



adelphi



Betrachtung einzelner wichtiger Exportmärkte für erneuerbare Energien

Die Energiewende im internationalen Kontext - Chancen und Herausforderungen für die deutsche Politik und Industrie

Kora Töpfer, Walter Kahlenborn, Jan Vetter (adelphi)

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Betrachtung einzelner wichtiger Exportmärkte für erneuerbare Energien

Die Energiewende im internationalen Kontext - Chancen und Herausforderungen für die deutsche Politik und Industrie

Kora Töpfer, Walter Kahlenborn, Jan Vetter (adelphi)

Gefördert durch das BMWi im Rahmen des Verbundvorhabens „Die Energiewende im internationalen Kontext – Chancen und Herausforderungen an die deutsche Politik und Industrie“ (Förderkennzeichen 0325609A)

Alle Rechte vorbehalten. Die durch adelphi erstellten Inhalte des Werkes und das Werk selbst unterliegen dem deutschen Urheberrecht. Beiträge Dritter sind als solche gekennzeichnet. Die Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und jede Art der Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtes bedürfen der schriftlichen Zustimmung von adelphi. Die Vervielfältigung von Teilen des Werkes ist nur zulässig, wenn die Quelle genannt wird.

Zitiervorschlag:

Töpfer, Kora; Walter Kahlenborn und Jan Vetter 2016: Betrachtung einzelner wichtiger Exportmärkte für erneuerbare Energien. Teilstudie des vom BMWi geförderten Forschungsprojekts „Die Energiewende im internationalen Kontext“. Berlin: adelphi.

Impressum

Herausgeber: adelphi
Caspar-Theyss-Strasse 14a
14193 Berlin
T +49 (0)30-89 000 68-0
F +49 (0)30-89 000 68-10
office@adelphi.de
www.adelphi.de

Autoren: Kora Töpfer, Walter Kahlenborn, Jan Vetter (adelphi)

Titelbild: © Jason Winter / shutterstock.com

Stand: September 2015

© 2015 adelphi



adelphi ist eine der führenden Institutionen für Politikanalyse und Strategieberatung. Wir sind Ideengeber und Dienstleister für Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft zu globalen umwelt- und entwicklungspolitischen Herausforderungen. Unsere Projekte tragen zur Sicherung natürlicher Lebensgrundlagen bei und fördern nachhaltiges Wirtschaften. Zu unseren Auftraggebern zählen internationale Organisationen, Regierungen, öffentliche Einrichtungen, Unternehmen und Verbände.

Wir verknüpfen wissenschaftliche und technische Expertise mit analytischer und strategischer Kompetenz, Anwendungsorientierung und konstruktiver Problemlösung. Unser integrativer Ansatz verbindet Forschung, Beratung und Dialog in sechs Themenfeldern. Internationale und interdisziplinäre Projektteams gestalten weltweit in unterschiedlichen Kulturen und Sprachen eine gemeinsame Zukunft.

In mehr als zehn Jahren hat adelphi über 700 Projekte für 100 Auftraggeber konzipiert und umgesetzt und wichtige umwelt- und entwicklungspolitische Vorhaben fachlich und strategisch begleitet. Nachhaltigkeit ist Grundlage und Leitmotiv unseres Handelns nach außen und innen. Deshalb haben wir ein validiertes Umweltmanagementsystem eingeführt und stellen sämtliche Aktivitäten klimaneutral.

adelphi
Caspar-Theyss-Strasse 14a
14193 Berlin
T +49 (0)30-89 000 68-0
F +49 (0)30-89 000 68-10
office@adelphi.de
www.adelphi.de

Kora Töpfer

ist Projektmanagerin bei adelphi. Ihr Tätigkeitsschwerpunkt liegt auf den Themen Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. In verschiedenen Forschungs- und Beratungsprojekten befasst sie sich mit den politischen Rahmenbedingungen der Energiewende in Deutschland und weltweit. Ein weiterer Fokus ihrer Arbeit liegt auf internationalen Märkten für Erneuerbare Energien und der Außenwirtschaftsförderung.

toepfer@adelphi.de

Walter Kahlenborn

ist Geschäftsführer und Mitbegründer von adelphi research und adelphi consult. Er berät Bundesministerien, die Europäische Kommission sowie Unternehmen und Verbände. Seit 1995 leitete er mehr als 100 nationale und internationale Forschungs- und Beratungsprojekte und veröffentlichte über 200 Bücher, Aufsätze und Artikel in Fachzeitschriften zu umweltpolitischen Themen.

kahlenborn@adelphi.de

Inhalt

Inhalt	II
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund und Zielsetzung	1
1.2 Aufbau und Methodik	1
2 Länderstudien ausgewählter Staaten	9
2.1 Frankreich	9
2.1.1 Key Facts	9
2.1.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	10
2.1.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	13
2.1.4 Erfolg der Instrumente	20
2.1.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	20
2.1.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	27
2.1.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	32
2.2 Vereinigtes Königreich	36
2.2.1 Key Facts	36
2.2.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	36
2.2.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	41
2.2.4 Erfolg der Instrumente	48
2.2.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	48
2.2.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	54
2.2.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	56
2.3 Spanien	60
2.3.1 Key Facts	60
2.3.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	60
2.3.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	65
2.3.4 Erfolg der Instrumente	69
2.3.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	69

2.3.4.2	Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	75
2.3.5	Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	79
2.4	Polen	83
2.4.1	Key Facts	83
2.4.2	Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	83
2.4.3	Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	88
2.4.4	Erfolg der Instrumente	93
2.4.4.1	Wirkungen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	93
2.4.4.2	Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	98
2.4.5	Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	103
2.5	USA	107
2.5.1	Key Facts	107
2.5.2	Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	108
2.5.3	Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	112
2.5.3.1	Förderinstrumente auf Bundesebene	112
2.5.3.2	Instrumente auf Ebene der Bundesstaaten	116
2.5.3.3	Local Content-Regelungen	125
2.5.4	Erfolg der Instrumente	126
2.5.4.1	Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	126
2.5.4.2	Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	129
2.5.5	Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	134
2.6	China	136
2.6.1	Key Facts	136
2.6.2	Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	137
2.6.3	Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	141
2.6.4	Erfolg der Instrumente	144
2.6.4.1	Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	144
2.6.4.2	Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	147
2.6.5	Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	151
2.7	Indien	154
2.7.1	Key Facts	154
2.7.2	Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	155
2.7.3	Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien	159
2.7.4	Erfolg der Instrumente	165

2.7.4.1	Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien	165
2.7.4.2	Wertschöpfung und Wirkung auf den Local Content	172
2.7.5	Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	176
2.8	Thailand	179
2.8.1	Key Facts	179
2.8.2	Einführung Energiemarkt und Energiepolitik	180
2.8.3	Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energie	183
2.8.4	Erfolg der Instrumente	190
2.8.4.1	Wirkung auf den Ausbau erneuerbarer Energien	190
2.8.4.2	Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content	197
2.8.5	Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen	199
3	Vergleichende Bewertung der Rahmenbedingungen und der Schlussfolgerungen für deutsche Exportchancen	202
4	Anhang	212
5	Literaturverzeichnis	218

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Arbeitspakete des Gesamtprojekts	2
Abbildung 2:	Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten EE-Leistung 2014	4
Abbildung 3:	Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten Windenergie-Leistung 2014	5
Abbildung 4:	Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten PV-Leistung 2014	5
Abbildung 5:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Frankreich 2012	11
Abbildung 6:	Stromproduktion nach Energieträgern in Frankreich 2014	11
Abbildung 7:	Einsatz der wesentlichen Förderinstrumente in Frankreich	14
Abbildung 8:	Insgesamt geförderte Strommenge in Frankreich 2011 differenziert nach Energieträgern	21
Abbildung 9:	Ausbau der Windenergie und geplante Entwicklung bis 2020	22
Abbildung 10:	Entwicklung der Photovoltaik-Kapazitäten in Frankreich	23
Abbildung 11:	Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Frankreich	25
Abbildung 12:	Umsatzentwicklung von EE-Branchen in Frankreich	27
Abbildung 13:	Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in Frankreich 2013-2014	28
Abbildung 14:	Verteilung der kumulierten installierten Windenergie-Leistung am 1. Juli 2014 nach Anlagenherstellern	30
Abbildung 15:	Anteil Frankreichs an den deutschen Im- und Exporten von Komponenten zur potentiellen Nutzung erneuerbarer Energien	32
Abbildung 16:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien in Frankreich	33
Abbildung 17:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern im Vereinigten Königreich 2012	37
Abbildung 18:	Stromproduktion nach Energieträgern im Vereinigten Königreich 2014	38
Abbildung 19:	Langfristig ökonomische Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Großbritannien	41
Abbildung 20:	Jährliche Förderkosten für erneuerbare Energien in UK nach Technologien	42
Abbildung 21:	geförderte Strommenge im Vereinigten Königreich 2010 und 2011	48
Abbildung 22:	Ergebnisse der ROCs. 2002 bis März 2013	50
Abbildung 23:	Entwicklung einzelner erneuerbarer Energiesegmente in UK	50
Abbildung 24:	Zubau erneuerbarer Kapazitäten 2004-2013	51

Abbildung 25:	kumulierte installierte Kapazität der unter dem Einspeisetarif registrierten Anlagen (jeweils am Ende des Monats)	52
Abbildung 26:	Arbeitsplätze in der EE-Branche (linkes Diagramm) sowie Umsätze der EE-Branche in UK (rechtes Diagramm)	54
Abbildung 27:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich	58
Abbildung 28:	Anteile UKs an den deutschen Ex- und Importen von Komponenten zur potenziellen Nutzung erneuerbarer Energien (in %)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 29:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Spanien 2012	61
Abbildung 30:	Stromproduktion nach Energieträgern in Spanien 2014	62
Abbildung 31:	Wärmeerzeugung 2012 und Marktpotenziale bis 2020	65
Abbildung 32:	Geförderte Strommenge in 2011	70
Abbildung 33:	Ausbau der EE in Spanien 2004 - 2013	70
Abbildung 34:	Jährlicher Zubau der EE in Spanien 2004 - 2013	71
Abbildung 35:	Jährliche Förderkosten für erneuerbare Energien in Spanien nach Technologien (2011)	72
Abbildung 36:	Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in Frankreich 2012-2013	75
Abbildung 37:	Arbeitsplatzentwicklungen in spanischen EE-Branchen	76
Abbildung 38:	Spaniens Ex- und Importe sowie Nettoexporte bei EE-Segmenten	76
Abbildung 39:	Anteil Spaniens an den deutschen Ex- und Importen von Komponenten für EE-Technologien	80
Abbildung 40:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien in Spanien	81
Abbildung 41:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Polen 2012	84
Abbildung 42:	Stromproduktion nach Energieträgern in Polen 2014	85
Abbildung 43:	Wärmeerzeugung 2010 und offizielle Ausbauziele bis 2020 in Polen	87
Abbildung 44:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten aus EE in Polen (MW)	94
Abbildung 45:	Entwicklung der Stromerzeugung in Polen aus EE (GWh/a)	95
Abbildung 46:	Wertschöpfungskette der Windenergie in Polen	101
Abbildung 47:	Jährliche Exporte und Importe im Segment der Solar- und Windenergie in Polen (Durchschnitt 2010-2012)	102
Abbildung 48:	Anteile Polens an den deutschen Exporten und Importen bei Komponenten zur potentiellen Nutzung erneuerbarer Energien	104
Abbildung 49:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien in Polen	105
Abbildung 50:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in den USA 2012	108
Abbildung 51:	Stromproduktion nach Energieträgern in den USA 2012	109

Abbildung 52:	Spannbreite von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in den USA	110
Abbildung 53:	Verlauf der Ausschreibungen in Kalifornien (2011-2013). Anzahl an eingereichten Anträgen, gewonnene Anträge sowie Erfolgsquote nach Antragsstellung insgesamt	122
Abbildung 54:	Verlauf der Ausschreibungen in New-Jersey. Anzahl an Anträgen, gewonnene Anträge sowie Erfolgsquote nach Antragsstellung	124
Abbildung 55:	Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten (linke Achse) und damit erreichter Anteil an der Gesamtstromerzeugung (rechte Achse)	126
Abbildung 56:	Jährlicher Zubau (netto) an Stromerzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien 2001-2012 in den USA	127
Abbildung 57:	Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in den USA 2013-2014	129
Abbildung 58:	Inländische Herstellungskapazitäten von Windenergieanlagen vs. Windenergieausbau in den USA	133
Abbildung 59:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der EE in den USA	134
Abbildung 60:	Anteil der USA an den deutschen Importen und Exporten von Komponenten zur potentiellen Nutzung erneuerbarer Energien	135
Abbildung 61:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in China 2012	137
Abbildung 62:	Stromproduktion nach Energieträgern in China 2012	138
Abbildung 63:	Jährlicher Zubau an EE-Stromerzeugungsleistung	144
Abbildung 64:	Direkte und indirekte Arbeitsplätze des EE-Sektors in China 2013-2014	147
Abbildung 65:	Situation der PV-Polysilizium-Industrie in China	148
Abbildung 66:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien in China	151
Abbildung 67:	Anteil Chinas an den deutschen Im- und Exporten	152
Abbildung 68:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Indien 2012	155
Abbildung 69:	Stromproduktion nach Energieträgern in Indien 2012	156
Abbildung 70:	EE-Ausbauziele im 12. Fünfjahresplan – Zusätzlicher Ausbau bis 2017 für netzgebundene und netzunabhängige Anlagen	158
Abbildung 71:	Potenziale vs. installierte Kapazitäten für erneuerbare Energien in Indien	159
Abbildung 72:	Entwicklung der erneuerbaren Energien in Indien (ohne große Wasserkraft)	165
Abbildung 73:	Einfluss von Politikmaßnahmen auf die Senkung der Stromgestehungskosten (LCOE) von beispielhaften Projekten in Indien	166
Abbildung 74:	Ausbau einzelner erneuerbarer Energieträger seit dem Finanzjahr 2010/2011	167

Abbildung 75:	Anteile verschiedener Fördersysteme an den durchgeführten Projekten im Photovoltaik-Segment (gemessen an installierten MW). Stand: 9. März 2013	169
Abbildung 76:	Installierte PV-Kapazitäten in den indischen Bundesstaaten (MW) (2013)	170
Abbildung 77:	Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in Indien 2013-2014	172
Abbildung 78:	Entwicklung von Im- und Exporten der indischen Solarindustrie	174
Abbildung 79:	Anteil Indiens an den deutschen Importen und Exporten von Komponenten zur potenziellen Nutzung erneuerbarer Energien	177
Abbildung 80:	Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien in Indien	177
Abbildung 81:	Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Thailand 2012	180
Abbildung 82:	Stromproduktion nach Energieträgern in Thailand 2012	181
Abbildung 83:	Erneuerbare Energien unter dem Kleinststeuerer-Programm (in MW)	191
Abbildung 84:	Ausbau der erneuerbaren Energien in Thailand seit Einführung des Adder-Programms (ohne große Wasserkraft > 6 MW)	192
Abbildung 85:	Entwicklung der Stromproduktion in Thailand 2009 - 2013	194
Abbildung 86:	Erste Ergebnisse des Förderprogramms für solare Dachanlagen in Thailand (2013)	195
Abbildung 87:	Handel an PV-Zellen und Modulen in Thailand nach nationalen Statistiken	198
Abbildung 88:	Thailands Ex- und Importe von Windenergiekomponenten	198
Abbildung 89:	Ausblick der zukünftigen Marktentwicklung von EE-Segmenten in Thailand	199
Abbildung 90:	Thailands Importe aus Deutschland sowie Exporte nach Deutschland bei Windenergiekomponenten (Wind-powered electric generating sets)	200
Abbildung 91:	Importe (und Exporte) Thailands aus (und nach) Deutschland von lichtempfindlichen Halbleitern, inkl. PV-Zellen und Licht-emittierenden Dioden	201
Abbildung 92:	Investitionen in erneuerbare Energien	211

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Förderinstrumente in den betrachteten acht Märkten	3
Tabelle 2:	Renewable energy country attractiveness index	6
Tabelle 3:	Entwicklung der Regeln für Einspeisetarife in Frankreich	15
Tabelle 4:	Ausschreibungen für erneuerbare Energiesegmente in Frankreich im Strombereich	17
Tabelle 5:	Ausbau der erneuerbaren Energien in Frankreich im Strombereich: Abweichung zwischen nationalen Zielen und Ausbaustand (GWh/a)	20
Tabelle 6:	Resultate Ausschreibungsrunden Windenergie Frankreich	21
Tabelle 7:	Zwischenbilanz der Ausschreibungen für Photovoltaikprojekte in Frankreich nach angenommenen Angeboten	24
Tabelle 8:	Zwischenbilanz der Ausschreibungen für Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse und Biogas in Frankreich	26
Tabelle 9:	Entwicklung der durchschnittlich bewilligten Leistung und Vergütung für ausgeschriebene kleine und mittlere Anlagen (100-250 kWp)	35
Tabelle 10:	Übersicht über den Stand und zentrale nationale Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich	40
Tabelle 11:	Förderinstrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien in UK	42
Tabelle 12:	Ausgaben für Fördersysteme in UK in Millionen Euro	43
Tabelle 13:	Übersicht über den Stand und nationale Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Spanien	64
Tabelle 14:	Überblick über die wesentlichen Förderinstrumente zum Ausbau erneuerbarer Energien in Spanien	65
Tabelle 15:	Wesentliche Charakteristika der Einspeisevergütung und Marktprämie in Spanien	66
Tabelle 16:	Wesentliche Änderungen des spanischen Fördersystems für EE	67
Tabelle 17:	Erfolg des Régimen especial beim Ausbau der Stromerzeugung sowie Zielerreichung im Wärmebereich	69
Tabelle 18:	Beitrag der CSP-Branche zur Wertschöpfung in Spanien (2010)	79
Tabelle 19:	Übersicht über den Stand und zentrale nationale Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Polen	86
Tabelle 20:	Entwicklung polnischer Fördersysteme für EE seit 2000	89
Tabelle 21:	Ausbau der EE und Realisierung des Quotensystems in Polen von 2005 bis 2011	94
Tabelle 22:	Energiekosten der Endverbraucher von 2010 bis 2012	96
Tabelle 23:	Sozio-ökonomische Entwicklung im Bereich der EE in Polen im Vergleich von 2011 zu 2012	99
Tabelle 24:	Technische Potenziale für EE in den Vereinigten Staaten	111
Tabelle 25:	Wesentliche Förderinstrumente der Bundesebene	113
Tabelle 26:	Förderanreize für erneuerbare Energien in den US-Bundesstaaten	117

Tabelle 27:	Charakteristika der angewandten Ausschreibungsmodelle in Kalifornien und New Jersey	120
Tabelle 28	Erfolg der Stromgesellschaften im Ausschreibeprozess	122
Tabelle 29:	Angebote Leistung bei den Ausschreibungen in Kalifornien nach einzelnen Kategorien	123
Tabelle 30:	Produktionskapazitäten und tatsächliche Produktion der amerikanischen PV-Industrie 2012	130
Tabelle 31:	Windenergiemarkt in den USA nach Herstellern 2012	132
Tabelle 32:	Stand und Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien in China	139
Tabelle 33:	Übersicht Hauptförderinstrumente in China für den EE-Ausbau	141
Tabelle 34:	Produktionskapazitäten und tatsächliche Produktion der Photovoltaik-Industrie in China 2012	149
Tabelle 35:	Top Ten Hersteller auf dem chinesischem Windenergiemarkt 2013	150
Tabelle 36:	Ziele der National Solar Mission	158
Tabelle 37:	Überblick über wesentliche Förderinstrumente zum EE-Ausbau EE Indien	160
Tabelle 38:	Einspeisevergütungen in Indien	161
Tabelle 39:	Produktionskapazität der indischen Solarindustrie	173
Tabelle 40:	Wesentliche Ziele und Stand zum Ausbau der EE-Segmente in Thailand	183
Tabelle 41:	Förderinstrumente für EE in Thailand (seit 2007)	185
Tabelle 42:	Ziele des Adder-Programms für Klein- und Kleinsterzeuger 2007 und eingesetzter Fördermechanismus	186
Tabelle 43:	Wesentliche Rahmenbedingungen des Adder-Programms	187
Tabelle 44:	Änderungen beim Adder-Programm 2010 gegenüber dem vorherigen Förderregime	189
Tabelle 45:	Einspeisevergütung für kommunale solare Freiflächenanlagen mit Betriebsbeginn Dezember 2014	190
Tabelle 46:	Vergleich der bisher gesetzten Programmziele zum Ausbau EE und tatsächlich erzielter Ausbau	191
Tabelle 47:	Thailands Marktentwicklung bei erneuerbaren Energien in vier Phasen	193
Tabelle 48:	Wirkung der Ausschreibungsmodelle	203
Tabelle 49:	Potenzial für die inländische Wertschöpfung in einem Land in Abhängigkeit der Entwicklung des Sektors der Wind- und Solarenergie	206
Tabelle 50:	Anteil inländischer Windenergieanlagenhersteller	207
Tabelle 51:	Inländische weltweit führende Windenergieunternehmen (ohne Kleinwind)	208
Tabelle 52:	Vergleich Local Content-Regelungen	208

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
APPA	Asociación de Productores de Energías Renovables
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CFD	Contracts for Difference
CNE	Comisión nacional de Energía
CNR	Compagnie Nationale du Rhône
CRE	Commission de Regulation de l'électricité
CSP	Concentrated Solar Power
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
DECC	Department of Energy & Climate Change
ECA	Enhanced Capital Allowances
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
EDF	Electricité de France
EMR	Electricity Market Reform
EU	Europäische Union
EWEA	European Wind Energy Association
GWh	Gigawattstunde
IEA	Internationale Energieagentur
IPP	Independent Power Producer
IRENA	International Renewable Energy Agency
JI	Joint Implementation
LCR	Local Content-Regelung
MEDDE	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
Mtoe	Millionen Tonnen Öleinheiten

MWh	Megawattstunde
NFFO	Non Fossil Fuel Obligations
OFTOs	Offshore Transmission Owners
PACE	Property assessed clean energy
PER	Plan de Energías Renovables
PPA	Power Purchase Agreement
PPI	Programme Pluriannuel d'investissements
PSW	Pumpspeicherwerke
PTC	Production Tax Credit
PV	Photovoltaik
REC	Renewable Energy Certificates
ROC	Renewable Obligation Certificates
ROO	Renewables Obligation Order
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SRO	Scottish Renewables Obligation
TWh	Terrawattstunde
TPES	Total Primary Energy Supply

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Weltweit fördern immer mehr Länder den Ausbau erneuerbarer Energien. So haben beispielsweise Anfang 2015 164 Länder weltweit Ausbauziele für erneuerbare Energien definiert (REN21 2015). Auch die Anwendung von Politikinstrumenten zur EE-Förderung, wie Ausschreibungen und Net-Metering, steigt. Damit einhergehend sind international verwobene Wertschöpfungsketten entstanden (vgl. Arbeitspaket 4: Aufbau internationaler Wertschöpfungsketten).

Weltweit ist dabei auch der Blick auf die deutsche Energiewende gerichtet als Vorreiter sowie als Beispiel für die Transformation des Energiesystems in einem Industrieland. Gleichzeitig richten die deutsche Politik und Wirtschaft ihren Blick auf sich entwickelnde Auslandsmärkte und neue Marktchancen weltweit.

Vor diesem Hintergrund stellen sich folgende Leitfragen:

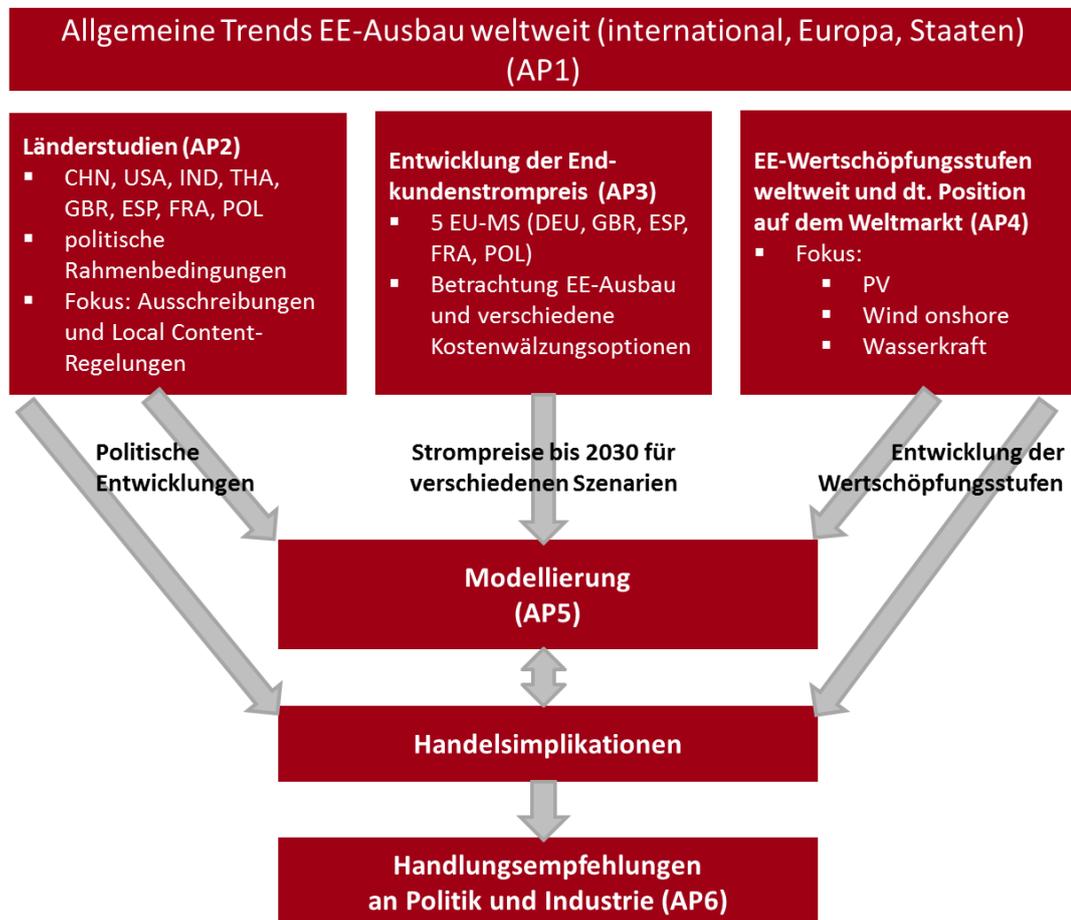
- Wie haben sich die politischen Rahmenbedingungen in wichtigen deutschen Exportmärkten in den letzten Jahren entwickelt und mit welchen weiteren Entwicklungen ist zukünftig zu rechnen?
- Welche Wirkung haben die politischen Regelungen und Strategien auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in den wichtigen Exportmärkten und wie wird sich der Ausbau zukünftig fortsetzen?
- Wie haben sich die politischen Rahmenbedingungen auf die lokale Wertschöpfung in diesen Ländern ausgewirkt und was ist daraus für die Zukunft abzuleiten?
- Welche Wirkung haben insbesondere Ausschreibungsmodelle und Local Content-Regelungen auf den EE-Ausbau und die lokale Wertschöpfung?
- Und schließlich: Welche Auswirkungen haben diese Entwicklungen auf deutsche Exportchancen? Welche Marktchancen werden sich zukünftig ergeben?

Ziel dieser Teilstudie ist es, diese Fragen zu beantworten. Aus der Analyse der politischen Rahmenbedingungen und deren Wirkungen werden Schlüsse für die Zukunft abgeleitet. Zielgruppe der Studie sind politische Entscheidungsträger aus Deutschland sowie die deutsche EE-Branche.

1.2 Aufbau und Methodik

Die vorliegende Studie ist ein Teil des vom BMWi geförderten Forschungsprojekts „Die Energiewende im internationalen Kontext – Chancen und Herausforderungen an die deutsche Politik und Industrie“, das adelphi zusammen mit GWS und prognos umsetzt. Bei dieser Teilstudie handelt es sich um das Arbeitspaket 2 „Detailbetrachtung einzelner wichtiger Märkte“ von insgesamt sechs Arbeitspaketen (AP). Die APs bauen dabei wie folgt aufeinander auf:

Abbildung 1: Darstellung der Arbeitspakete des Gesamtprojekts



Quelle: Eigene Darstellung

Nachdem in AP 1 die Ausbautrends von EE weltweit sowie Trends politischer Fördermodelle auf internationaler, europäischer und staatlicher Ebene insgesamt betrachtet wurden, wird im AP 2 der Blick auf eine Auswahl einzelner relevanter EE-Märkte gerichtet.

• Kriterien der Länderauswahl

Für die Detailbetrachtung einzelner wichtiger Märkte wurden zunächst acht Länder ausgewählt. Dabei handelt es sich um die vier EU-Mitgliedstaaten Frankreich, das Vereinigte Königreich, Spanien und Polen sowie um die vier außereuropäischen Länder USA, China, Indien und Thailand. Hauptkriterien bei der Länderauswahl waren zum einen der Erfahrungsschatz eines Landes mit verschiedenen EE-Förderinstrumenten und zum anderen der Entwicklungsstand des Marktes für erneuerbare Energien. Die ausgewählten Länder verfügen über breite und langjährige Erfahrungen mit verschiedenen Förderinstrumenten für erneuerbare Energien und weisen EE-Märkte auf, die etabliert sind oder sich in starkem Wachstum befinden.

Tabelle 1 zeigt die Vielfalt an Förderinstrumenten, die in den ausgewählten Staaten angewendet werden.

Tabelle 1: Förderinstrumente in den betrachteten acht Märkten

	Förderinstrumente	FRA	GBR	ESP	POL	USA	CHN	IND	THA
Ausbauziele und ordnungspolitische Regelungen	Ziele für den Ausbau EE	Ja**	Ja	Ja	Ja	Ja **, ***	Ja**	Ja	Ja
	Einspeisevergütung/ Marktprämie	Ja**	Ja	Ja****	Ja**	Ja**, ***	Ja**	Ja	Ja**
	Renewable Portfolio Standards/ Quoten		Ja		Ja	Ja***	Ja	Ja	
	Net-Metering			Ja		Ja**, ***		Ja***	
	Verpflichtender Anteil an Biotreibstoffen	Ja	Ja	Ja**	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Verpflichtender EE- Wärmeanteil	Ja		Ja		Ja***	Ja	Ja***	
	Handelbare REC- Zertifikate	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja***		Ja	
	Ausschreibungen	Ja			Ja**		Ja	Ja*	
Fiskalische Anreize und öffentliche Förderungen	Kapitalsubventionen, -zuschüsse und -ermäßigungen	Ja	Ja	Ja		Ja	Ja	Ja	
	Steuergutschriften (<i>investment</i> oder <i>production tax credits</i>)	Ja		Ja		Ja**	Ja	Ja	
	Ermäßigungen der Umsatz-, Energie-, Gewerbe- oder Mehrwertsteuer	Ja	Ja		Ja	Ja	Ja	Ja*	Ja
	Staatliche Vergütung für Energieerzeugung		Ja	Ja			Ja	Ja	Ja
	Öffentliche Investitionen, Darlehen oder Zuschüsse	Ja	Ja		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

* neu, ** überarbeitet, *** auf Bundesstaatenebene (nicht auf nationaler Ebene),**** bis 2012 für neue Projekte

Quelle: Eigene Darstellung nach REN21 2015

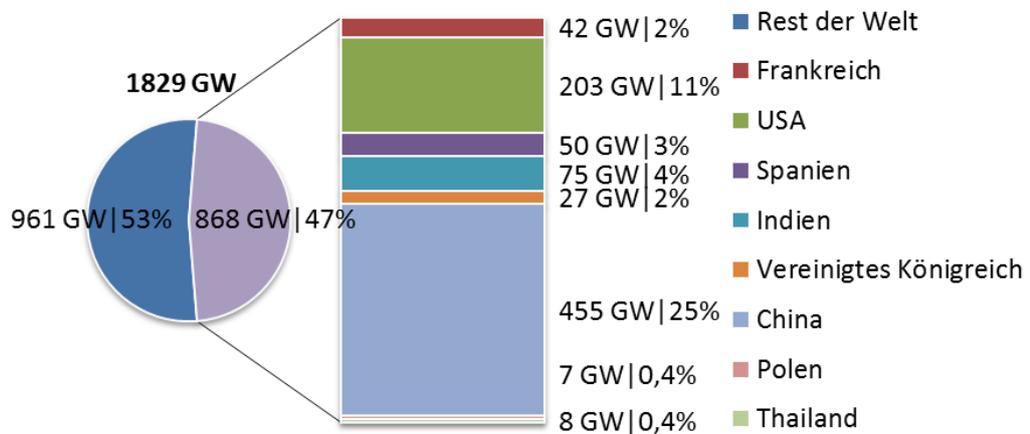
Die eingesetzten Förderinstrumente reichen jeweils von ordnungspolitischen Zielvorgaben bis hin zu direkten und indirekten Förderungen, wie feste Einspeisevergütungen und Steuerermäßigungen. In den Länderstudien wird sich auf diese wesentlichen Förderinstrumente konzentriert. Dabei liegt der Fokus auf der nationalstaatlichen Ebene. In den USA und Indien existieren zudem bedeutende Regelungen auf bundesstaatlicher Ebene, die ebenfalls betrachtet werden.

Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass es bei der Betrachtung der Förderinstrumente darum geht, die Wirkung der Instrumente auf den EE-Ausbau und die (lokale) Wertschöpfung zu untersuchen sowie letztlich die Perspektiven für deutsche Exporte, die

daraus abgeleitet werden können. Es findet in dieser Studie keine allgemeine Instrumentenanalyse und -bewertung statt. Es werden keine Aussagen über die allgemeine Qualität von Förderinstrumenten getroffen.

Neben der Vielfalt an Förderinstrumenten war weiteres Hauptkriterium bei der Länderauswahl die Marktgröße und das Marktpotenzial. Die ausgewählten Märkte gehören zu den größten EE-Märkten weltweit bzw. verfügen über starke Wachstumsperspektiven. Die folgende Abbildung 2 zeigt den Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten EE-Leistung.

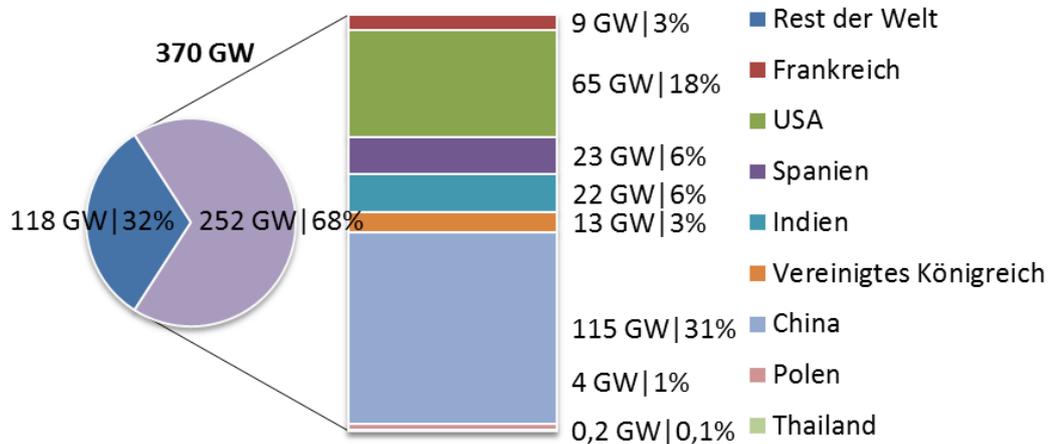
Abbildung 2: Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten EE-Leistung 2014



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015b

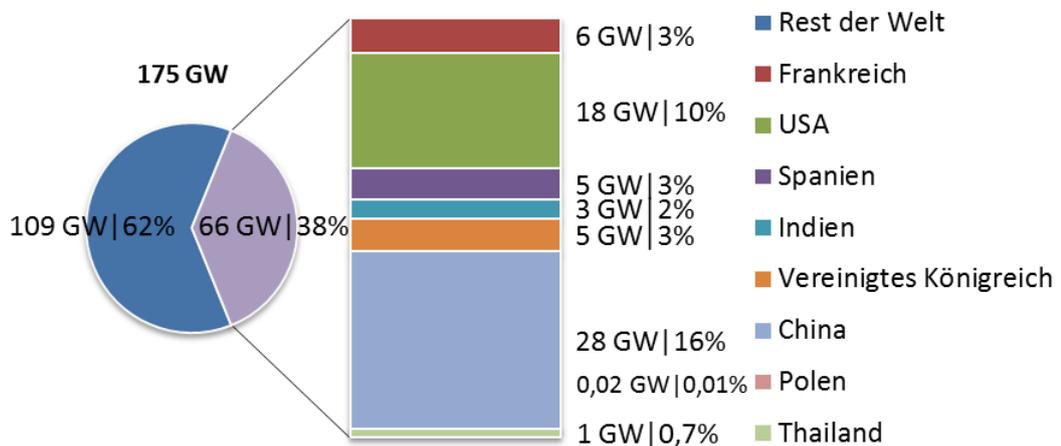
Weiterhin zeigen die Abbildung 3 und Abbildung 4 den Anteil der betrachteten Länder an der installierten Windenergie- und Photovoltaik-leistung. Besonders auffällig sind die große Anteile Chinas (31 Prozent der weltweit installierten Windenergieleistung und 16 Prozent der Photovoltaik-leistung) und der USA (18 Prozent der weltweit installierten Windenergieleistung und 10 Prozent der Photovoltaik-Leistung). Besonders geringe Anteile weisen mit jeweils unter 1 Prozent Anteil Polen und Thailand aus.

Abbildung 3: Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten Windenergie-Leistung 2014



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015b

Abbildung 4: Anteil der acht ausgewählten Länder an der weltweit installierten PV-Leistung 2014



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015b

Darüber hinaus sollten die Länder – soweit möglich – aus verschiedenen Kontinenten stammen, um eine regionale Vielfalt untersuchen zu können. Vertreten sind die Kontinente Europa als Hauptexportregion für deutsche EE-Technologien und -Dienstleistungen sowie Asien und Amerika.

Zudem war die Datenverfügbarkeit ein Auswahlkriterium. Zu den acht Ländern sind ausreichend Daten verfügbar, um eine fundierte Analyse zu erstellen.

Das Ranking der acht Länder im sogenannten *Renewable energy country attractiveness index* (Ernst&Young 2015) unterstreicht die Attraktivität der ausgewählten Märkte. Der Index berücksichtigt eine Reihe an volkswirtschaftlichen Daten, Energiemarktdaten sowie technologischen Entwicklungen. China und die USA stehen an erster bzw. zweiter Stelle von insgesamt 40 Ländern weltweit. Indien kommt auf Platz 4, Frankreich auf Platz 7 gefolgt von dem Vereinigten Königreich auf Platz 8. Thailand ist Nummer 22, Spanien 24 und Polen 26. Bei den Technologien PV und Onshore-Windenergie sieht das Ranking ähnlich aus, wie die folgende Tabelle zeigt:

Tabelle 2: Renewable energy country attractiveness index

Land	FRA	GBR	ESP	POL	USA	CHN	IND	THAI
Gesamt	7	8	24	26	2	1	4	22
PV	7	13	21	33	2	1	4	14
Onshore-Wind	9	11	28	20	2	1	5	32

Quelle: Eigene Darstellung nach Ernst&Young 2015

- **Fokussierung auf den Stromsektor (PV und Wind Onshore), Local Content-Regelungen und Ausschreibungsmodelle**

Analog zum Gesamtprojekt liegt der Fokus von AP 2 auf dem Stromsektor und nicht auf dem Wärme- oder Verkehrssektor. Der technologische Fokus liegt auf PV und Onshore-Windenergie. Dies sind – gemessen am weltweiten Zubau – die am stärksten wachsenden EE-Technologien. Zudem sind es die beiden am weitesten entwickelten deutschen EE-Branchen mit großer Exportrelevanz.

Zudem werden die Themen Local Content-Regelungen (LCR) und Ausschreibungen in den jeweiligen Ländern detailliert betrachtet.

LCR können auf unterschiedliche Weise eine Bevorzugung lokaler Wertschöpfung gegenüber ausländischer Wertschöpfung bewirken. Je nach Ausgestaltung können sie sich teilweise erheblich auf deutsche Exportchancen auswirken. Im Kontext erneuerbarer Energien werden vorwiegend drei unterschiedliche Typen von LCR angewendet (BMWi 2014b) (BMWiÉ:

- Bevorzugung lokaler Unternehmen bei Ausschreibungen öffentlicher Auftraggeber:

Dabei kann es sich z.B. um die Vorgabe eines Mindestanteils oder eines Korrekturfaktors auf den Angebotspreis handeln, wie in China. Solche Regelungen sind allerdings nur dann WTO rechtswidrig, wenn das Land dem Government Procurement Agreement beigetreten ist und auch dann gibt es bestimmte Offset-Klauseln für Entwicklungsländer. Dem Government Procurement Agreement gehören insgesamt 16 Parteien an, wobei die EU mit ihren 28 Mitgliedstaaten als eine Partei zählt. Von den acht Ländern dieser Studie sind die vier EU-Mitgliedstaaten und die USA Mitglied des Agreements. China, Indien und Thailand haben einen Beobachterstatus inne.

- Einfuhrzölle:

Innerhalb bestimmter Grenzen können Einfuhrzölle WTO konform sein. Oftmals ist dafür eine Einzelfallprüfung notwendig.

- LCR in Verbindung mit Einspeisevergütungen:

Die Zahlung von Einspeisetarifen kann mit LCR kombiniert werden. Meist sind hier zwei Alternativen möglich: Zum einen kann ein Mindestanteil einheimischer Wertschöpfung vorgegeben werden, um überhaupt eine Einspeisevergütung zu erhalten. Zum anderen kann eine höhere Vergütung festgelegt werden für Anlagen mit einem bestimmten LC-Anteil.

Beide Varianten sind in der Regel WTO rechtswidrig.

Alle ausgewählten Länder – mit Ausnahme von Polen und Thailand – machen von verschiedenen LCR Gebrauch. In den Länderanalysen werden die Regelungen detailliert betrachtet und ihre Wirkung auf deutsche Exportchancen bewertet.

Ein weiterer Fokus in den Länderstudien liegt auf Ausschreibungsmodellen. Weltweit kommen Ausschreibungen zur Förderung des EE-Ausbaus zunehmend zum Einsatz (REN21 2015). Waren es 2011 etwa 35 Länder mit Ausschreibungsmodellen, so sind es Anfang 2015 bereits knapp 60 Länder. Dazu zählen auch die acht betrachteten Länder, mit Ausnahme von Polen, wo Ausschreibungsmodelle in Planung sind, jedoch noch nicht im Einsatz.

Im Kontext erneuerbarer Energien lassen sich grob zwei Ausschreibungsmodelle unterscheiden (BMW 2014c). Dazu gehören zum einen klassische Projektausschreibungen, bei denen Verträge für die Förderberechtigung eines Kraftwerks auf Basis einer bestimmten EE-Technologie an einem vom Stromabnehmer definierten Standort vergeben werden. Zum anderen gibt es Ausschreibungen für Stromerzeugungskontingente oder zu liefernde Strommengen, die zunehmend an Bedeutung gewinnen. Diese Ausschreibungen können sehr unterschiedlich gestaltet werden und technologieoffen oder -spezifisch sein. Je nach Design und Kontext haben sie unterschiedliche Wirkung auf den EE-Ausbau und letztlich auf deutsche Exportchancen. Die Begriffe Ausschreibung und Auktion werden im Folgenden synonym verwendet.

- **Aufbau der Länderanalysen**

Die einzelnen Länderanalysen sind nach derselben Struktur aufgebaut. Zu Beginn sind die Key Facts zum Markt und den deutschen Exportchancen zusammengefasst. Daran anschließend wird zunächst ein Überblick über den Energiemarkt und die Energiepolitik gegeben. Darauf aufbauend werden die bestehenden und geplanten Politikinstrumente für den EE-Ausbau analysiert. Neben der aktuellen Gesetzgebung fließt darin auch die Diskussion um zukünftige Mechanismen ein. Anschließend wird der Erfolg dieser Instrumente bewertet und dabei vor allem die Wirkung auf den EE-Ausbau und auf die (lokale) Wertschöpfung.

In einem abschließenden Kapitel werden die Ergebnisse aus den Länderstudien und die Schlussfolgerungen für den deutschen Export verglichen.

Die Studie basiert auf Primär- und Sekundärdaten. Um eine Vergleichbarkeit der Länder untereinander zu erreichen, wurden – soweit möglich – internationale Daten verwendet, z.B. der IEA oder dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Jedoch wurden auch nationale Daten und Quellen genutzt. Der Hauptteil der Recherche erfolgte im Jahr 2014 und basiert auf zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Daten. Soweit möglich wurden die Daten 2015 aktualisiert.¹ Die Recherche erfolgte im Wesentlichen durch Desk Research

¹ Die IEA-Daten zum Primärenergieverbrauch und zur Stromproduktion liegen derzeit (Juli 2015) bis zum Jahr 2012 vor. Die Daten für 2013 werden voraussichtlich im September 2015 herausgegeben.

und Auswertung der Primär- und Sekundärquellen. Wo notwendig, wurden Lücken durch Austausch mit weiteren Experten telefonisch oder per Email geschlossen.

Die acht Länderstudien wurden im August 2015 mit Experten des deutschen EE-Sektors und der Außenwirtschaftsförderung diskutiert. Die Ergebnisse des Workshops sind in diese Studie eingeflossen.

Die Umrechnung von ausländischen Währungen in Euro erfolgt in dieser Studie auf Basis des Wechselkurses vom 1.1.2015, entnommen von der Webseite www.oanda.com (1 Euro entspricht: 7,45 Yuan, 1,21 US-Dollar, 4,28 Zloty, 76,84 Rupien, 39,85 Baht, 0,78 Pfund).

2 Länderstudien ausgewählter Staaten

2.1 Frankreich

2.1.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- Der Markt für Windenergie ist zwischen 2005 und 2010 erheblich gewachsen. Frankreich wurde wie andere Staaten vom Ausbauboom der Photovoltaik überrascht und hat infolgedessen den weiteren PV-Ausbau erheblich begrenzt. Seit 2011 stagniert der erneuerbare Energien-Markt. Insgesamt dominieren in Frankreich Großanlagen. Wasserkraft macht den Großteil der erneuerbaren Stromerzeugung aus, Biogas ist unterrepräsentiert. Ausbauziele wurden in der Vergangenheit in der Regel nicht erfüllt, mit Ausnahme bei der Photovoltaik.

Local Content

- Im Wind- und Solarbereich erfolgt die Wertschöpfung im Wesentlichen bei der Installation. Entsprechend der späten inländischen Marktentwicklung ist der Local Content-Anteil begrenzt. Windenergieanlagen und Solarmodule werden primär aus dem Ausland importiert, die Außenhandelsbilanz ist hier negativ. Seit dem Markteinbruch und den regulatorischen Unsicherheiten ist eine negative Branchenentwicklung zu beobachten. Chancen werden zukünftig insbesondere im Aufbau einer lokalen Offshore-Industrie und einer Photovoltaik-Industrie gesehen.
- Local Content-Regelungen werden zukünftig nur bei kleinen Solaranlagen angewendet. Bei Ausschreibungen im Offshore-Segment müssen Wertschöpfungspläne eingereicht werden.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Einspeisevergütungen haben einen wichtigen Beitrag zum Ausbau der Wind- und Solarenergie geleistet.
- Bei Ausschreibungen für Biomasse, Wind- sowie Solarenergie konnten die Ziele meist nicht erfüllt werden. Im Onshore-Windenergiesegment wurde daher auf eine feste Einspeisevergütung umgestellt. Im Bereich Offshore-Windenergie und bei großen Solaranlagen sind verstärkt Ausschreibungen vorgesehen.

Fazit

- Frankreich hat seinen inländischen Markt spät entwickelt. Die Förderinstrumente haben diese Entwicklung unterstützt. Einschränkungen bei den Förderungen und wechselnde Förderinstrumente führten zu wechselhaften und teilweise stagnierenden Märkten. Ausschreibungen werden zukünftig große Anlagen und Projekte, wie große Offshore-Windparks und große PV-Kraftwerke, befördern.

2.1.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

Mit einem Warenverkehr im Wert von 169,4 Mrd. Euro (2014) ist Frankreich Deutschlands wichtigster Handelspartner. Die Exporte nach Frankreich lagen bei 102 Mrd. Euro, die Importe aus Frankreich bei 67,4 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2015). Frankreich ist mit 46 Prozent Netto-Energieimporteur² (Weltbank 2015). Infolge der Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren baute Frankreich seine Kernenergiekapazitäten aus und liegt mittlerweile weltweit an der Spitze bei der Stromproduktion aus nuklearen Anlagen (Aykut 2013). Frankreich erwirtschaftet im Stromsektor einen Exportüberschuss in Höhe von ca. 44 TWh (2012) (Commission de Régulation de l'Énergie 2013). Während das Atomprogramm konsequent vorangetrieben wurde, war die französische Politik in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien weniger kontinuierlich. Nur 8,9 Prozent des Primärenergieverbrauchs stammen bisher aus erneuerbaren Energien. Den größten Anteil der Energiebereitstellung aus EE stellt gegenwärtig die Biomasse und hier vor allem Holz.

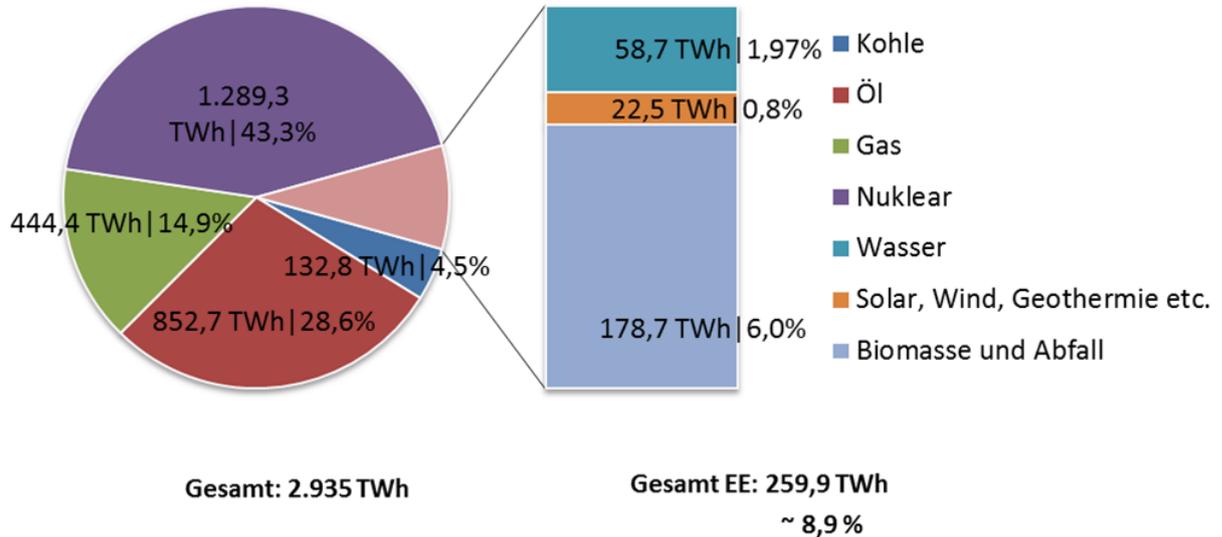
Abbildung 5: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Frankreich 2012

Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Abbildung 5 zeigt den Primärenergieverbrauch in Frankreich nach Energieträgern insgesamt und detailliert für erneuerbare Energien:

² Nach Weltbank-Definition sind Netto-Energieimporte der Energieverbrauch minus die Energieproduktion, beides in Öleinheiten. Ein negativer Wert bedeutet, dass das Land Netto-Exporteur von Energie ist, bei einem positiven Wert ist das Land Netto-Importeur von Energie. Energieverbrauch bezieht sich auf Primärenergie vor der Energieumwandlung.

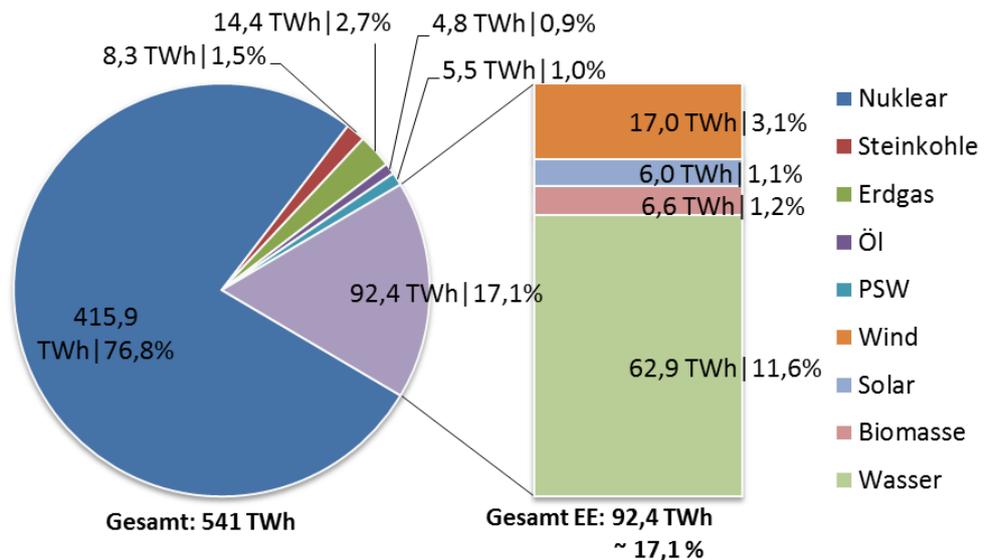
Abbildung 5: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Frankreich 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Erneuerbare Energien weisen eine Nischenstellung auf. Wasserkraft wurde in den 1950er Jahren entwickelt. Diese macht im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung den Hauptteil aus (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6: Stromproduktion nach Energieträgern in Frankreich 2014



Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E 2015

Die meisten Prognosen gehen bis 2030 von einer wenig veränderten Stromnachfrage aus, die zwischen 500 und 600 Terrawattstunden pro Jahr liegt (Knupp 2013b).

Im Zuge der Liberalisierungsbestrebungen seit 1999 wurde im Stromsektor die unabhängige Regulierungsbehörde *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) gegründet, die den Zugang zum französischen Stromnetz sichern und einen Missbrauch von Marktmacht durch den staatlichen Versorger *Electricité de France* (EDF) verhindern soll. Das Leitungsnetz wurde im Jahr 2000 von EDF gelöst. Dies geschah durch die Gründung des Netzbetreibers *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE). Dieser war zwar formal weiterhin ein Teil der EDF, musste jedoch getrennte Bilanzen vorlegen (Neuhann 2007).

2011 trat das Gesetz zur Neuorganisation des französischen Elektrizitätsmarkts NOME (*Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité*) in Kraft. Das Gesetz sieht eine weitere Öffnung des abgeschotteten Elektrizitätsbinnenmarktes vor. Der Strommarkt wird dominiert von den drei Hauptakteuren EDF, *Compagnie Nationale du Rhône* (CNR) und E.ON France Power. Allein EDF erzeugt 90 Prozent des Stroms (AHK Frankreich 2011). Im Hinblick auf den sich ändernden Mix der Energieträger wurde im Februar 2015 die Schaffung eines Kapazitätsmarkts ab 2016 beschlossen. Dieser soll die Versorgungssicherheit, auch in den Wintermonaten, in denen in Frankreich viele mit Strom betriebene Heizungen laufen, sicherstellen.

Die Haushaltsstrompreise liegen in Frankreich bei 14,2 Euro-Cent/kWh (inkl. Steuern), die Industriestrompreise bei 9,7 ct/kWh (ohne absetzbare Steuern) (Oriol et al. 2013). Im europäischen Vergleich liegen diese damit im unteren Durchschnitt.

Das zentrale Element der französischen Energiepolitik ist die *Grenelle de l'environnement*, welche 2007 ins Leben gerufen wurde. Mit diesem runden Tisch aus Vertretern des Staates, der Gemeinden, Unternehmen, Gewerkschaften und NGOs wurde in Frankreich ein Instrument geschaffen, das im Umweltschutz und Energiesektor langfristige Ziele setzt. Wesentliches Ziel ist eine Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 23,1 Prozent verglichen mit 1990. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch soll von 13 Prozent in 2013 auf 23 Prozent bis 2020 steigen (REN21 2013b).

Im mehrjährigen Investitionsprogramm, der sog. *Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité*, werden für alle Formen der Energiegewinnung Ziele formuliert. Der aktuelle Zeitraum reicht von 2009 bis 2020 (*Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) 2009*). Bis 2020 soll der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bei 23 Prozent liegen, der EE-Anteil an der Stromproduktion bei 27 Prozent.

Bisher werden nur 1,4 Prozent des französischen Strom- und Wärmebedarfs durch Biogas gedeckt. Das Biogassegment stellt damit als Anteil der Bioenergie noch eine Nische dar. Im Rahmen der Grenelle ist geplant, die Stromproduktion aus Biogas bis zum Jahr 2020 zu vervierfachen (auf 625 MW_{el}) (ADEME 2012). In Frankreich sind im Jahr 2010 nur 20 Biogasanlagen in Betrieb.

Seit 2012 wird eine umfassende nationale Debatte über die *transition énergétique* geführt. Der Energiebedarf soll bis 2050 halbiert werden. Im Stromsektor ist vorgesehen, den Atomstromanteil bis 2025 von 75 Prozent auf 50 Prozent zu senken (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2013b). Insbesondere dieser Wandel stellt einen Paradigmenwechsel in Frankreich dar, da zuvor Stromerzeugung basierend auf Kernenergie breiter gesellschaftlicher Konsens war. Das Energiewende-Gesetz wurde im Juli 2015 von der französischen Nationalversammlung beschlossen (Germany Trade and Invest 2013d).

2013 erhöhte Frankreich sein mittelfristiges Ausbauziel für neu installierte PV- und CSP-Kapazitäten auf 1.000 MW für das Jahr 2013 (REN21 2013b). Bis 2017 sollen jährlich mindestens 800 MW hinzukommen.

Potenziale für einen verstärkten EE-Ausbau sind zahlreich vorhanden. Laut der französischen Umweltagentur ADEME hat Frankreich das zweitgrößte Offshore-Windpotenzial in Europa (ADEME 2012). Im Bereich der Meeresenergien verfügt Frankreich

wegen seiner großen Meeresoberfläche über das zweitgrößte Potenzial innerhalb Europas. Darüber hinaus hat Frankreich große technische Ausbaupotenziale im Bereich der Wasserkraft, Windkraft, Geothermie und Solarenergie.

Der französische Verband für erneuerbare Energien Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) skizziert ein Szenario, dass bis 2030 einen EE-Anteil von mindestens 34 Prozent am Endenergieverbrauch vorsieht, unter der Annahme einer konstanten Energienachfrage (Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) 2012a). Bis 2030 könnten 55.000 MW Windkraft installiert sein, 40.000 MW Photovoltaik und 3.500 MW Biomasse und Biogas. Bedeutende Potenziale für die Wärmeerzeugung werden im Biomassesegment erwartet. So könnten Holzabfälle beispielsweise bis 2030 139 TWh bereitstellen. Der Beitrag von Solarthermie und Geothermie wird auf 61 TWh geschätzt (Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) 2012a).

Neben den Förderungen für Energieproduktionen gibt es ein von der ADEME verwaltetes Zukunftsinvestitionsprogramm (*Programme des Investissements d'Avenir*), mit dem Demonstrationsanlagen im Bereich der EE gefördert werden (Budget: 1,125 Mrd. Euro).

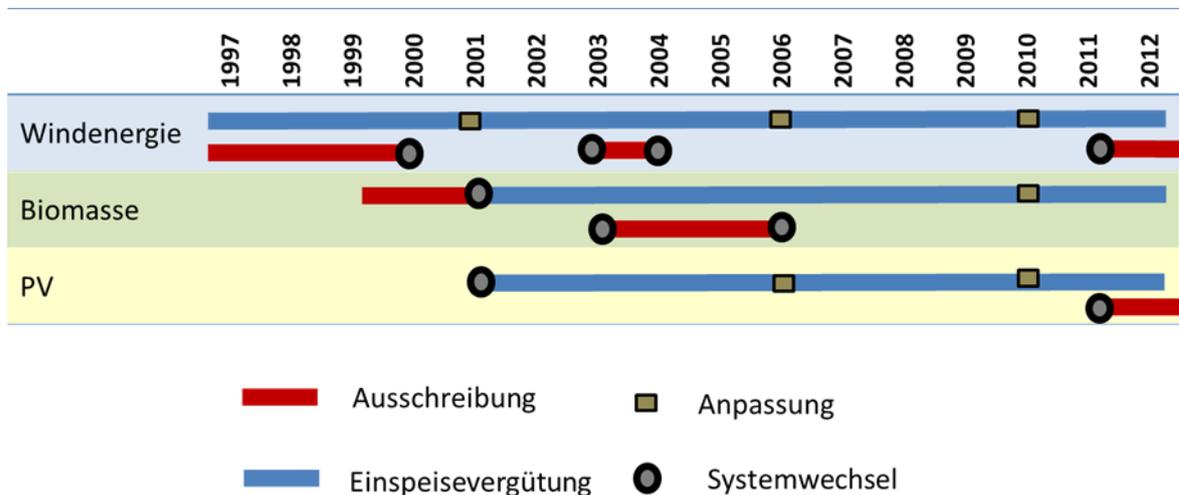
Die Einführung einer französischen Klimasteuer (*contribution climat énergie, CCE*) wurde im Rahmen des Haushaltsgesetzes 2014 (Artikel 20 *des loi de finances*) von der französischen Nationalversammlung beschlossen. Mit der Maßnahme werden Verbrauchssteuern auf Energieprodukte in Abhängigkeit von deren CO₂-Gehalt erhoben. Diese Maßnahmen dürften zwar angesichts des hohen Anteils an Atomstrom auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung (und dessen niedrigen inländischen CO₂-Emissionen) keinen wesentlichen Effekt aufweisen. Im Wärmebereich können diese Maßnahmen jedoch mittel- bis langfristig einen positiven Impuls für den Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten haben.

2.1.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die Instrumente im Überblick

Hauptinstrumente zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in Frankreich sind Einspeisetarife und Ausschreibungen. Die Ausschreibungen betreffen vor allem große Anlagen für Offshore-Windenergie, Biomasse und Solarenergie. Beide Fördersysteme wurden im Laufe der Jahre wiederholt geändert. Abbildung 7 gibt einen Überblick über den zeitlichen Einsatz. Es zeigt sich, dass in den letzten Jahren wieder verstärkt auf Ausschreibungsverfahren gesetzt wird.

Abbildung 7: Einsatz der wesentlichen Förderinstrumente in Frankreich



Quelle: Eigene Darstellung mit Winkel et al. 2011 ergänzt

Einspeisevergütung

Einspeisetarife für erneuerbare Energien (*tarifs d'achat de l'électricité d'origine renouvelable*) wurden in Frankreich 2001 eingeführt. Die Regelung verpflichtet Verteilnetzbetreiber dazu, mit den Betreibern von EE-Anlagen Verträge über die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms zu schließen (Kontrahierungszwang). Besondere Vergütungsbedingungen gelten für die Gewinner von Ausschreibungen über den Bau von EE-Anlagen. Diese werden vom Staat zur Erfüllung der Kapazitätsziele veröffentlicht. Gefördert werden grundsätzlich alle erneuerbaren Energien-Technologien. Die Tarife sind nach Technologien, Anlagengröße, Anlagenleistung und Regionen gestaffelt. Kleinere PV-Aufdachanlagen erhalten beispielsweise höhere Fördersätze als große Freiflächenanlagen. Bei PV-Dachanlagen kleiner als 100 kWp lag die Förderung 2014 bei 13 bis 27 Euro-Cent/kWh für einen Zeitraum von 20 Jahren. Mit Ausnahme von Wind und PV ist in der Regel keine jährliche Degression vorgesehen.

Das System der Einspeisevergütungen wurde mehrfach angepasst. 2010 und 2011 sollten beispielsweise die Kosten des PV-Ausbaus begrenzt werden durch ein dreimonatiges Moratorium für neue PV-Projekte sowie durch einen Ausbaudeckel. Tabelle 3 zeigt die Entwicklung der Regeln für Einspeisetarife in Frankreich von 2001 bis 2014.

Tabelle 3: Entwicklung der Regeln für Einspeisetarife in Frankreich

	Eingeführte Änderung beim System fester Einspeisevergütungen	Ziel der Maßnahme
2001	Beschluss zur Einführung fester Einspeisevergütungen.	Erhöhung des EE-Anteils
2005	Einführung der Einspeisevergütung für Windenergie nach gescheiterten Ausschreibungen.	
2006	Signifikante Erhöhung der Vergütungen für PV, Wind und Biogas. Einführung von Einspeisevergütung für Offshore-Anlagen.	
2010	Dreimonatiges Moratorium für neue Photovoltaik-Projekte	Kostenbegrenzung des Ausbaus durch Photovoltaik
2011	Einführung eines Deckels sowie quartalsweise Ausweisung von Degressionskoeffizienten. Einspeisevergütung nur noch für PV-Anlagen <100 kW; für andere PV-Anlagen erfolgt ein Wechsel hin zu Ausschreibungen.	
2011	Erhöhung von Tarifen für Strom aus großen Biogas- und Biomasseanlagen (insbesondere Förderung zur Nutzung von Reststoffen aus der Landwirtschaft).	Belegung des Bioenergiemarktes
2012	Begrenzung der Absenkung der jährlichen Vergütung bei PV-Anlagen auf max. 20 Prozent. Erhöhung der Einspeisevergütung für solare Hausdachanlagen um 5 Prozent.	Wiederbelegung des Photovoltaikmarktes und Stärkung lokaler Wertschöpfung
2013	Einführung eines Einspeisebonussystems für PV-Anlagen, die Local Content aus EWR-Mitgliedstaaten verwenden (PV-Anlagen mit Komponenten aus Europa erhalten einen Bonus von bis zu 10 Prozent zzgl. zum Einspeisetarif.	
2014	Abschaffung der Einspeisevergütung für Offshore-Windenergie.	Systemwechsel hin zu Ausschreibungen für Offshore-Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung, ergänzt mit BMWi 2014b, Gipe 2006 und Deutsche Energie-Agentur (dena) 2014b

Die Kosten, die den Energieversorgern durch Einspeisevergütungen entstehen, werden über eine Umlage von den Stromverbrauchern finanziert. Die Stromverbraucher zahlen einen Beitrag zur öffentlichen Elektrizitätsdienstleistung (*Contribution au service public de l'électricité* - CSPE). Die Abgabe wurde ursprünglich eingeführt, um Preisunterschiede zwischen verschiedenen Regionen auszugleichen. Später wurden auch Sozialtarife für einkommensschwache Haushalte sowie Programme zum Ausbau von KWK über die Abgabe finanziert. Die Steigerung in den letzten Jahren wird auf das Wachstum im Bereich der Wind- und Solarenergie zurückgeführt. Ein wesentlicher Unterschied zur EEG-Umlage in Deutschland ist, dass die Höhe der CSPE durch den Gesetzgeber festgelegt wird. Die Steigerung lag dabei in den letzten Jahren unter den tatsächlichen Kosten, die EDF durch Einspeisevergütungen entstanden sind. Die Abgaben müssen sich demnach langfristig ändern (Aykut 2013). Die Kosten für Einspeisetarife und Ausschreibungen lagen 2010 bei 1,5 Milliarden Euro, was einer Verdopplung im Vergleich zum Vorjahr entspricht (Council of European Energy Regulators 2013). Auf PV entfällt dabei der höchste Betrag. Trotz der relativ geringen geförderten Menge an Strom aus PV, liegen die Förderkosten für diese Technologie insgesamt an der Spitze. Die Stromerzeugung aus Windenergie ist dabei 7,5-mal höher als aus PV und macht die Diskrepanz bei den spezifischen Förderkosten deutlich.

Ausschreibungsmodelle

Ausschreibungen sind in Frankreich für den Fall vorgesehen, dass die EE-Ausbauziele der mehrjährigen Investitionsplanung (*Programmation Pluriannuelle des Investissements*, PPI) nicht mit Einspeisetarifen erreicht werden (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014). Die Regulierungsbehörde CRE führt die Ausschreibungen durch. Das Energieministerium trifft die finale Entscheidung, ob die Projekte eine Betriebsgenehmigung und eine feste Einspeisevergütung für eine definierte Zeit bekommen (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014). Die französische Regierung erhofft sich durch die Ausschreibungen verschiedene Vorteile, insbesondere eine Kostenreduzierung, geringere Projektrisiken, lokale Wertschöpfung, Innovationen, geringere Umweltwirkungen sowie eine bessere Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014).

Auch wenn im März 2015 eine Ausschreibung von Solarthermie-Anlagen von mindestens 300 m² Oberfläche veröffentlicht wurde, lag der Schwerpunkt in der Vergangenheit auf großen Offshore-Windparks, Biomassekraftwerken und Photovoltaikanlagen. Die Auswahl der Angebote basiert auf den drei Kriterien 1) Preis, 2) Einfluss auf die industrielle Entwicklung und Innovation und 3) Einfluss auf die Umwelt.

Eine Auflistung der wesentlichen durchgeführten Ausschreibungsprogramme ist in Tabelle 4 aufgeführt. Alle Ausschreibungen wurden nach dem Prinzip *pay-as-bid* durchgeführt. In allen Technologiesegmenten ist zusätzlich eine Anpassung der Vergütungssätze an wesentliche Preissteigerungen vorgesehen, z.B. die Preisentwicklung der Industriegüter und Preisentwicklung von Stahl bei Offshore-Windenergieanlagen. Auch ist den Ausschreibungen in Frankreich gemein, dass für einen festgelegten Zeitraum eine ersteigerte Vergütung auf den eingespeisten Strom garantiert wird. In der Regel liegen diese bei 20 Jahren.

Tabelle 4: Ausschreibungen für erneuerbare Energiesegmente in Frankreich im Strombereich

	Technologie	Auswahlkriterien	Strafzahlungen bei Nichterfüllung/ Verzögerung	Angestrebte Kapazität (MW)
1997 - 2000	Onshore Wind	Preis	Keine.	EOLE 2005: 250-500.(Langraf und Kellner 2000)
1996 - 2005	Onshore Wind	Preis, technische und finanzielle Leistungsfähigkeit, Umwelt und lokale Akzeptanz sowie installierte Leistung	Keine. Bei Verzögerung wird die Vergütungsdauer verkürzt.	2004: 500 MW
2000-2010	Biomasse und Biogas	Preis, Beschaffungsplan für Biomasse, Lage, Energieeffizienz (nur bis 2009); Technische und finanzielle Leistungsfähigkeit (nur 2003 und 2006).	Teilweise vorgesehen aber nicht festgelegt. Vergütungsdauer wird um Projektverzögerung verkürzt.	2003: 250 2006: 300 2009: 250 2010: 200
Seit 2011	„Mittlere“ Photovoltaik (100-250 kWp)	Preis. Ab 2013: zusätzlich CO ₂ -Bilanz (33,3%).	Vorgesehen, aber nicht festgelegt.	2011-2014: 420
2009 2011-2014	Solarenergie >250 kWp; Differenziert nach 7. Subsegmenten	Preis, Umweltauswirkungen, industrielle Risiken, Machbarkeit u. geplante Inbetriebnahme. Seit 2011 auch Kohlenstoffbilanz.	Vorgesehen, aber nicht festgelegt.	2009: 300 Freiflächenanlagen (0 ausgewählt.) 2011: 450 2013: 400 2014: 400
Seit 2004	Offshore; inkl. vorab definierter Gebiete.	Preis (40%); Industrie (40%); Vorhandene Aktivitäten und Umweltverträglichkeit (20%).	Vorgesehen, aber nicht gesetzlich verankert.	2004: 500 2011: 2400-3000 2013: 960-1000

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014

Erste Ausschreibungen wurden mit dem EOLE 2005-Programm im Jahr 1996 für Onshore-Windenergie initiiert (Menanteau et al. 2002). Im Rahmen des Programms wurden insgesamt vier Ausschreibungsrunden durchgeführt. Mit jeder Ausschreibungsrunde stiegen dabei die Anforderungen für die Projektanbieter. Das Programm wurde jedoch wegen

mangelnder Transparenz und Kontinuität, der geringen akzeptierten Projektgröße von 8 MW sowie der Vergabe basierend auf dem niedrigsten Preis kritisiert. Das Programm war letztendlich nicht sehr erfolgreich und führte bis zum Jahr 1999 nur zu 325 MW genehmigten Anträgen. Bis 2005 wurden davon nur 55,7 MW gebaut (Jolivet 2006). Das Programm hatte zudem deutliche Probleme mit der zeitlichen Verzögerung von Projekten, die im Durchschnitt bei einer Verzögerung von 36 bis 42 Monaten lag. Auch die 2004 durchgeführten Ausschreibungen waren in der Summe nicht erfolgreich. Durch den geringen Erfolg des EOLE-Programms wurden daher ab 2005 für Windenergie wieder feste Einspeisevergütungen eingeführt.

Mit den Ausschreibungen im Offshore-Segment folgte Frankreich 2004 dem dänischen Beispiel. Im Gegensatz zu den erfolgreichen Offshore-Windausschreibungen in Dänemark wurden jedoch in Frankreich bis heute keine Offshore-Projekte gebaut. Die Ausschreibungen in Frankreich führten zu hohen Gebotspreisen. Daher wurden 2005 feste Einspeiseregulungen für Offshore-Windenergieanlagen eingeführt. Da diese Regelungen jedoch aufgrund zu geringer Einspeisetarife ebenfalls keinen Ausbau induzierten, erließ Frankreich 2011 ein Dekret zum Bau neuer Offshore-Anlagen mittels Vergabe durch Ausschreibungen. Im Verfahren seit 2011 wurden dabei verschiedene Regelungen zur Risikominderung eingeführt, wie z.B. gesicherte Netzanbindung und Konsultationen der Bevölkerung. Die Zeit für eine detaillierte Standortanalyse wurde in den Ausschreibungen 2013 von ursprünglich 18 auf 24 Monate verlängert, was das Risiko für Projektentwickler zukünftig weiter mindern soll. Das *pay-as-bid*-System ist in Frankreich für Offshore-Anlagen aktuell umstritten, da unbekannte Faktoren bei Angebotsabgabe vorhanden sind. Die Preisentwicklung der verwendeten Technologien zwischen Angebot und Bau unterliegt damit erheblichen Unsicherheiten. Es wird daher überlegt, ob der Staat eine stärkere Rolle bei der Projektbegleitung von Offshore-Windparks einnehmen sollte. So könnte der Staat als Bauherr auftreten und das Risiko und der Gewinn zwischen Projektierer und Staat geteilt werden (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014).

Große Solaranlagen über 250 kWp werden seit 2009 ausgeschrieben. Die Ausschreibung 2009 war nicht erfolgreich. Von den 119 eingereichten Anträgen wurden keine Projekte ausgewählt. Seit 2011 wird nach verschiedenen Technologiesegmenten differenziert. Die Ausschreibungsspezifikationen der großen Projekte beinhalten Kriterien des Umweltschutzes, industrielle Qualitätsanforderungen, Pflichten der Demontage und Recycling nach dem Ende des Lebenszyklus sowie die Vorschrift einer Lebenszyklusanalyse. Bei den eintretenden Geboten war ein großer Anteil unvollständig.

Kleinere Anlagen zwischen 100 bis 250 kWp werden seit den Kürzungen der Einspeisevergütung 2011 durchgeführt. Da die erste Ausschreibungsphase 2011 nicht die Erwartungen erfüllen konnte, wurde das Verfahren 2013 überarbeitet. Für die Ausschreibungen ab 2013 wurden die bisher vereinfachten Kriterien für die Beurteilung der Projekte um die Kohlenstoffbilanz bei der Herstellung von PV-Modulen erweitert. Zuvor war das wesentliche Kriterium der Preis (Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) 2013b). Der Umwelteinfluss sowie der Beitrag zu Forschung und Entwicklung spielt in der Entscheidung bei den Projekten dieses Subsegments keine Rolle. Das Verfahren sieht bei allen Technologien eine Reihe von Auflagen vor, die eine tatsächliche Errichtung der Anlagen sicherstellen sollen. Beispielsweise muss die Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von 20 Monaten ab Bekanntgabe der Gewinner stattfinden, es müssen Bauplan, Businessplan und eine Baugenehmigung vorliegen und der Bieter muss einen Nachweis über Eigenkapital von mindestens 0,6 Euro/Watt vorweisen oder ein Kreditangebot der Bank vorlegen (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014).

Angesichts des Markteinbruchs der PV im Jahr 2012 beschloss das Umweltministerium im Jahr 2013 ein Maßnahmenbündel zum Bau großer französischer Solarstrom-Projekte mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 1.000 MW (Französische Botschaft 2013b). Dies

entspricht einer Verdopplung der durch Solarenergie erzeugten Strommenge im Vergleich zu den während des *Grenelle Environnement*-Prozesses festgelegten Zielen. In das Maßnahmenpaket zum Ausbau der Solarenergie, das die Schaffung bzw. den Erhalt von rund 10.000 Arbeitsplätzen vorsieht, sollen über zwei Milliarden Euro investiert werden. Die Maßnahmen werden auch als eine Strategie zur Wirtschafts- und Industrieförderung gesehen (Französische Botschaft 2013a). Im Zuge dessen wurden 2013 neue Ausschreibungen veröffentlicht. Die Hälfte der Anlagen soll dabei durch „*innovative Technologien*“ erzeugt werden. Auch bei dieser Kategorie spielt die Kohlenstoffbilanz zur Auswahl eine Rolle (Durand 2013). Zu erfüllende Pflichten bei Antragsstellung sowie fällige Strafzahlungen bei Nichtberücksichtigung der Anforderungen werden im Gegensatz zu den Bedingungen für kleine Anlagen strikter gehandhabt: Bei Projektabbruch vor Erhalt der Betriebsgenehmigung sind Strafzahlungen in Höhe zwischen 5.000 Euro/MW sowie 100.000 Euro bei Anlagen über 20 MW vorgesehen.

In der Diskussion ist aktuell eine Weiterentwicklung des Ausschreibungsmodells für PV-Anlagen, die eine größere Hürde für Projektanbieter darstellen könnten:

- Nötige finanzielle Sicherheiten für die Umsetzung des Projektes (30.000 Euro/Projekt für Anlagen < 1 MW sowie 50.000 Euro/MW für Anlagen > 1 MW) sollen wieder eingeführt werden. Bisher gültige finanzielle Sicherheiten für den Rückbau sollen hingegen wieder abgeschafft werden.
- Nachweis über Eigenkapital in Höhe der gesamten Projektkosten.
- Steuerunterlagen der letzten zwei statt nur des letzten Jahres

Auch werden weitere Kriterien zur Systemintegration, wie Informationen über Betriebszeiten der Anlage, diskutiert.

Bei Biomasseprojekten zur Stromerzeugung wurden zwischen 2003 bis 2011 vier Auktionen durchgeführt (Winkel et al. 2011). In den ersten beiden Ausschreibungsrunden dominierten Projekte zur Nutzung von Papierabfällen, 2009 und 2010 wurde vor allem Holz eingesetzt. Im Gegensatz zu anderen Ausschreibungen bei EE-Segmenten mussten 2010 bei der Biomasse keine Eigenkapitalanforderungen oder finanzielle Sicherheiten erfüllt werden. Trotzdem war die Beteiligung mit 16 eingehenden Anträgen relativ gering.

Auf die Bedeutung der dargestellten Ausschreibungen auf den gesamten Ausbau und die Marktentwicklung der EE in Frankreich wird in Kapitel 2.1.4 eingegangen.

2.1.4 Erfolg der Instrumente

2.1.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

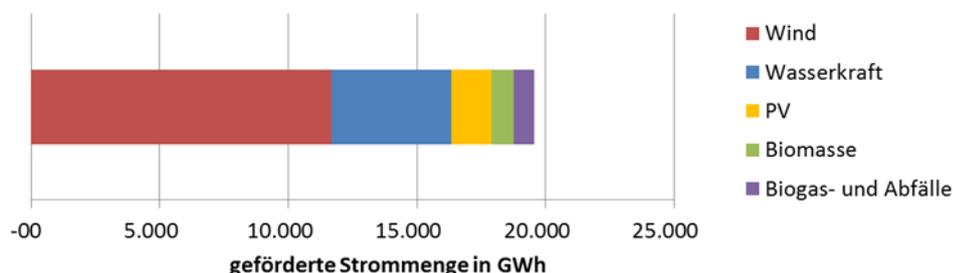
Die Förderpolitik Frankreichs war in der Vergangenheit nur bedingt erfolgreich. Der Ausbau der erneuerbaren Energien stockt. Die Ausbauziele für 2011 konnten teilweise nicht erreicht werden, wie Tabelle 5 zeigt:

Tabelle 5: Ausbau der erneuerbaren Energien in Frankreich im Strombereich: Abweichung zwischen nationalen Zielen und Ausbaustand (GWh/a)

	Stand 2011	Ziel 2011	Differenz Zielsetzung und Stand 2011	Prozentuale Zielabweichung	Ziele 2020 (GWh/a)	Differenz (GWh/a)
Wasserkraft	62.802	63.953	1.151	2%	64.442	1.640
Windenergie	12.840	14.351	1.512	11%	57.906	45.066
Photovoltaik	2.279	942	-1.337	-142%	6.885	4.605
Meeresenergie	477	500	23	5%	1.151	675
Geothermie	558	1.849	1.291	70%	4.757	4.198
Biomasse	5.268	5.966	698	12%	17.178	11.909
Gesamtstromproduktion	84.213	87.574	3.361	4%	152.318	68.105

Die Zielsetzung für 2020 von 23 Prozent EE-Anteil am Endenergieverbrauch scheint kaum erreichbar zu sein (Fischer 2014). Statt der angezielten 19.000 MW installierter Onshore-Windenergie bis 2020 hält der französische erneuerbare Energien-Verband SER 14.000 MW für realistisch (Persem und Gaebler 2012). Die Gründe dafür liegen unter anderem in komplexen Auflagen und Genehmigungsverfahren. So liegt die durchschnittliche Dauer der Projektumsetzung bei 6,5 Jahren. In Deutschland liegt sie bei 2,5 Jahren (Persem und Gaebler 2012).

Insgesamt wird jährlich eine Stromerzeugung in Höhe von 20.000 GWh durch die Fördermechanismen gefördert. Dies entspricht ca. 23 Prozent der gesamten regenerativen Stromerzeugung (84.200 GWh) (Council of European Energy Regulators 2013). Der Großteil der geförderten Strommenge ist dabei Windstrom (vgl. Abbildung 8)

Abbildung 8: Insgesamt geförderte Strommenge in Frankreich 2011 differenziert nach Energieträgern

Quelle: Eigene Darstellung nach Council of European Energy Regulators 2013

Im Folgenden wird die Entwicklung der einzelnen EE-Segmente untersucht, die teilweise recht unterschiedlich verlief.

• Onshore-Windenergie

Die 1997 eingeführten Ausschreibungen haben den Ausbau EE zunächst kaum vorangebracht.

Tabelle 6: Resultate Ausschreibungsrunden Windenergie Frankreich

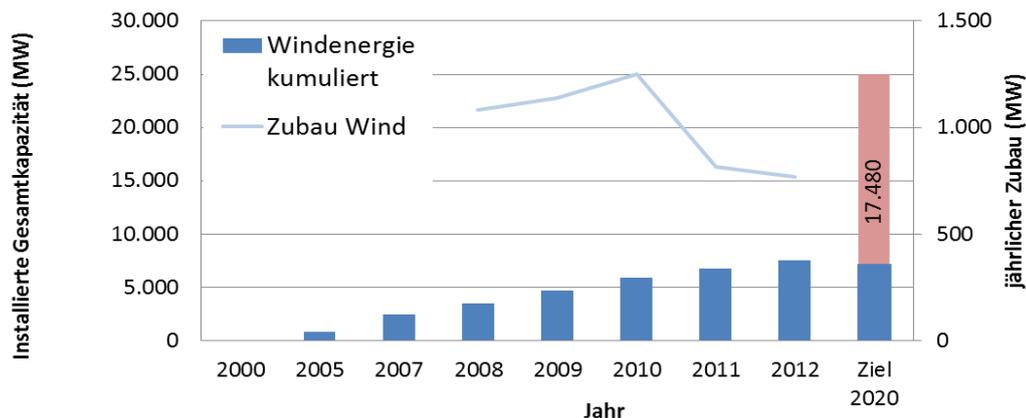
	Onshore		Offshore		
	1997-99	2004	2004	2011	2013
Zulässige Projektgröße (MW)	Max. 8	Min. 12	Max. 150	420-750	480-500
Programmziel (MW)	250-500	500	500	2400-3000	960-1000
Ausgewählt (MW)	361,4	278,35	105	1928	992
Eingehende Gebote	k.A.	16	11	10	4
Angenommene Gebote	52	7	1	4	2
Vorgesehene Inbetriebnahme	2005	2006	2007 (noch nicht gebaut)	2018-2023	2021-2023
Programmerfolg nach beantragter Leistung	21%	56%	21%	64 - 80%	k.A.

Quelle: Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014, Jolivet 2006

Das 1996 ins Leben gerufene Programm EOLE 2005 führte bis Ende 2000 zu 55,7 MW installierter Kapazität in Kernfrankreich. Die Realisierung der ausgeschriebenen Projekte verzögerte sich. 36 bis 42 Monate dauerte die durchschnittliche Projektrealisierung, einige Projekte wurden abgebrochen. Zu dieser schlechten Realisierungsbilanz trugen u.a. die damaligen instabilen und nicht ausreichend bekannten technisch-ökonomischen Bedingungen bei. In einigen Fällen haben beispielsweise Projektierer während der Projektlaufzeit andere Turbinen verwendet als ursprünglich geplant aufgrund technologischer Innovationsschübe. Auch waren die Netzanbindung, die administrativen Abläufe und die Akzeptanz von Windenergieprojekten schwieriger als erwartet. Die 2004 durchgeführten Ausschreibungen konnten ebenfalls nur bedingt erfolgreich durchgeführt werden. Auf die 500 MW ausgeschriebene Leistung wurden Angebote in Höhe von nur insgesamt rund 280 MW eingereicht (Syrota 2005).

Erst nach der Einführung der festen Einspeisevergütungen im Jahr 2005 und der Vereinfachung von Genehmigungsverfahren begann sich der Markt zu entwickeln. Zwischen 2006 und 2010 wurde die Windenergie in Frankreich auf knapp 6.000 MW ausgebaut. Nach dem Höhepunkt des Ausbaus im Jahr 2010 verläuft der weitere Ausbau eher schleppend, wie die folgende Abbildung zeigt.

Abbildung 9: Ausbau der Windenergie und geplante Entwicklung bis 2020



Quelle: Eigene Darstellung nach Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) 2013b

Als Gründe für die Marktabschwächung werden die rechtlichen Unsicherheiten bezüglich der Einspeisevergütungen genannt. Auch wird auf erheblichen politischen Widerstand hingewiesen, der die Entwicklung bremst. Änderungen in der Rahmengesetzgebung und bei den Einspeisevergütungen werden vom Branchenverband als Stop-and-go-Politik kritisiert (Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) 2012a).

2014 scheint der Abwärtstrend jedoch gebrochen. Laut Deutsch-französischem Büro für erneuerbare Energien wurden 2014 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.042 MW installiert, was etwa dem doppelten Zubau von 2013 entspricht. Dieser positive Trend wird v.a. mit verschiedenen politischen Maßnahmen erklärt, die seit 2013 getroffen wurden. Dazu zählen z.B. die Aufhebung der verpflichtenden Mindestanzahl von fünf Anlagen beim Bau eines Windparks und der Test eines vereinfachten Genehmigungsverfahrens in sieben französischen Regionen (Bah 2015).

• Offshore-Windenergie

Gegenwärtig ist in Frankreich noch keine Offshore-Windleistung installiert. Die erste Ausschreibungsrunde für 500 MW im Jahr 2004 mündete in dem Zuschlag von nur einem Projekt über 105 MW, das jedoch bis heute nicht umgesetzt wurde. Einige eingereichte Projekte wurden nicht genehmigt, weil Konflikte mit den Fischereiabkommen befürchtet wurden oder Umwelt- und Sicherheitsbedenken dagegen sprachen. Die erste große Ausschreibungsrunde über 2.400 bis 3.000 MW für fünf Standorte im Jahr 2011 führte zu einer Vergabe von 2.000 MW an 4 Standorten. Bei der Ausschreibung wurden insgesamt zehn Gebote eingereicht. Die Inbetriebnahme der Offshore-Parks ist ab 2017 geplant (Rösner 2014). Die zweite große Ausschreibung 2013 umfasste knapp 1.000 MW aufgeteilt auf zwei Standorte. Beide Standorte wurden vergeben. Ab 2021 ist die Inbetriebnahme geplant.

Das Ministerium unterstellt in seiner Bewertung der Projekte Marktpreise in Höhe von 66,5 Euro/MWh im Jahr 2020. Dadurch errechnet das Ministerium spezifische Förderkosten in Höhe von 160 Euro/MWh. Die Förderkosten liegen damit deutlich über den bisher bestehenden Abnahmeverpflichtungen in Höhe von 130 Euro/MWh, die im Rahmen der Einspeisevergütungen gewährt werden. Diese haben jedoch bisher keinen ausreichenden Anreiz für den Ausbau der Offshore-Windenergie geliefert. Insgesamt sollen mit der Förderung sieben Milliarden Euro an Investitionen ausgelöst werden. Der SER geht davon aus, dass in den kommenden Jahren die Aktivität in dem Offshore-Bereich zunimmt, sodass die installierte Kapazität bis 2025 auf 7.000 MW und bis 2030 auf 15.000 MW steigen könnte (Knupp 2013b).

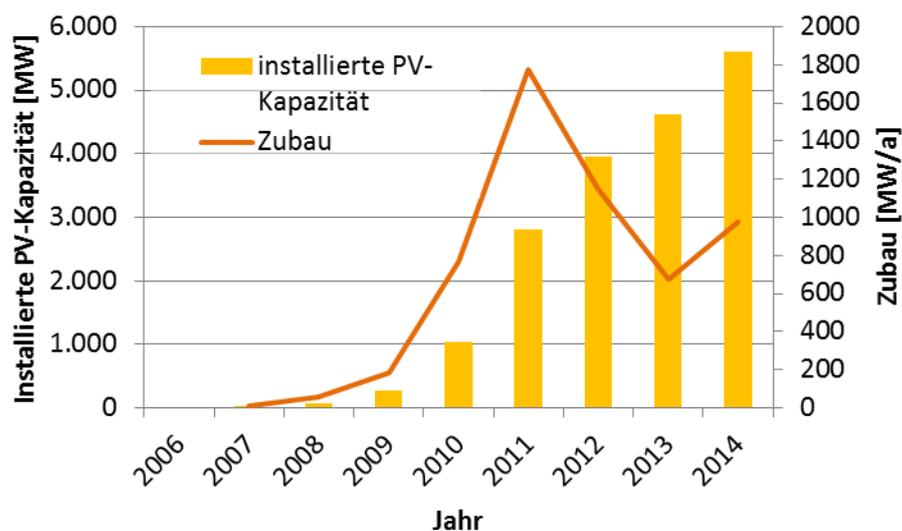
Der zukünftige Ausbau von Offshore-Windenergie bietet aus Sicht der französischen Regierung Potenzial hinsichtlich lokaler Wertschöpfung, der Förderung von KMU und der Schaffung von Arbeitsplätzen (Rösner 2014). Weitere Ausschreibungen für ausgewählte Standorte befinden sich in Ausarbeitung.

• Solarenergie

Mit der Einführung fester Einspeisevergütungen konnte Frankreich zwischen 2008 und 2011 einen großen Zubau an Photovoltaik-Leistung verzeichnen und die Ausbauziele übertreffen. Ende 2011 waren rund 244.000 Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 2.900 MW installiert. Frankreich zählt damit zu den weltweit am weitest entwickelten Märkten. Gebäudeintegrierte Anlagen machen dabei den überwiegenden Teil aus (Durand 2013).

Im Vergleich zum ersten Halbjahr 2012 brach der Markt 2013 um 73 Prozent ein (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2013c). 40 Prozent der neu installierten Photovoltaik-Anlagen sind mittelgroß, d.h. zwischen 36 und 100 kW. (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2013a) Als wesentlicher Einflussfaktor des verlangsamten Ausbaus wird das Abschmelzen der Einspeisetarife aufgeführt (Germany Trade and Invest 2013a).

Abbildung 10: Entwicklung der Photovoltaik-Kapazitäten in Frankreich



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015b

Ausschreibungen haben in der Vergangenheit gemessen an den Ausbauzielen ihre Programmziele meist verfehlt. Bis Ende 2013 wurden aus Ausschreibungen hervorgegangene Projekte mit einer kumulierten Leistung von gut 1.100 MW genehmigt. Die Projekte sind allerdings zum Großteil noch nicht gebaut. Bei den 2011 durchgeführten Ausschreibungen waren in der ersten Phase sieben Ausschreibungsrunden vorgesehen. Eine Leistung von insgesamt 300 MW sollte im Marktsegment der Anlagen zwischen 100-250 kWp erreicht werden (Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) 2013b). Die ersten fünf Ausschreibungsrunden konnten mit mäßigem Erfolg durchgeführt werden. Die sechste und siebte Ausschreibungsphase wurde abgebrochen, da die eingegangenen Angebote zu teuer waren. Die durchschnittlichen Förderkosten lagen zwischen 194 Euro/MWh und 229 Euro/MWh. Die Ausschreibungsrunden im März 2013 sahen insgesamt 120 MW jährlich vor (Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) 2013b). Der wesentliche Verlauf der erfolgten Ausschreibungsprogramme für Photovoltaik ist in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Zwischenbilanz der Ausschreibungen für Photovoltaikprojekte in Frankreich nach angenommenen Angeboten

	Solarenergie				
	2011-2013	2013-2014	2009	2011	2013
Zulässige Projektgröße	Mittel (100- 250 kWp)		Groß (>250 kWp)		
ursprüngliches Programmziel (MW)	300	80	300	450	400
Ausgewählte Projekte (MW)	145,2	81	0	519,2	380
Anzahl eingehender Gebote	1.488	1300	119	425	396
Angenommene Gebote	696	370	0	105	121
Vorgesehene Inbetriebnahme	2014	2016	k.A.	2014	2016
Erfolgsquote bei Antragsstellung	47%	28%	0%	25%	31%
Programmerfolg nach beantragter Leistung	48%	101%	0%	115%	95%

Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014

Es zeigt sich, dass bei den Ausschreibungen die Programmziele im mittleren Segment bis 2013 nicht erreicht werden konnten. Im Segment großer Anlagen wurde 2011 mehr Leistung angenommen als vorgesehen, um den Rückschritt aufzuholen. Die 2013 und 2014 genehmigten Projekte sind noch in unterschiedlichen Stadien der Entwicklung, sodass über die tatsächliche Projektrealisierung noch keine Aussage getroffen werden kann. Deutlich ist, dass mehr Anträge gestellt werden als letztendlich angenommen werden. Die Erfolgsquote bei Antragsstellung bezieht sich auf das Verhältnis zwischen eingereichten und genehmigten Anträgen. Diese schwankt zwischen null und 47 Prozent.

Der Verlauf bei den Ausschreibungen ist allerdings auch je nach Segmenten unterschiedlich. Die durchgeführte Ausschreibung 2011 (1. Ausschreibung) im Bereich der Anlagen größer 250 kW hatte das Ziel von insgesamt 450 MW (Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) 2013a). Eine Bandbreite von sieben unterschiedlichen Technologien sollte gefördert werden. Als Ergebnis der Ausschreibung wurden 2012 105 Projekte bewilligt, die eine Gesamtkapazität von 520 MW bereitstellen. In diesem Bereich wurden damit die angestrebten Kapazitäten zumindest in der Beantragung erreicht und mehr Kapazitäten genehmigt als ursprünglich vorgesehen wurden. Die im Rahmen der Sofortmaßnahmen für den französischen PV-Bereich durchgeführte Ausschreibung 2013 (400 MW für Anlagen größer als 250 kW; 2. Ausschreibung) förderte unterschiedliche Projekte. Die Ausschreibungen wurden hinsichtlich

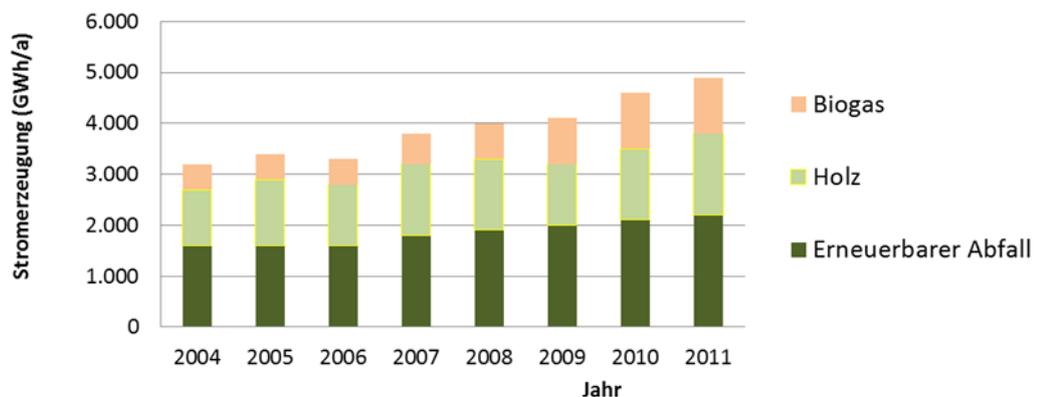
der Größe der Anlagen, der eingesetzten Technologien und Regionen differenziert. Hier war das Programm vorläufig bei den meisten Segmenten erfolgreich. Einzig bei der Kategorie der gebäudeintegrierten PV-Anlagen zwischen drei und zwölf MW konnten die Ziele hinsichtlich der ausgeschriebenen Leistung bereits bei den Anträgen nicht erreicht werden. Bewerbungen machen hier 20,5 MW aus, 40 MW wurden in dieser Kategorie ausgeschrieben (Französische Strom-Regulierungsbehörde 2013). Probleme gab es anscheinend angesichts der komplexen Anforderungen für viele Antragssteller. So waren einige Angebote beispielsweise unvollständig.

Solarthermische Anlagen zur Wärmezeugung konnten auf insgesamt 1.4 GW_{th} (2 Mio. m²) (2012) ausgebaut werden. Die Jahresproduktion liegt bei ca. 853 GW_{th}. Im Gegensatz zur Situation 2011 gab es nur geringes Wachstum (European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF) 2013). Bis 2008 stieg die neu installierte Leistung an. Seitdem ist ein leichtes Absinken zu beobachten.

• Biomasse und Biogas (Strom)

Die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas beträgt 2011 insgesamt 5.268 GWh/a und ist damit von untergeordneter Bedeutung. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Frankreich. Den größten Anteil macht mit 44 Prozent die Verstromung von organischem Abfall aus. Auf Holz entfallen 33 Prozent und auf Biogas 22 Prozent.

Abbildung 11: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Frankreich



Quelle: Eigene Darstellung nach Commissariat Général au Développement Durable 2013

Der Anteil von Ausschreibungen am gesamten Ausbau von Strom aus Biomasse und Biogas ist eher gering. Insgesamt wurden durch Ausschreibungen bislang 24 Projekte mit insgesamt 280 MW in Betrieb genommen. Dies entspricht einer Realisierungsquote der Ausschreibungen von knapp 30 Prozent (Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014). Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der bisherigen vier Ausschreibungsrunden.

Auffällig ist, dass bei fast allen Ausschreibungen die ausgewählte Leistung über der ursprünglich ausgeschriebenen liegt. Besonders deutlich ist dies bei der 4. Ausschreibungsrunde 2010. Anstelle der ausgeschriebenen 200 MW wurden Projekte mit einer Leistung von insgesamt 420 MW genehmigt. Damit sollte möglicherweise den bisherigen Verzögerungen beim Ausbau entgegengewirkt werden.

Seit 2011 wird im Biomasse-Segment eine stärkere Marktdynamik beobachtet. Diese geht auf die erhöhten Einspeisevergütungen von 2006 und 2011 sowie vereinfachten

Rahmenbedingungen zurück (Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) 2012b). Weitere Treiber sind verbesserte Rahmenbedingungen für Biogasanlagen in der Klimapolitik, der Abfallpolitik und der Landwirtschaftspolitik, welche einen förderlichen Rahmen für Biogasanwendungen setzte (Abadie 2014). Ein Großteil der Ausschreibungen hat die Zielsetzung der ausgeschriebenen Leistung im Strombereich nicht erreicht, vornehmlich wurden zudem große Projekte gefördert.

Tabelle 8: Zwischenbilanz der Ausschreibungen für Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse und Biogas in Frankreich

Ausschreibungsjahr	2003		2006	2009	2010
Zulässige Projektgröße	Biomasse > 12 MW	Biogas > 12 MW	5-9 MW und > 9 MW	> 3 MW	> 12 MW
Programmziel (MW)	200	50	300	250	200
Ausgewählt (MW)	216	16	314,3	266	420
Eingehende Gebote	23	1	56	106	16
Angenommene Gebote	14	1	19	32	15
Bisher errichtet (MW)	93,5		109,6	bisher 77,3 MW	Bisher 0 (Stand April 2014)
Realisierungsquote (nach Leistung)	40%		40%	vorläufig 30% (April 2014)	
Durchschnittlicher Vergütungssatz	8,6 ct/kWh		12,8 ct/kWh	14,5 ct/kWh	13 ct/kWh
Projektabbrüche	9 Projekte		14 Projekte	142,9 MW	43 MW

Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien 2014

• Sonstige

Im Bereich Wasserkraft wird nur ein geringer Anteil der 24 GW installierten Leistung (Stand 2014) durch Fördersysteme gefördert. Angesichts der Ausbauziele wird Frankreich als Zukunftsmarkt für große Wasserkraft klassifiziert. Das ökonomisch erschließbare Potenzial wird auf über 3.700 GWh/a geschätzt (Fischer et al. 2013).

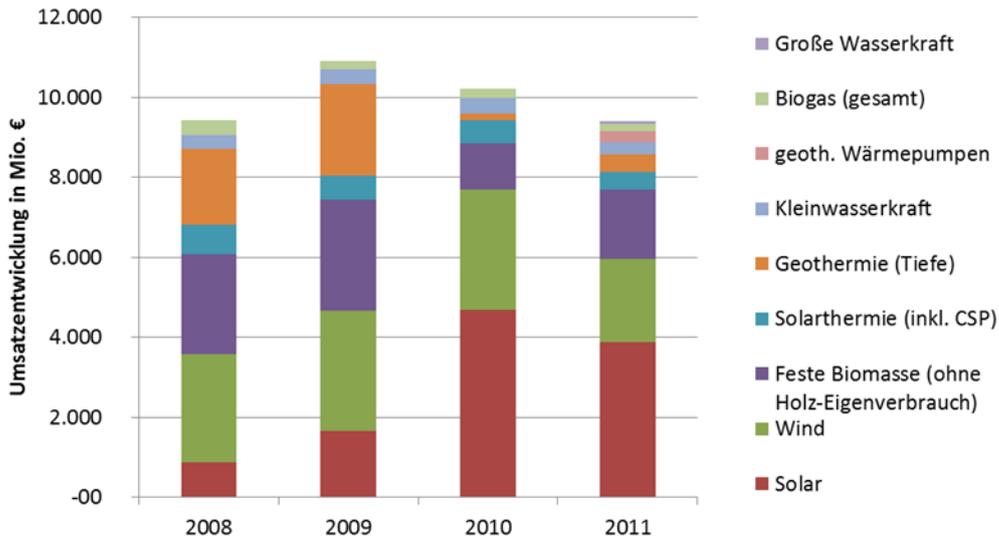
Im Bereich der Meeres- und Wellenenergie ist der Ausbau bisher begrenzt. Der Ausbau wurde in der Vergangenheit überwiegend durch Investitionsprogramme der ADEME gefördert. Frankreich verfügt über ein Gezeitenkraftwerk mit einer Kapazität von 240 MW. Das Kraftwerk wurde 1966 in Betrieb genommen und produziert 550 GWh pro Jahr. Weitere Vorhaben zu Strömungsenergie, Wellenenergie und thermischer Meeresenergie befinden sich momentan noch in der Demonstrationsphase. Alstom plant beispielsweise eine Demonstrationsanlage einer 1 MW-Unterturbinen. EDF arbeitet an einer 2 MW-Anlage.

Die Ziele für Geothermie sehen bis 2020 einen Anstieg der Stromerzeugungskapazität von 15 auf 90 MW vor. Durch nationale und europäische Förderungen konnte in Soultz-sous-Fôrets ein Forschungsprojekt mit einer Stromerzeugungskapazität von 1,5 MW_{el} installiert werden. Neue Projekte werden seit zehn Jahren kaum durchgeführt. Wesentliches Instrument für die Förderung sind die seit 2010 erhöhten Einspeisevergütungen (Vernier et al. 2013). Sie scheinen jedoch nicht für einen zunehmenden Ausbau auszureichen. Angesichts der stagnierenden Entwicklung der letzten Jahre ist die weitere Entwicklung des Bereichs ungewiss.

2.1.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

Der größte Anteil der Umsätze der EE-Branche entfällt auf die Segmente PV und Windenergie, wie Abbildung 12 zeigt.

Abbildung 12: Umsatzentwicklung von EE-Branchen in Frankreich

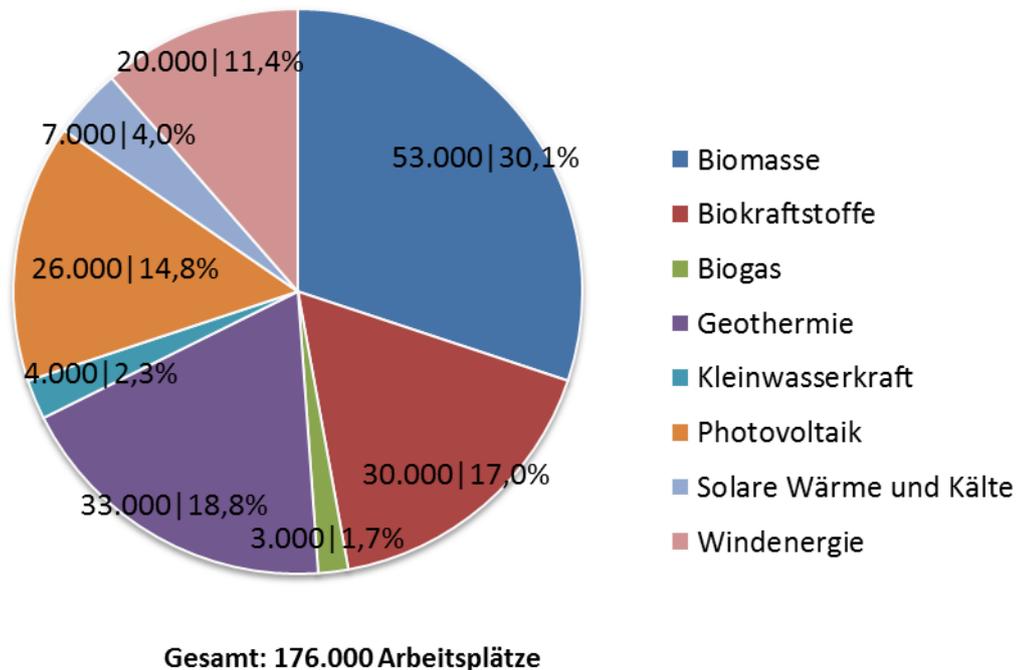


Quelle: Eigene Darstellung nach (EurObserv'ER 2014)

Ein Blick auf die Arbeitsplatzzahlen zeigt die dominierende Bedeutung der Segmente Biomasse und -Kraftstoffe, Geothermie³, Windenergie und Photovoltaik. Der SER rechnet mit einem Wachstum von knapp 100.000 Beschäftigten (2011) auf knapp 225.000 Beschäftigte (2020) in der EE-Branche.

³ Die IRENA führt in der EU auch Beschäftigte der Wärmepumpen-Branche unter Geothermie.

Abbildung 13: Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in Frankreich 2013-2014



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015a

Ein Teil der Umsätze und Arbeitsplätze gehen vermutlich nicht auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in Frankreich zurück, sondern auf den Export. Dies gilt insbesondere für die stark international ausgerichtete Windbranche. Aufgrund Frankreichs negativer Handelsbilanz ist auch davon auszugehen, dass ein bedeutender Anteil der Wertschöpfung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in anderen Regionen wirksam wird. Angesichts der bereits dargestellten Energieabhängigkeit sind auch die durch die Bereitstellung der Wärme- und Strommengen generierten Wertschöpfungsanteile als bedeutend einzuschätzen. Angesichts des Stromexportüberschusses können hier bedeutende Einnahmen generiert werden.

Die aktuell sinkenden Investitionen in EE verdeutlichen den negativen Trend der Branche und damit einhergehend der Wertschöpfung. Für 2012 werden die Investitionen in neue EE-Anlagen auf 3,8 Milliarden Euro geschätzt. Dies entspricht einer Reduzierung um 51 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2014). Die Investitionen in börsennotierte französische Unternehmen im Bereich der erneuerbaren Energien sanken 2012 um 50 Prozent auf nunmehr 0,08 Milliarden Euro. Angesichts des inländischen Markteinbruchs im Wind- und Solarbereich sind diese Zahlen plausibel. Zu erklären sind die gesunkenen Investitionen mit den parallel dazu verlaufenen Kürzungen der Einspeisetarife 2011 und 2012. Dabei wären laut SER jährliche Investitionen in EE in Höhe von 8,75 Milliarden Euro erforderlich, um die erneuerbaren Energien-Ziele bis 2020 zu erreichen (Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) 2012a).

Zukünftig lassen nationale Ziele und Programme stärkere Investitionsanreize in erneuerbare Energien und inländische Unternehmen vermuten. Die Bedeutung der erneuerbaren Energien für die nationale Wertschöpfung wird vor dem Hintergrund der allgemeinen Wirtschaftsentwicklung zunehmend als strategisch wichtig erkannt. So sollen beispielsweise durch das 2013 verkündete Programm *La nouvelle France industrielle* 34 Industrieprojekte zukünftig 480.000 Industriebeschäftigte schaffen. Im EE-Bereich soll die Wertschöpfung

dadurch bis 2020 auf zwei bis drei Milliarden Euro gesteigert werden. Mit aktiver Industriepolitik soll dem Verlust von Industriearbeitsplätzen in den letzten zehn Jahren und dem sinkenden Anteil der französischen Industrie am Bruttoinlandsprodukt entgegengewirkt werden (Französische Botschaft 2013c).

Insgesamt ist anzunehmen, dass inländische Fördersysteme und hier insbesondere die Einspeisetarife erheblich zum Aufbau von Wertschöpfung in Frankreich beigetragen haben. Der 1993 gegründete SER hat mittlerweile rund 400 Mitglieder und repräsentiert mehrere Tausend Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Der durch das rasante Wachstum entstandene Bedarf an Solar- und Windenergieanlagen wurde jedoch vornehmlich durch ausländische Komponenten gedeckt.

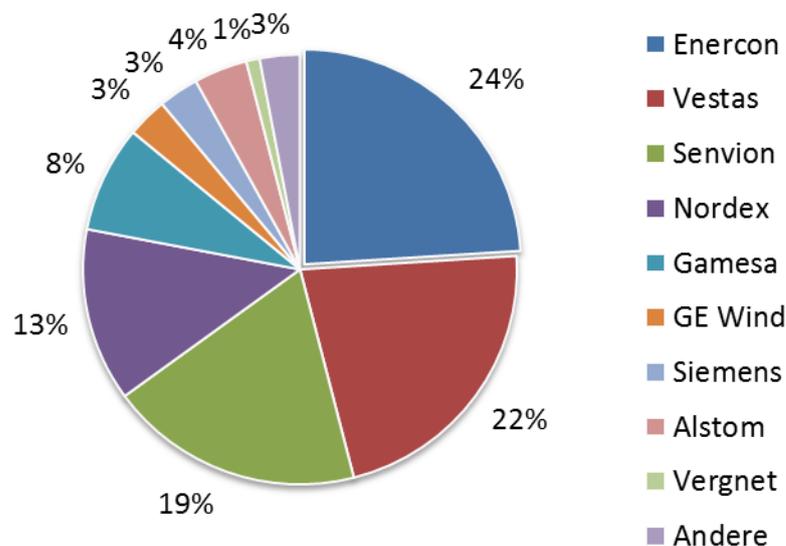
Im Folgenden wird im Detail auf die Hauptsegmente Windenergie, Solarenergie und Biomasse eingegangen.

- **Windenergie**

Die Etablierung der Windenergieindustrie war im Zuge der späten Einführung einer festen Einspeisevergütung und den negativen Erfahrungen der Ausschreibungen begrenzt. Die französische Umweltbehörde ADEME führt auf, dass insgesamt 170 französische Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette der Windenergie aktiv sind. Der französische Windenergie-Verband France Energie Eolienne (FEE) zählt 250 Mitglieder. Französische Firmen decken inzwischen einen Großteil der Wertschöpfungskette ab. Frankreich weist mittlerweile eine Reihe an Zulieferindustrie sowie Unternehmen für die Herstellung, Installation und Wartung von Windenergieanlagen auf. Hersteller leichter Komponenten sind u.a. Schneider Electric, Nexans, Ainelec und Bosch Rexroth. Im Bereich der Turbinenfertigung beispielsweise konnten sich die französischen Hersteller Alizéo, Alstom Wind, AREVA Wind und Vergnet etablieren (Knupp 2013b). Das französische Unternehmen Rollix Defontaine ist Weltmarktführer für Kugellager von Windenergieanlagen. Nexans, Weltmarktführer der Kabelindustrie, ist im Bereich von Unterseekabeln für Offshore-Anlagen aktiv. Viele der größten Unternehmen sind zudem international aktiv. Der erste Windpark des französischen Herstellers Areva Wind mit 120 Turbinen wird beispielsweise in Deutschland gebaut.

Der Local Content-Anteil im Windenergie-Segment ist insgesamt beschränkt. Bei Windenergiekomponenten übersteigen die durchschnittlichen jährlichen Importe des Zeitraums 2010 bis 2012 (105 Millionen Euro) die Exporte (66,5 Millionen Euro) (European Commission 2014). Besonders deutlich wird der geringe Local Content-Anteil bei der Betrachtung der kumulierten installierten Leistung nach Anlagenbauern (vgl. Abbildung 14). Die französischen Unternehmen Vergnet und Alstom haben mit 4 bzw. 1 Prozent nur geringe Marktanteile zu verzeichnen. Bei neu installierten Anlagen liegt der Anteil französischer Anbieter 2013 insgesamt sogar bei weniger als einem Prozent.

Abbildung 14: Verteilung der kumulierten installierten Windenergie-Leistung am 1. Juli 2014 nach Anlagenherstellern



Quelle: Eigene Darstellung nach France Energy Eolienne 2014

Die Anteile der Wertschöpfung lassen sich in vielen Segmenten nicht auf die französische Förderpolitik zum Ausbau der EE zurückführen. Die Global Player EDF und Vergnet sind in weltweiten Projekten engagiert (ADEME 2012). Vergnet erzielte vornehmlich seinen Umsatz mit kleinen Windturbinen in den Übersee-Departements. Die Produktion von AREVA Wind ist dagegen in Deutschland ansässig.

Zu den zentralen Akteuren im Bereich Offshore-Windenergie gehören die Technologieanbieter Alstom und Areva, die ihre Produktion künftig weiter ausbauen wollen. Zukünftige Chancen für die Wertschöpfung ergeben sich durch die geplanten Ausschreibungen für Offshore-Anlagen und das Ziel einer Offshore-Kapazität in Höhe von 6.000 MW bis 2020. Die erste Ausschreibung von über 3.000 MW geht mit Investitionen in Höhe von ca. 10 Milliarden Euro einher (Germany Trade and Invest 2011a). Die bisher genehmigten Offshore-Windparks über 2.000 MW werden auf ein Investitionspotenzial in Höhe von 7 Milliarden Euro beziffert (Commission de Régulation de l'Énergie 2011). Ausschreibungen im Offshore-Bereich dürften sich wegen des hohen Kapitalbedarfs vor allen Dingen positiv auf französische Großunternehmen auswirken. Vorhandene Kompetenzen in den Bereichen Werften, Schifffahrt-, Metall-, Elektroindustrie und Kabelbau können ausgebaut werden. Es wird geschätzt, dass mit den Projekten neue Geschäftsfelder für rund 200 Unternehmen entstehen. Bereits im Zuge der Ausschreibung haben sich Unternehmenspole gebildet, wie z.B. Le Havre Développement (40 Unternehmen), Bretagne

pole naval (60) und Neopolia in Nantes-Saint-Nazaire (90) (Alstom 2014). Hersteller von Rotorblättern und Stahlkonstruktionen, wie Alstom, rechnen mit Großaufträgen.

- **Solarenergie**

Die Entwicklung der Solarenergie unterstützte die Ansiedlung zahlreicher Akteure entlang der Wertschöpfungskette. Ein Großteil der Wertschöpfung im PV-Segment fällt nicht in der Industrie, sondern bei Installation und Projektentwicklung an. Aufgrund der Förderkürzungen sind Investoren gegenwärtig mit großen Unsicherheiten in den Märkten konfrontiert (Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2014). Im Photovoltaik-Segment sanken so die Investitionen 2011 in kleine Anlagen (< 1 MW) um 11 Prozent gegenüber 2010. Der Rückgang an Arbeitsplätzen 2011 erfolgte primär im Installationsbereich (Durand 2013). Auch wurden Pläne zu Produktionserweiterungen infolge des Markteinbruchs zurück gestellt (IEA 2013b).

Der PV-Verband SER Soler zählt über 250 Mitglieder entlang der gesamten PV-Produktionskette. Darunter befinden sich ca. 150 Industrieunternehmen mit ca. 7.000 Beschäftigten. Die Struktur der Branche wird als fragmentiert bezeichnet, insbesondere in der Distribution. Es gibt Bestrebungen von Herstellern, Dünnschichtmodule herzustellen. In dem Bereich haben sich einige französische Start-ups entwickelt (ADEME 2012).

Gegenwärtig sind keine Projekte in Frankreich bekannt, die Gebrauch von der Local Content-Regelung für europäische Module machen (BMW 2014b). Sie könnte sich jedoch zukünftig positiv auf europäische und französische Zulieferer und Hersteller auswirken. Auch die überarbeiteten Ausschreibungskriterien, welche CO₂-arme Module bevorzugen, sind zukünftig als positiv für die inländische Branche zu beurteilen.

- **Sonstige**

Als Pionier der Meeresenergie mit bestehenden Pilotkraftwerken sind in Frankreich deutliche Potenziale vorhanden, sofern die Vorhaben die Pilotphase erfolgreich bestehen. Ein Zentrum für die Entwicklung und den Bau von Meereskraftwerken soll sich in Cherbourg bilden. Das französische Unternehmen DCNS erwarb dort 2012 Flächen für den Aufbau eines Turbinenwerks. GDF Suez, Partner von Voith Hydro, beschloss 2013 den Aufbau eines Werks zur Montage und Wartung von Turbinen in Cherbourg mit zwei lokalen Unternehmen. Die Investitionen für den Hafenumbau werden ca. 100 Millionen Euro geschätzt. Cherbourg soll zudem auch eine Rolle beim Aufbau und bei der Wartung von Offshore-Windkraftanlagen spielen. Auch die Region Poitou-Charentes im Südwesten Frankreichs will Projekte zur Nutzung mariner Energien durchführen (Knupp 2013a). In diesen Projekten liegt Potenzial für zukünftige Wertschöpfung.

Im Bereich Geothermie konzentriert sich die Entwicklung in Frankreich seit 1998 auf den Bereich geothermischer Fernwärmesysteme und Wärmepumpen (Neuhann 2007). Frankreich kann aufgrund seiner Erfahrungen von bisherigen Projekten auf spezialisierte Firmen im Bereich der Geothermie zurückgreifen. Durch die anvisierte CO₂-Steuer auf fossile Energieträger, die Ausweitung von Energieeffizienzvorschriften für Gebäude und Sanierungsprogrammen 2013 wird auch ein Marktwachstum im Bereich von Heizsystemen, wie z.B. Erdwärmepumpen, erwartet (GreenTech Germany 2013). Entwicklungen in dem Bereich sind allerdings nicht auf die Einspeisevergütungen oder Ausschreibungsmodelle zurückzuführen.

Im Bereich der Kleinwasserkraft wird Frankreich als ein entwickelter Markt mit einem relativ hohen Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität bzw. einer hohen Marktdurchdringung klassifiziert. Die Industrie und Wertschöpfungsstruktur ist weitgehend

ausgebaut. Verglichen mit der bedeutenden Stromerzeugung aus Wasserkraft sind die Wertschöpfungseffekte damit spezifisch gesehen relativ gering.

2.1.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

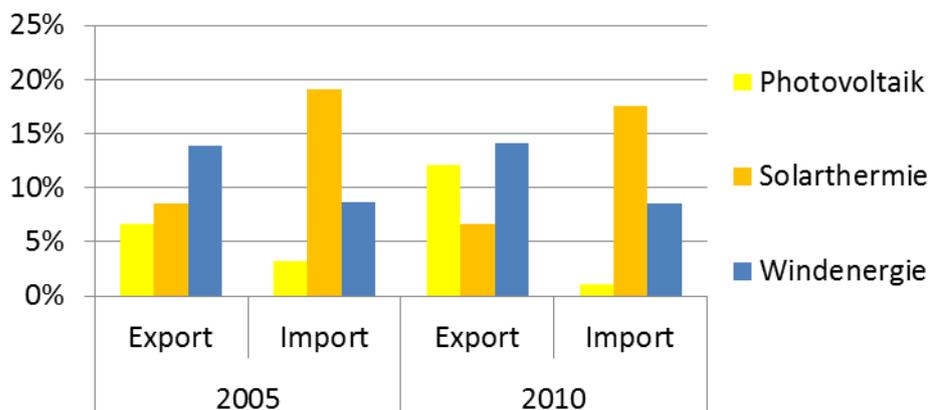
Die Förderpolitik der erneuerbaren Energien in Frankreich war in der Vergangenheit nicht von Konsistenz und Verlässlichkeit geprägt. Die dadurch hervorgerufenen Marktunsicherheiten sind ein Grund für die langsame Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien. Durch die entschlosseneren Zielsetzung, welche sich stellenweise bereits in der Gesetzgebung widerspiegelt, kann in Teilsegmenten von einem zukünftigen Marktwachstum ausgegangen werden. Dies eröffnet Chancen für deutsche Unternehmen.

Zu diesen Zielsetzungen zählt, dass neben der Verringerung von CO₂-Emissionen langfristig auch der Anteil der Atomenergie verringert werden soll. Diese grundlegende Entscheidung macht im Strombereich substantielle Fortschritte im EE-Ausbau möglich.

Zudem besteht eine traditionell enge Zusammenarbeit zwischen deutschen und französischen Firmen, welche politisch gewünscht ist. So sind im Jahr 2011 in Frankreich 1.670 deutsche Unternehmen aktiv (Invest in France Agency 2013). U.a. E.ON hat sich seit 2008 durch die Übernahme von Endesa SNET im französischen Markt etabliert.

Gegenwärtig stellt Frankreich bereits eines der Hauptabnehmerländer für deutsche Produkte im Bereich der Photovoltaik, Solarthermie und Windenergie dar, wie Abbildung 15 zeigt.

Abbildung 15: Anteil Frankreichs an den deutschen Im- und Exporten von Komponenten zur potentiellen Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Groba und Kemfert 2011

Die enge Vernetzung mit Frankreich, wie z.B. das Deutsch-Französische Büro für Erneuerbare Energien illustriert, lässt auf eine weitere Intensivierung des bilateralen Handels schließen.

Sollten zukünftig verstärkt Ausschreibungen durchgeführt werden, wovon auszugehen ist, sind strukturelle Änderungen bei der Beteiligung von Unternehmen zu erwarten. Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen machen deutlich, dass eher große, kapitalstarke Unternehmen zum Zuge kommen. Auch ist anzunehmen, dass größere Freiflächenanlagen ausgebaut werden. Die Strategieänderung der französischen Politik könnte damit zu geänderten Anforderungen an deutsche Unternehmen führen.

Darüber hinaus werden für grenznahe Unternehmen auch Potenziale für handwerkliche Dienstleistungen im Bereich der erneuerbaren Wärmeerzeugung gesehen, sofern

administrative Hürden und Genehmigungsverfahren keine bedeutenden Hindernisse darstellen (Neuhann 2007).

Abbildung 16: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien in Frankreich



Quelle: Eigene Darstellung

• Windenergie

Der französische Windenergiemarkt ist weniger weit entwickelt als der deutsche (Knupp 2013b). Der starke Ausbau der vergangenen Jahre und das Ausbauziel bieten daher auf allen Ebenen der Wertschöpfung Exportpotenzial für deutsche Unternehmen. Bereits im Zeitraum von 2005 bis 2010 war Frankreich, zusammen mit den USA und Großbritannien, das Land, in das die meisten deutschen Exporte im Bereich Windenergietechnologien getätigt wurden (Groba und Kemfert 2011). Auch die Betrachtung der wichtigsten Anlagenlieferanten lässt die Bedeutung Frankreichs für den deutschen Export erkennen: Die deutschen Unternehmen Enercon, Repower (seit Januar 2014 Senvion), Nordex und Siemens stellen im Jahr 2013 zusammengenommen 52 Prozent der installierten Anlagen Frankreichs (France Energy Eolienne 2014), (Alstom 2014).

Aufgrund der aktuellen Ausschreibungen ergeben sich weitere Potenziale im Offshore-Segment. Das deutsche Unternehmen wpd ist über seine Tochter wpd offshore France maßgeblich an den Projektplanungen von vier der fünf genehmigten Offshore-Windparks beteiligt. Auch sind deutsche Unternehmen an der Finanzierung von Projekten beteiligt. So stellen die norddeutsche Landesbank und die HSH Nordbank in Nordfrankreich ein Portfolio von vier Windparks mit insgesamt 72 MW Leistung in den Regionen Nord-Pas de Calais und Picardie. Die Banken beteiligen sich mit je 50 Prozent an der Projektfinanzierung über 100 Millionen Euro an der Eole Nord de France, der Holdinggesellschaft der Windparks (Knüpfper 2013). Auch Produktionsstandorte werden ausgebaut, wie z.B. der Enercon-Standort in der Picardie. Hier wird eine Fabrik für Betonmasten für größere Windturbinen gebaut.

Investitionen betragen 25 bis 30 Millionen Euro (Knupp 2013a), 90 Mitarbeiter werden beschäftigt und 150 Masten pro Jahr hergestellt. Auch wird eine Wartungsanlage für den Windpark gebaut. Diese Beispiele zeigen, dass deutsche Unternehmen in vielen Bereichen aktiv sind.

- **Solarenergie**

Als Produzent, Lieferant oder Projektierer bestehen Marktchancen für deutsche Unternehmen: Frankreich war bereits im Jahr 2012 der zweitgrößte Exportmarkt für deutsche PV-Produkte sowie der zweitgrößte Exportmarkt im Bereich der Solarthermie. Von dem Ausbau in der Vergangenheit profitierten aufgrund der schwach entwickelten Inlandsindustrie vor allem große ausländische Hersteller.

Angesichts der Stop-and-go-Förderpolitik der Vergangenheit müssen die Exportchancen für deutsche Unternehmen gerade im PV-Segment unter Vorbehalt gesehen werden. Durch den verstärkten Einsatz von Ausschreibungsmodellen bei der PV ist von strukturellen Änderungen der Märkte auszugehen, welche sich auch auf die Chancen für die Unternehmen auswirken. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen von Ausschreibungen in Frankreich besteht für die teilnehmenden Unternehmen ein hohes Risiko und damit verbunden hohe Transaktionskosten (Grau 2014), neuerdings auch im Segment der Anlagen zwischen 100 bis 250 Kilowatt. Nicht alle eingereichten Projektanträge führten in der Vergangenheit zum Erfolg. Dies führt zu Unsicherheiten bei Investoren, Banken und Unternehmen, die diese Hemmnisse und Anforderungen bei den Anträgen stemmen müssen.

Diese Überlegungen spiegeln sich in den Erfahrungen des französischen Fördersystems wider. Es konnte jeweils nur ein Anteil der beantragten Projekte genehmigt und dann auch fristgerecht aufgestellt werden. Die Erfolgsquote eines Antrages lag bei der Ausschreibung für mittlere Anlagen zwischen 34 und 63 Prozent. Demnach ist auch hier eine Unsicherheit bei der Planung von Projekten gegeben.

Die bestehenden Local Content-Regelungen für europäischen Content sind im Photovoltaik-Segment dagegen als vorteilhaft für deutsche Unternehmen zu bewerten. Dies gilt auch für das Kriterium der Kohlenstoffbilanz, welche energieeffiziente deutsche und europäische Firmen bevorzugen dürfte. Diesen Schluss legen auch aktuelle Entscheidungen der Ausschreibungen in Frankreich nahe, bei denen der deutsch-skandinavische Hersteller Innotech Solar für 30 Projekte (7,3 MW) den Zuschlag erhielt (entspricht rund 20 Prozent der bewilligten Projekte) (Windkraft-Journal 2014).

CSP und weitere thermische Systeme zur Stromerzeugung machen bisher nur einen kleinen Anteil aus. Ein großes Marktpotenzial für deutsche Unternehmen kann in Frankreich nicht erwartet werden. Dennoch können sie sich in dem Segment durch die differenziert durchgeführten Ausschreibungen, in denen explizit innovative Technologien gesondert ausgeschrieben werden, einen Markt erschließen.

Tabelle 9: Entwicklung der durchschnittlich bewilligten Leistung und Vergütung für ausgeschriebene kleine und mittlere Anlagen (100-250 kWp)

Entwicklung der Ausschreibungen für kleine und mittlere Anlagen (100-250 kWp)					
Ausschreibungsphase	1	2	3	4	5
Ausgeschriebene Leistung (MW)	120	30	30	30	30
Anzahl an Anträgen	345	277	262	388	266
Beantragte Leistung	68	47	53	81	53,8
bewilligte Leistung (MW)	45	21	18	31	30
Bewilligte Projektanzahl	218	109	88	143	138
Erfolgsquote nach Antragsstellung	63%	39%	34%	37%	52%

Quelle: Eigene Darstellung nach Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire 2014

Im Bereich der Solarthermie zur Wärmeversorgung sind die drei großen deutschen Anbieter für Kollektoren, Bosch Thermodynamik, Viessmann und Vaillant, bereits in Frankreich aktiv. Bosch Thermotechnik ist in Frankreich mit eigenen Marken vertreten, Viessmann hat ein eigenes Werk in Frankreich. Vaillant baute 2009 eine Fertigung in Nantes mit einer Jahreskapazität in Höhe von 125.000 Kollektoren auf (Knupp 2013a).

- **Biomasse**

Angesichts des hohen Potenzials, der bisher sehr geringen Marktausprägung und Deutschlands Vorreiterrolle sind zukünftig besonders im Biogassegment hohe Exportpotenziale zu erwarten. Deutschland hat in diesem Bereich aufgrund seiner Erfahrungen deutliche komparative Vorteile und konnte in der Vergangenheit einen bedeutenden Markt aufbauen. Angesichts der beschlossenen Erhöhung der Vergütungssätze für landwirtschaftliche Anlagen kann in Frankreich ein Marktwachstum erwartet werden. So bestehen momentan 90 landwirtschaftliche Biogasanlagen. Bis 2020 sollen es 1.000 Anlagen sein (Deutsche Energie-Agentur (dena) 2013).

2.2 Vereinigtes Königreich

2.2.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- UK ist weltweit führend beim Ausbau der Offshore-Windenergie. Mit ca.12 Milliarden Euro Investitionen in neue EE-Anlagen liegt das Land an weltweit dritter Stelle - hinter China und den USA.
- PV und Solarthermie konkurrieren derzeit miteinander.
- Die Energiepolitik setzt parallel auf Atomenergie und fördert diese u.a. mit Einspeisetarifen.

Local Content

- Das NFFO- und Quotensystem führte nur begrenzt zu einer Ansiedlung von Herstellungskapazitäten. Ausnahme ist die Weltmarktführerschaft bei Kleinwindanlagen. Angesichts der konkreten Ausbauplanungen und erfolgreichen Vergaben von Konzessionsgebieten wird insbesondere im Offshore-Segment eine Industrieansiedlung erwartet, z.B. von Siemens und Areva.
- LCR gab es keine, jedoch local-content-ähnliche Regelungen.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Ausschreibungen haben in der Vergangenheit schlechte Ergebnisse gezeigt und nur begrenzt zum angestrebten Ausbau beigetragen. Die Ziele wurden nicht erfüllt.
- Das Quotensystem hatte vor der Einführung der Technologiedifferenzierung verstärkt zum Ausbau günstigster EE-Technologien beigetragen, v.a. Deponie- und Faulgas sowie Kohlefeuerung. Mit einhergehender Technologiedifferenzierung wird inzwischen verstärkt Wind- und Solarenergie ausgebaut. Die Einspeisevergütung förderte primär PV-Anlagen und kleine dezentrale Erzeuger.
- Seit 2015 werden erneuerbare Energien durch CFDs gefördert, die den Projektplanern nach Erteilung eine feste Planbarkeit bieten sollen. Für Anlagen kleiner als 5 MW wird eine feste Einspeisevergütung beibehalten.

Fazit

- Das Vereinigte Königreich hatte zunächst negative Erfahrungen mit verschiedenen Förderinstrumenten gesammelt und setzt nun einen breiten Mix an Instrumenten ein. Mittlerweile ist UK ein attraktiver, aber risikobehafteter Zukunftsmarkt für EE.

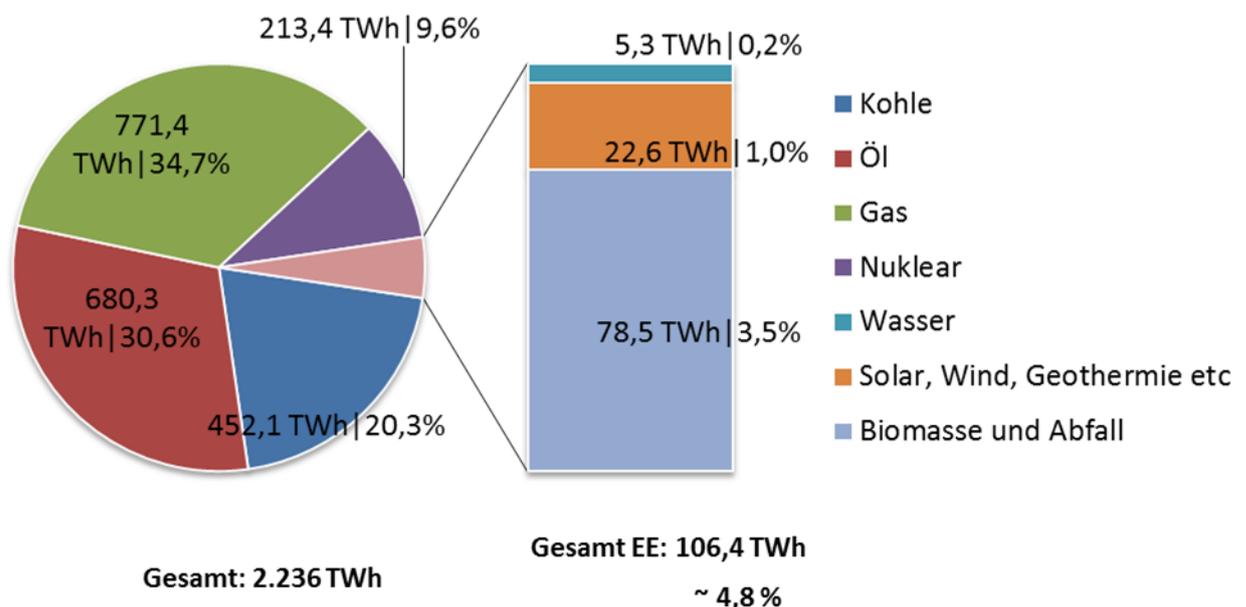
2.2.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

Das Vereinigte Königreich steht auf Platz 5 der wichtigsten Handelspartner Deutschlands. Die Exporte in das Vereinigte Königreich lagen 2014 bei 84,1 Mrd. Euro, die Importe aus dem Land bei 42,2 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2015). Das UK ist mit 43 Prozent

Netto-Energieimporteur (Weltbank 2015). Die britische Energieversorgung steht vor der Herausforderung, eine zurückgehende einheimische Produktion von Öl und Erdgas ausgleichen zu müssen (IWR 2013). Um die CO₂-Minderungsziele zu erreichen, muss zudem der Wechsel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft und effizienteren Technologien gelingen (IEA 2012). Ein ausbaubedürftiges Stromnetz, Fachkräftemangel, Kritik in der Bevölkerung und Umweltauflagen gehören zu den Hemmnissen des Ausbaus erneuerbarer Energien. Der weitere Netzausbau ist insbesondere im Hinblick auf die Anbindung großer Offshore-Windparks eine Herausforderung. Seit der Ölkrise in den 1970er Jahren ist zudem das Thema der Energiesicherheit auf der politischen Agenda (Rosenow 2014).

Der Primärenergiebedarf wird 2012 noch weitgehend aus fossilen Energieträgern und Atomkraft gedeckt. Den größten Anteil bei der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien macht Biomasse aus (vgl. Abbildung 17).

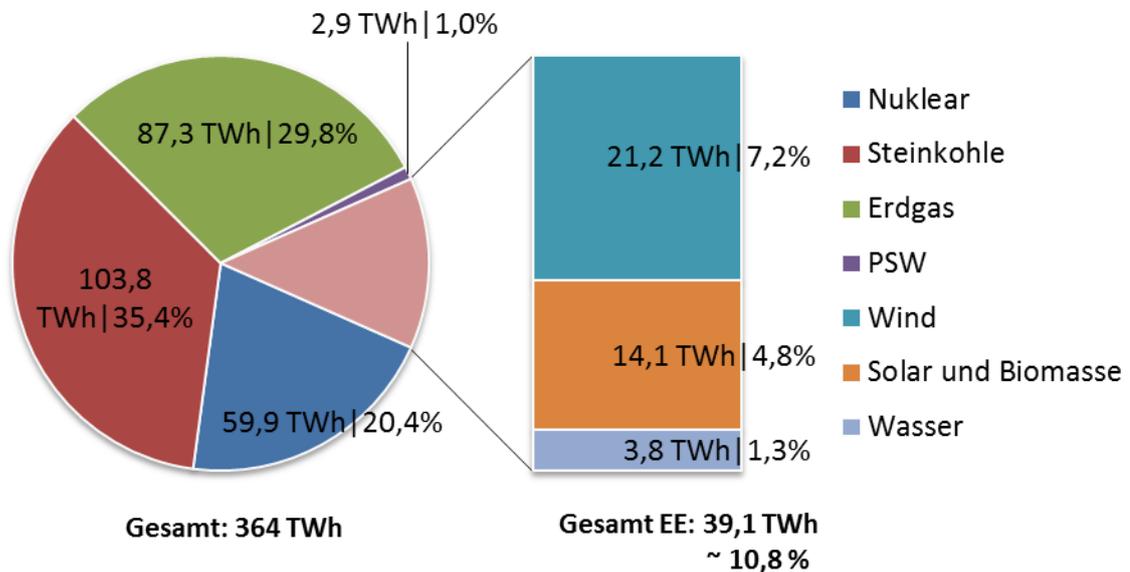
Abbildung 17: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern im Vereinigten Königreich 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Zwischen 1990 und 2012 verringerte sich der Primärenergieverbrauch um sieben Prozent, was im Wesentlichen auf sinkende Energieintensität zurückgeführt wird. Der Stromverbrauch stieg dagegen seit 1970 bis 2012 um 65 Prozent an (Department of Energy & Climate Change 2013b). Seit 2004 ist wieder ein leichtes Sinken zu beobachten (Department of Energy & Climate Change 2013h). Die Energieprognosen des Energieministeriums gehen davon aus, dass die Stromerzeugung bis 2020 relativ konstant bleibt. Erneuerbare Energien sollen laut diesen Prognosen 2020 rund 120 TWh beitragen, was einem Anteil von rund 35 Prozent entspricht. Knapp 80 Prozent der neu zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 44 GW sollen auf erneuerbare Energien entfallen (Germany Trade and Invest 2013c).

Bei der Stromerzeugung dominiert Kohlekraft, gefolgt von Gas- und Atomenergie (vgl. Abbildung 18).

Abbildung 18: Stromproduktion nach Energieträgern im Vereinigten Königreich 2014⁴

Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E 2015

Die nationalstaatliche Ebene ist die zentrale Ebene zur Förderung von erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich. Einzelne Instrumente werden in Schottland und Nordirland angewendet. Sie stehen jedoch im Zusammenhang mit den nationalen Regelungen. Wie bei anderen europäischen Ländern steht auch UK in der Pflicht, die europäischen 2020-Ziele auf nationaler Ebene umzusetzen. UK muss nach den Leitlinien der EU stärkeren Wettbewerb zwischen bereits etablierten erneuerbaren Technologien fördern (Department of Energy & Climate Change 2013a). Daher ist das Vereinigte Königreich bestrebt, sein Förderinstrumentarium langfristig nach wettbewerblichen Kriterien auszurichten.

Während der 1990er-Jahre und der ersten Hälfte der 2000er-Jahre war der britische Strommarkt durch eine sehr sanfte Regulierung (*Laissez-faire*) gekennzeichnet und schaffte es erfolgreich, Kapital von Privatinvestoren - insbesondere aus den USA - anzuziehen. Während der vergangenen Jahre führten jedoch verschiedene Faktoren zu einer umfassenden *Electricity Market Reform* (EMR). So entstand ein Oligopol der sechs größten Versorgungsunternehmen (*The Big Six*), welche über einen Marktanteil von über 95 Prozent verfügten. In der Folge kam es, durch die faktisch fehlende Wahlfreiheit, zu niedrigen Kundenwechselraten, intransparenter Preisbildung und fehlenden Markteintritten von neuen Marktteilnehmern. Überdies verfehlten die sechs Unternehmen die von der Regierung gesteckten Ziele für EE-Anteile und CO₂-Reduktion: Bei einer Zielvorgabe von zehn Prozent für die erneuerbare Energieerzeugung im Jahr 2010 betrug der tatsächliche Anteil 3,3 Prozent. Überdies steht die britische Regierung vor der Herausforderung, rund ein Drittel veralteter nuklearer und kohlegefeuerter Kraftwerke bis 2020 zu ersetzen.

Vor diesem Hintergrund beschloss die Regierung, in den nicht funktionierenden Markt in Form der EMR einzugreifen. Aus der EMR entstand 2012 ein umfassendes Energiegesetz (Energy Bill), welches vier Hauptelemente umfasst: So sollen Kapazitätsmärkte, Preisuntergrenzen für CO₂-Zertifikate, Einspeisevergütungen und Vermarktungsprämien für CO₂-freie Erzeuger eingeführt werden. Ein weiteres Element stellt die Einführung eines CO₂-Emissionslimits pro MWh erzeugter Energie bei fossilen Erzeugungsanlagen dar. Das

⁴ In der Quelle (ENTSO-E 2015) wird die Stromproduktion aus Biomasse und Solarenergie im betrachteten Zeitraum nicht getrennt ausgewiesen und kann hier daher nur als gesammelte Kategorie „Solar und Biomasse“ dargestellt werden.

übergeordnete Ziel dieser Maßnahmen ist es, Risiken für Investoren zu reduzieren (Fitzgerald 2013).

Die Einspeisevergütung für Atomkraftwerke wurde im Oktober 2014 von der Europäischen Kommission genehmigt. Gegen diese Entscheidung wurde von den Elektrizitätswerken Schönau Beschwerde eingereicht, auch Greenpeace prüft Klage einzureichen. Für das Kraftwerk Hinkley Point C sollten über 35 Jahre eine Einspeisevergütung von 10,6 Euro-Cent/kWh festgelegt werden, was unter den Tarifen für PV und Offshore-Windenergie liegt, jedoch über den Tarifen für Onshore-Windenergie. Kritiker warnten im Vorfeld, dass dadurch der Ausbau von EE gebremst werden würde. Die Blöcke sollen 2023 ans Netz gehen. Sie würden 7 Prozent des britischen Strommarktes ausmachen.

Die Strompreise für Haushalte liegen in Großbritannien 2011 bei 17,9 Euro-Cent/kWh und damit unterhalb des EU-Durchschnitts von 19,7 Euro-Cent/kWh. Die Industriestrompreise liegen bei 12,1 Euro-Cent/kWh. Dies ist etwas höher als der EU-Durchschnitt von 11,8 Euro-Cent/kWh. Die Strompreise werden nicht reguliert (IEA 2012). Trotz der unter dem EU-Durchschnitt liegenden Strompreise fand 2013 eine Debatte über steigende Energiepreise statt. Teilweise wird der Ausbau der erneuerbaren Energien dafür verantwortlich gemacht. Von anderer Seite wird kritisiert, dass der Hauptteil der Energiesubventionen in traditionelle Energien gehe (Warren und Forer 2014).

Der Nationale Infrastrukturplan von 2013 legt Leitlinien und Regierungspläne für den EE-Ausbau fest (HM Treasury 2013). In dem Plan werden neue Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien für das Jahr 2015 angekündigt. Die Energiepolitik verfolgt drei wesentliche Prioritäten: 1) bezahlbare Energiekosten für Haushalte und Industrie, 2) Erleichterung von Investitionen in die Energieinfrastruktur, um Wachstum und Arbeitsplätze sicher zu stellen und 3) eine führende Rolle im Klimaschutz einnehmen. Als Wesentliche angekündigte Reform sollen Kapazitätsmärkte *und Contracts for Difference* (CFDs) eingeführt werden.

Ein übergeordnetes Ziel der Regierung ist es, mit der Energy Bill das Risiko und Gewinne von Investoren zu reduzieren. Durch die Umstrukturierung des Strommarktes sollen die Strompreise sinken, allerdings soll das Land auch weiterhin für Investoren attraktiv bleiben. Bei ihrer Strategie ist die Regierung bestrebt, die Marktsignale durch regulierte Preise zu ersetzen. So wurden nicht nur für EE Einspeisevergütungen eingeführt, sondern auch für Atomkraft. Einspeisetarife für *Carbon Capture and Storage* (CCS) sind in Planung.

Die Regierung veröffentlichte die generellen Energiepolitikziele 2010 im *Annual Energy Statement to Parliament*. Die Energiepolitik konzentriert sich demnach auf die Energieeinsparung, Hilfe gegen Energiearmut, kohlenstoffarme, sichere Energieversorgung sowie kosteneffiziente Rahmenbedingungen in der Energiepolitik.

Basierend auf der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2009/28/EC wurde 2010 Großbritanniens nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien veröffentlicht. Hierin werden die Ziele und Maßnahmen dargestellt, wie Großbritannien seine Energieausbauziele bis 2020 zu erreichen gedenkt. Im Jahr 2013 wurde ein zweiter Zwischenstand zur Zielerreichung inklusive der geplanten Maßnahmen veröffentlicht.

Im Dezember 2013 legte die britische Regierung das haushaltspolitische *Autumn Statement* sowie eine überarbeitete Fassung des National Infrastructure Plan vor, in der die Bedeutung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz besonders hervorgehoben werden. Ziel ist es, durch klare politische und rechtliche Rahmenbedingungen die Investorensicherheit zu stärken (Ehninger 2013).

Tabelle 10: Übersicht über den Stand und zentrale nationale Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich

	Ziel 2011 (2012)	Stand 2011 (2012)	Ziel 2020
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	4% (4%)	3,8% (4,2%)	15,00%
Anteil EE an der Stromproduktion	10% (11%)	8,8% (10,8%)	31%
Anteil EE im Wärme/ Kältebereich	1%(1%)	2,3% (2,3%)	12%
Stromproduktion aus EE gesamt (GWh)	37.160 (12.720)	32.666 (40.243)	116.970
Installierte Leistung (elektrisch) für einzelne Technologien			
Wasserkraft (MW)	1.760 (1.800)	1.675 (1.686)	2.130
Wind (Onshore) (MW)	5270 (5970)	4.638 (5.893)	14.890
Wind (Offshore) (MW)	1980 (2650)	1.838 (2.995)	12.990
Solar (MW)	140 (280)	993 (1.706)	2.680
Biomasse (fest + Biogas) (MW)	1.910 (2.030)	3.117 (3.251)	4.240

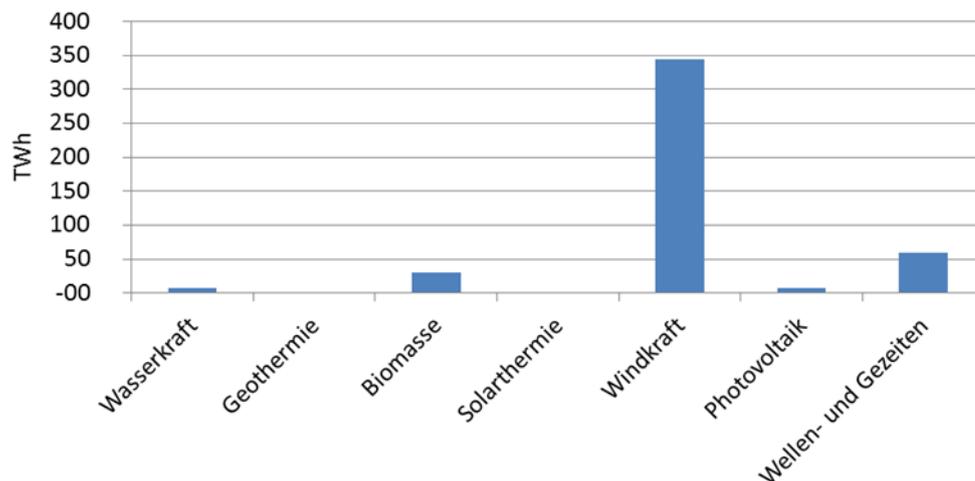
Quelle: Eigene Darstellung nach Department of Energy & Climate Change 2013c

Entsprechend der Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006/32/EG muss Großbritannien bis 2016 neun Prozent Energie einsparen. Ziel bis 2020 ist ein Endenergieverbrauch von 158 Mtoe.

Einzelne Landesteile haben sich abweichende Ziele gesetzt. So strebt Nordirland einen Anteil von 40 Prozent EE an der Stromerzeugung bis 2020 an, Schottland will 100 Prozent Stromerzeugung aus EE bis 2020 erreichen (Ehninger 2013).

Im Bereich des Klimaschutzes wird im Climate Change Act von 2008 das Ziel einer Reduktion von Treibhausgasen um 80 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 festgeschrieben (The National Archives 2008). Verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und für Energieeinsparungen auf EU-Ebene werden von der britischen Regierung jedoch aktuell gemeinsam mit Polen abgelehnt, insbesondere da auch Atomkraft als Klimaschutztechnologie gelten soll (HM Government 2011).

Abbildung 19: Langfristig ökonomische Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Großbritannien



Quelle: Eigene Darstellung nach (Winkel et al. 2011)

Großbritannien weist erhebliche Potenziale zur Windenergienutzung auf. Die realisierbaren Potenziale werden nach Berechnungen des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Jahr 2030 bei der Stromerzeugung auf insgesamt 216 TWh im Jahr 2020 beziffert und auf 454 TWh bis 2030. Das größte Potenzial wird im Bereich der Offshore-Windenergie gesehen. An zweiter Stelle (bis zu 116 TWh/a bis 2030) wird die Wellen- und Gezeitenenergie als bedeutendes Potenzial ausgewiesen. Dabei stellen die Potenziale keine maximale Größe dar, sondern sind eine Abschätzung der bis zum Jahr 2030 unter positiven Rahmenbedingungen für möglich gehaltenen Entwicklung (Winkel et al. 2011). Im Wärmebereich werden der Geothermie (inkl. Wärmepumpen: 123 TWh/a) sowie der Solarthermie (73 TWh) das größte Potenzial eingeräumt.

Die Sonneneinstrahlung liegt zwischen 700 kWh/m² im Norden und 1200 kWh/m² im Süden und ist damit vergleichsweise gering (Department of Energy & Climate Change 2013d). Das britische Ministerium für Energie und Klimawandel (DECC) veröffentlichte im Oktober 2013 ein Strategiepapier zum Photovoltaik-Ausbau. Dieses sieht eine deutliche Ausweitung des Bestandes an privaten Solarstrom-Anlagen vor. Es verweist auf ein Potenzial in Höhe von sieben bis 20 Gigawatt (20 GW als technisches Maximum).

2.2.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die Instrumente im Überblick

Erneuerbare Stromerzeugung wird in Großbritannien vor allem mit dem Quoteninstrument *Renewables Obligations* (RO) und mit Einspeisevergütungen gefördert. Zukünftig wird das Quoteninstrument durch sogenannte *Contracts for differences* abgelöst. Einspeisevergütungen sollen beibehalten werden. Im Wärmebereich hat Großbritannien als weltweit erstes Land 2012 eine Einspeisevergütung für Wärme aus erneuerbaren Energien eingeführt, die jedoch im Folgenden nicht detailliert betrachtet wird, da der Fokus dieser

Studie auf dem Stromsektor liegt. Tabelle 11 gibt einen Überblick über die wesentlichen Instrumente. Sie werden im Folgenden genauer diskutiert.

Tabelle 11: Förderinstrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien in UK

Instrument	Einführung	Geförderte Technologien
<i>Renewables Obligations</i> - Quotensystem	Seit 2002 – endet 2017 für neue Anlagen	Alle EE-Anlagen > 5 MW, freiwillig ab 50 kW
<i>Contracts for difference</i>	Seit 2014	Alle EE-Anlagen > 5 MW, teilweise Vergabe durch Ausschreibung
Einspeisevergütung (Strom)	Seit 2010, Ende derzeit nicht absehbar	Anlagen < 5 MW der Technologien Solarenergie, Wind, Wasserkraft, Biogas sowie Mikro-KWK-Anlagen (max. 2 kW Leistung)
<i>Non Fossil Fuel Obligations</i>	1998 - 2002	Alle EE-Technologien und Kernenergie
Einspeisevergütung (Wärme)	Seit 2012 für gewerbliche Projekte, seit 2014 für private Haushalte	Solarthermie, Biomasse, Geothermie, Wärmepumpe

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 20 zeigt die Förderkosten für erneuerbare Energien im Vereinigten Königreich für die Jahre 2010 und 2011. 2011 lagen sie bei 2,1 Milliarden Euro.

Abbildung 20: Jährliche Förderkosten für erneuerbare Energien in UK nach Technologien



Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach CEER 2013

Für den Zeitraum von 2011 bis 2015 wird geschätzt, dass die handelbaren grünen Zertifikate, die sogenannten *Renewable Obligation Certificates* (ROCs) 82 Prozent der Förderung ausmachen werden. Die Förderung durch Einspeisetarife macht für den Zeitraum circa 18 Prozent aus (vgl. Tabelle 12).

Tabelle 12: Ausgaben für Fördersysteme in UK in Millionen Euro

Mio. 2011/2012	Euro	2011/2012	2012/2013	2013/14 (geschätzt)	2014/2015 (geschätzt)
Einspeisevergütung		176	553	694	824
<i>Renewable Obligations</i>		1719	2225	2802	3297
Gesamt		1895	2779	3497	4121

Quelle: Eigene Darstellung nach: Department of Energy & Climate Change 2013a S.24

Für die Periode 2018/19 wird das finanzielle Budget für ROCs, *Contract for differences* und Einspeisetarife insgesamt auf jährlich 7,6 Milliarden Euro (6,45 Milliarden Pfund) beziffert. Für die Ausgaben der Einspeisevergütungen wird ausgehend von den bestehenden Anlagen bis Ende 2015 eine Steigerung auf 974 Millionen Euro (760 Mio. Pfund) angenommen (Department of Energy & Climate Change 2013k). Für 2020/21 werden für die Förderung erneuerbarer Energien 9,74 Milliarden Euro (7,6 Milliarden Pfund) als Deckel geplant.

Renewables Obligation - Quotenmodell

Bei dem Quotensystem mit ROCs müssen die lizenzierten Stromanbieter einen bestimmten Anteil ihrer Stromerzeugung aus EE decken. Die Quoten werden regelmäßig erhöht, zum Beispiel von drei Prozent in 2002/2003 auf 16 Prozent in 2012/13. Das Quotenziel wird jährlich vom zuständigen Energieministerium, dem Department of Energy and Climate Change (DEEC), festgesetzt. Die Behörde für Gas- und Elektrizitätsmärkte, das *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), vergibt die ROCs an vorab akkreditierte EE-Produzenten (RES Legal 2013). Wie andere Zertifikatssysteme basiert das Modell auf dem Prinzip von Angebot und Nachfrage. Bei einer geringen EE-Erzeugung steigt der Wert der ROCs, bei hoher EE-Erzeugung sinkt der Preis. Die ROCs führen dazu, dass zunächst die günstigeren und stärker etablierten EE gebaut werden.

Die Zertifikate werden in den Landesteilen England und Wales, Schottland und Nordirland gesondert gehandelt. Die ROCs wurden in England, Wales und Schottland im Jahr 2002 eingeführt, 2005 folgte Nordirland. Das Instrument sollte zunächst bis 2027 laufen. Im Jahr 2010 wurde das Instrument dann bis 2037 verlängert. Das Quotensystem gilt primär für Anlagen größer als 5 MW. Anlagen zwischen 50 kW und 5 MW können zwischen der Einspeisevergütung und dem Quotensystem wählen.

Es gibt keine minimalen oder maximalen Preise für Zertifikate. Stromanbieter können ihrer Quotenverpflichtung durch den Nachweis von ROCs an Ofgem nachkommen. Alternativ kann eine sogenannte Buy-Out-Gebühr bezahlt werden. Auch ist eine Kombination von Nachweisen und Buy-Out möglich. Der Buy-out-Preis wurde 2009 auf 47,71 Euro/MWh (37,19 Pfund/MWh) festgelegt und wird jährlich anhand der Entwicklung des Strompreisindex angepasst.

Kommen Versorger ihrer Verpflichtung nicht nach, müssen diese ein sogenanntes *late payment* bezahlen. Die Zahlung beinhaltet eine Strafe in Höhe von fünf Prozent. Die Einnahmen aus *buy-out* und *late payments* fließen in einen Fond. Die Mittel dieses Fonds werden dann proportional zur Anzahl der Zertifikate auf alle britischen Versorger aufgeteilt, die ihre Quotenverpflichtungen erfüllt haben. Die jährliche Unterstützung des Elektrizitätssektors durch das Zertifikatsmodell betrug 2011/2012 ca. 1,86 Milliarden Euro (1,45 Milliarden Pfund) (Department of Energy & Climate Change 2013c).

Bei der Einführung des Systems 2002 wurde zunächst nicht nach unterschiedlichen EE-Technologien differenziert, d.h. jede MWh aus EE war gleich viel wert (Department of Energy & Climate Change 2012b). Ein ROC entsprach einer MWh. Seit 2009 wird nach Technologien - in Abhängigkeit der Kosten und Potenziale - differenziert. So erhalten Offshore-Windenergieanlagen zwei ROCs/MWh, Onshore-Windenergieanlagen nur 0,9 ROCs/MWh. Stärker entwickelte EE, wie zum Beispiel die Stromerzeugung aus Klärgas, erhalten 0,5 ROCs/MWh. Der Wert der ROCs wird alle vier Jahre überprüft und angepasst (Department of Energy & Climate Change 2013e). 2012 wurden die Werte für 2013 bis 2017 festgeschrieben. Darin ist eine Degression der erteilten Zertifikate vorgesehen.

Die Unterstützung der Anlagen wird ausgehend vom Zeitpunkt der Akkreditierung für bis zu 20 Jahre gewährt. Wird das Verhältnis ROCs zu MWh geändert, behalten die existierenden, bereits genehmigten Anlagen die alte Zuordnung. Die Anpassung der ROCs soll sicherstellen, dass die veränderten Marktbedingungen und technologische Innovationen beachtet werden.

Es gibt keinen Deckel bei zulässigen neuen Anlagen. Allerdings wurde im April 2006 eine Begrenzung von 10 Prozent des Anteils an Co-Feuerung aus Biomasse mit fossilen Kraftwerken beschlossen. Energiepflanzen sind von diesem Deckel ausgenommen. Bei Biomasseprojekten liegt die Begrenzung bei 400 MW. Sie gilt jedoch nicht für KWK-Projekte (Department of Energy & Climate Change 2013a). Ab April 2015 müssen zusätzlich alle Anlagen, die feste Biomasse oder Biogas verwenden und dafür Zertifikate beantragen, Nachhaltigkeitskriterien nachweisen (HM Treasury 2013). Die Grenzen förderbarer Einzelprojekte sind technologiespezifisch, z.B. liegen sie für Gezeitenkraftwerke bei 1 GW. Große Wasserkraftprojekte, die vor 2002 beantragt wurden, werden ausgeschlossen.

EE-Projekte können zusätzlich zu den ROCs weitere Förderungen, wie Steuervorteile, erhalten. Allerdings können Projekte nicht gleichzeitig Zertifikate und Einspeisevergütungen beantragen.

Die Kosten des Quotensystems tragen die Verbraucher über die Strompreisrechnung.

Das Quotensystem soll langfristig in ein *Contracts-for-difference*-Modell mit halbfixen Einspeisevergütungen überführt werden (Department of Energy & Climate Change 2013a). Das System der ROCs wird ab März 2017 für neue Kapazitäten geschlossen und soll 2037 auslaufen (Department of Energy & Climate Change 2013j). Ab April 2015 sollen große Solarparks nicht mehr unter das RO-Regime fallen, da große PV-Anlagen in der Vergangenheit deutlich stärker ausgebaut wurden als vorgesehen.

Contracts-for-Difference (CFD) - Differenzkontrakte

Bei dem 2015 eingeführten *Contracts-for-Difference*-Modell erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zum erzielten Erlös des Stroms am Markt eine Prämie, die der Differenz aus Marktpreis und einem vorab definierten Basispreis (*strike price*) entspricht. Liegt der Marktpreis über dem Basispreis, muss der Anlagenbetreiber die Differenz bezahlen. Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, erhalten Anlagenbetreiber die Zahlungen für 15 Jahre (Ehninger 2013). Um einen CFD zu erhalten, müssen Unternehmen an Auktionen teilnehmen, in denen sie für ihr Projekt einen Festpreis anbieten. Das günstigste Gebot bekommt den Zuschlag. Auktionen werden solange stattfinden, bis die eingeplanten Mittel aufgebraucht sind.

Die Basispreise wurden im Dezember 2013 für eine Reihe von Technologien für die Periode 2014/15 sowie 2018/19 festgelegt (Department of Energy & Climate Change 2013a). Sie entspricht zunächst etwa der oberen Fördergrenze der Einspeisevergütungen und der ROCs. Neben EE sollen auch Kernenergie und CCS-Projekte gefördert werden. Der Reformprozess soll dabei durch einen sanften Übergang vom alten zum neuen

Fördersystem begleitet werden. Zwischen 2014 und 2017 gilt eine Übergangsperiode für ROCs und CFDs, in der Akteure zwischen beiden Varianten wählen können.

Die Basispreise wurden so festgelegt, dass die Förderkosten im Rahmen des festgelegten Budgetrahmens für EE bleiben und eine Summe von 9,74 Milliarden Euro (7,6 Milliarden Pfund) im Jahr 2020/21 nicht übersteigen. Die Basispreise sehen differenziert nach Technologien eine zeitliche Degression vor. Die höchste Förderung erhalten Gezeiten- und Wellenenergieanlagen (305 Pfund/MWh im Jahr 2014/15). Danach folgen Offshore-Wind und fortschrittliche Konversionstechnologien der Biomasse (jeweils 155 Pfund/MWh). Die CFDs gelten jedoch nicht für alle EE-Technologien. Für Co-Feuerung von Biomasse und für die Stromerzeugung aus Biotreibstoffen beispielsweise gibt es keine Basispreise (Department of Energy & Climate Change 2013). Die vermeintlich günstigeren Technologien Atomkraft und CCS sollen zusätzlich langfristig auch in den Genuss der geplanten Förderung durch CFDs kommen.

Die Vergabe der CFD erfolgt nach zwei unterschiedlichen Verfahren für ausgereifte Technologien und weniger ausgereifte Technologien. Zu den ausgereiften Technologien gehören v.a. Onshore-Windenergie größer 5 MW, PV größer 5 MW, Abfallnutzung in KWK und Wasserkraft 5-50 MW. Als weniger etablierte Technologien werden insbesondere Offshore-Windenergie, Wellen- und Gezeitenkraftwerke, Biogas und Geothermie eingestuft.

Um einen CFD zu erhalten, muss das Projekt gewisse Nachweise, wie eine Planungsgenehmigung, erbringen. Auch müssen in Abhängigkeit der Größe der Projekte zertifizierte Belege eingereicht werden (Department of Energy & Climate Change 2013i). Darin muss der Beitrag des Projekts zur Entwicklung einer breiten, vielfältigen und innovativen Wertschöpfungskette dargelegt werden. Diese Regelungen sind damit zwar keine expliziten Local Content-Regelungen, werden aber zukünftig je nach konkreten Rahmenbedingungen Forderungen an die Wertschöpfungskette der Akteure stellen, welche auch Einfluss auf den Local Content haben wird.

In den Verträgen der CFDs werden u.a. Meilensteine für die Investitionen sowie die zeitlichen Errichtungsziele festgelegt. Sofern Fristen nicht eingehalten werden, kann die Förderung durch CFDs entzogen werden.

Das CFD-Modell ähnelt durch die festgelegten Fördersätze einerseits dem Marktprämienmodell. Andererseits gibt es auch Elemente von Ausschreibungsmodellen. Bereits bei den Anträgen kann ein Angebot eines niedrigeren Basispreises gemacht werden, der im Fall von Zuteilungseinschränkungen vom Antragssteller akzeptiert werden würde. Diese Gebote kommen zum Tragen, sofern das Budget für die Vergaberunde erreicht ist und damit die Vergabe der CFDs eingeschränkt werden muss. Der neue *strike price* sowie die zu genehmigenden Projekte werden dann auf *pay-as-clear*-Basis für jedes Technologiesegment entsprechend der festgelegten Rahmenbedingungen (Maxima und Minima) bestimmt. Das letzte akzeptierte Gebot setzt in dem Fall die Vergütungshöhe für alle anderen bewilligten Projekte im jeweiligen Technologiesegment fest. Teurere Projekte, die zum Überschreiten des Budgets führen würden, werden dann nicht mehr gefördert. Die Auktion soll nach dem *sealed-bid*-Verfahren durchgeführt werden. Alle Gebote werden gleichzeitig und geheim abgegeben, Volumen und Preis werden in den Angeboten spezifiziert.

Die Einführung planbarer Prämien wird von Branchenvertretern positiv beurteilt. Allerdings wird die mit der Systemumstellung verbundene Unsicherheit kritisiert, da nicht klar ist, wer in den Genuss der Förderung kommen wird. Die britische *Solar Trade Association* befürchtet zudem, dass sich sehr wenige Solarunternehmen überhaupt an den Ausschreibungen beteiligen werden. Insbesondere für KMUs sei das Risiko der Abgabe eines Gebots viel zu hoch (Buddensiek 2015). Der britische Windenergieverband hingegen sieht die verabschiedeten Basispreise der CFDs für Offshore-Windenergie positiv, da diese zunächst einen festen Förderrahmen bieten.

Einspeisevergütungen

Die Regierung Großbritanniens führte im Jahr 2010 eine Vergütung für Strom aus EE-Anlagen bis zu 5 MW ein. Die Einspeisetarife gelten für Solarenergie, Wind, Wasserkraft, Biogas und Mikro KWK-Anlagen. Ein garantierter Bonus wird zusätzlich gezahlt, wenn die Strommenge nicht vor Ort verbraucht wird, sondern in das Netz eingespeist wird. Die Einspeisevergütung wird in Abhängigkeit der Technologie für 20 bis 25 Jahre gewährt.

Die Vergütungen nehmen mit der Anlagengröße ab. So reichen die Vergütungen bei Windenergieanlagen z.B. von 4,5 Euro-Cent/kWh für große Windenergieanlagen (1,5 MW- 5 MW) bis hin zu 41 Euro-Cent/kWh für kleine Installationen (Fried et al. 2013). In Nordirland gilt die Einspeisevergütung noch nicht, soll aber bis 2017, wenn das nordirische Zertifikatssystem ausläuft, eingeführt werden. Deckel für einzelne Technologien gibt es nicht.

Das benötigte Budget für die Periode 2011/2012 wird auf 174,3 Millionen Euro (135,9 Millionen Pfund) angegeben (Department of Energy & Climate Change 2013c). Um sicherzustellen, dass die Kosten aller Lizenznehmer proportional verteilt sind, hat Ofgem ein Ausgleichsverfahren eingeführt. Alle lizenzierten Stromanbieter - unabhängig von der Teilnahme am Einspeiserarif-System - müssen in Abhängigkeit ihres Marktanteils in den Ausgleichsfond zahlen. Der Fonds wird an die Lizenznehmer ausgezahlt, die überproportional hohe Zahlungen leisten mussten (OFGEM 2014a).

2012 wurde ein Kostenkontrollmechanismus eingeführt. Im Zuge dessen wurde das Budget der Einspeisetarife um 460 Millionen Euro (358 Mio. Pfund) gekürzt. Eine weitere Reform der Einspeisetarife sollte gemeinsam mit der Überarbeitung des Zertifikatssystems 2013 umgesetzt werden. Die Anpassung wurde auf 2011 vorgezogen, da sich die Regierung einem unerwartet schnellen Ausbau der Solarenergie und dem damit einhergehend überproportional hohen Anteil an den insgesamt verfügbaren Fördermitteln gegenüber sah (Winkel et al. 2011). Gleichzeitig wurden weniger Biogasprojekte mit über <500 kW durchgeführt als erwartet. Die Tarife für großflächige PV-Projekte wurden gesenkt, die Tarife für Biogasanlagen erhöht. Aufgrund des anhaltenden Ausbaus von großen Photovoltaik-Anlagen wurden 2014 weitere Kürzungen beschlossen. Die Vergütungen für große Freiflächenanlagen sinken stärker als für Dachanlagen.

Non Fossil Fuel Obligations (NFFOs)

Vor der Einführung der *Renewable Obligations* 2002 waren *Non Fossil Fuel Obligations* und *Scottish Renewables Obligation* (NFFO and SRO) die Hauptinstrumente der EE-Politik. Das Ausschreibungsmodell wurde 1989 im Rahmen des Stromgesetzes beschlossen und in UK 1991 in Form der NFFO eingeführt. Im Rahmen dieses Instruments wurden verschiedene EE gefördert. Hintergrund der Einführung der NFFOs war die Suche der Regierung nach einer Möglichkeit, Kernenergie im Einklang mit Wettbewerbsrichtlinien der EU zu fördern (Mitchell 1995). Kernenergie stand durch die Privatisierungen im Strommarkt vor großen Herausforderungen zu der Zeit. Eine Förderung für Kernenergie wurde unter der Maßgabe gestattet, dass nicht-fossile-Erzeugung gefördert wird. Dies schloss EE in die Definition mit ein.

Die Regelung sah vor, dass öffentliche Stromanbieter Erzeugungskapazität aus nicht fossilen Quellen sichern müssen. Die Vertragslaufzeit zur Abnahme des Stroms sah einen fixen Preis und typische Laufzeiten von zunächst 8 (später 15) Jahren vor (OFGEM 2014b). Die *Non Fossil Purchasing Agency* (NFPA) veröffentlicht die Angebote (IEA 2013a). EE-Anlagen traten dann in den Wettbewerb. Die Preisgestaltung sah dabei in den ersten beiden Vergaberunden eine Vergütung in Höhe des letzten angenommenen Gebotes (*pay-as-clear*) vor, in den Folgerunden wurde die Vergütung auf *pay-as-bid* abgesenkt.

Die Regierung wählte nach einem Machbarkeitstest die günstigsten Kapazitäten aus, um die geplanten Erzeugungskapazitäten zu erreichen. Die Errichtung der Kapazitäten wurde mit

den Betreibern zu vereinbarten Aufpreisen vertraglich festgeschrieben. Der garantierte vertragliche Preis ergab sich aus dem Strompreis und dem technologiespezifischen vereinbarten Aufschlag (premium).

Insgesamt gab es fünf Ausschreibungsrunden. Die letzte Förderung von geförderten Projekten durch NFFO läuft 2018 aus. Jede Runde sah eine Ausschreibung von verschiedenen Technologiesets und der angestrebten Kapazitäten vor. Die Kosten wurden dabei in Form einer extra Abgabe auf die Stromrechnung umgelegt. Die Höhe der Abgabe wurde jährlich festgelegt.

Ausschreibungen für Offshore-Netzanbindung

Offshore-Anlagen wurden in der Vergangenheit über die ROCs gefördert. Allerdings wird die Netzanbindung von Ofgem über Ausschreibungen vergeben. Die Inhaber der Konzession müssen die Windparks an das Netz anschließen und die Leitungen betreiben. Während in den meisten Ländern Offshore-Anlagenbetreiber oder Netzbetreiber für Verlegung und Betrieb von Offshore-Elektrizitätsübertragungseinrichtungen verantwortlich sind, ist dies in UK nicht der Fall: Hier sind *Offshore Transmission Owners* (OFTOs) zuständig (Nordstrand et al. 2013). Seit 2009 gibt es ein Ausschreibungsverfahren, das den Wettbewerb und die kostengünstige Netzanbindung fördern soll. Unternehmen bewerben sich bei Ofgem um Errichtungs- sowie Betreiberlizenzen.

Insgesamt wurden bisher drei Konzessionsvergabe-Runden durchgeführt.

- Die erste Runde mit einer Kapazität in Höhe von 1,5 GW verteilt auf 18 Gebiete wurde bereits 2001 durchgeführt, noch vor der Einführung der ROCs.
- 2003 wurde die zweite Runde durchgeführt, die weitere Offshore-Gebiete in tieferen Wässern vorsah (Greater Wash, Greater Thames und Irish Sea).
- In der dritten Runde 2010 wurden neun Gebiete vergeben.

In die Auswahl der Kriterien geht zu 60 Prozent der Preis sowie zu 40 Prozent die Qualität der Angebote ein (Hull 2013). Die Konzession wird für 20 Jahre bewilligt. Bisher gibt es neun Konzessionen, die durch Ofgem vergeben wurden und bisher 1,4 Milliarden Euro an Investitionen in die Offshore-Übertragungsnetze ermöglichten (Department of Energy & Climate Change 2013c). Schätzungen gehen davon aus, dass 11,7 Milliarden Euro benötigt werden, um alle Offshore-Windparks der drei bisherigen Ausschreibungsrunden an das Netz anzubinden (IEA 2012).

Unter den ersten beiden Ausschreibungsrunden wurden 3,9 GW angeschlossen. Bis zur dritten Runde wurden Übertragungskapazitäten der Offshore-Entwickler an die über die Ausschreibung bestimmten Übertragungsnetzbetreiber übertragen. Ab der dritten Runde können die Entwickler der Offshore-Parks entscheiden, ob sie oder ein Netzbetreiber die Netzanbindung übernehmen. Unabhängig von der Errichtung wird ein Übertragungsnetzbetreiber bestimmt, der verantwortlich für den Betrieb der Leitungen ist. Nach den aktuellen Regeln werden die Erlöse für den Netzbetreiber über einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert.

Kritisiert wird, dass keine klaren Haftungsregelungen für Verzögerungen bei Errichtung der Netzanbindungen bestehen. Dies geht mit einem höheren Risiko für Anlagenentwickler einher. Aus dem Netzanschlussvertrag können jedoch Schadensersatzansprüche geltend gemacht werden.

Sonstige

Der sogenannte Green Deal ist ein Anreizsystem für Energieeffizienzmaßnahmen in Gebäuden. Im Rahmen des 2012 in Kraft getretenen Instruments können Haushalte und Betriebe Kredite für Energieeffizienzmaßnahmen beantragen und den Kredit mit ihrer Energierechnung abbezahlen. Darüber hinaus bieten *Enhanced Capital Allowances* (ECA) Unternehmen im Voraus Steuererleichterungen bei Investitionen in Energieeinsparmaßnahmen an. Diverse Energieeffizienztechnologien können von der Förderung profitieren (The Carbon Trust 2012). Das Förderinstrument ist für alle Unternehmen offen, die im Vereinigten Königreich Unternehmenssteuer oder Einkommenssteuer zahlen (Winkel et al. 2011).

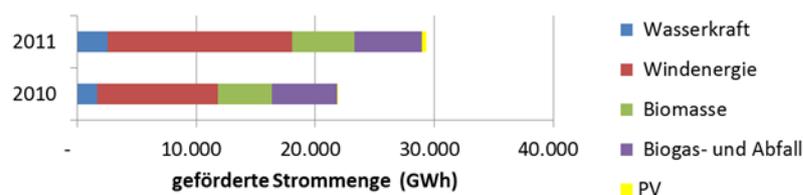
2.2.4 Erfolg der Instrumente

2.2.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch des Vereinigten Königreichs hat sich von 1,5 Prozent im Jahr 2003 auf 3,8 Prozent im Jahr 2011 gesteigert. Das Ziel des NREAP von vier Prozent für 2011 wurde damit nicht ganz erreicht (Department of Energy & Climate Change 2013c).

Im Vereinigten Königreich wurde eine Reihe von Instrumenten angewendet, die einem häufigen Wandel unterlagen und dadurch in sehr unterschiedlichem Maß zum Ausbau erneuerbarer Energien beigetragen haben. Der überwiegende Teil des Anstiegs der Stromerzeugung aus EE lässt sich auf die Fördersysteme zurückführen. Die geförderte Strommenge betrug 2011 insgesamt 29,3 TWh. Das entspricht einem Anteil von 5,7 Prozent der gesamten Stromproduktion. Gemessen an der gesamten EE-Stromerzeugung, die 2011 bei 34.645 GWh lag, macht die geförderte Strommenge über 85 Prozent aus. Der größte Teil entfällt dabei auf Windenergie (vgl. Abbildung 21).

Abbildung 21: geförderte Strommenge im Vereinigten Königreich 2010 und 2011



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der (Council of European Energy Regulators 2013, 2013) CEER 2013

Die erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten stiegen 2012 auf 15.538 MW an. Weitere 204 MW sind der Co-Feuerung mit Biomasse zuzurechnen (Department of Energy & Climate Change 2012b). Im Wärmebereich stieg die Erzeugung auf 14,8 TWh/a im Jahr 2012. Der Anteil erneuerbarer Wärme beträgt ca. 2,3 Prozent des Wärmeverbrauchs.

Der Erfolg der verschiedenen Instrumente zum Ausbau der erneuerbaren Energien fällt sehr unterschiedlich aus. Das NFFO-System legte zwar als erstes Förderinstrument den Grundstein für den Ausbau der EE im Vereinigten Königreich, blieb jedoch stark hinter den Zielsetzungen zurück. Bei den NFFO-Auktionen gingen mehr als 80 Prozent der Kapazitäten an Kernkraftprojekte. Innerhalb der erneuerbaren Energien kamen vorrangig günstige Wasser- und Windkraftprojekte zum Zug (Kopp et al. 2013). So hat das Instrument zwar erfolgreich eine große Anzahl an günstigen Verträgen für EE erreicht. Allerdings wurden nur sehr wenige der Projekte tatsächlich gebaut (Moore und Newey 2013). Die

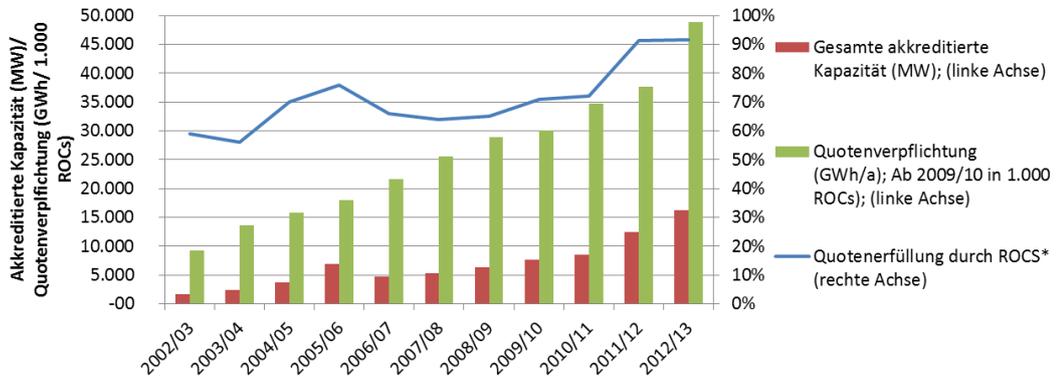
Fertigstellungsrate der beantragten Projekte nahm im Laufe der Jahre rapide ab. Wurden 1990 noch 95 Prozent der Projekte realisiert (gemessen an den beantragten MW), waren es 1998 nur noch 15 Prozent. Insgesamt wurden von den vertraglich vereinbarten 3.271 MW nur 821 MW installiert. Dies entspricht einer Erfolgsquote von durchschnittlich nur 25 Prozent (Wiser 2002). Problematisch war zudem das Fehlen von Strafen bei Nichteinhalten von Verträgen. Auch mussten bei Abgabe der Projektanträge keine Nachweise über Planungsgenehmigungen vorliegen. Daher haben sich zum Beispiel Windparkentwickler bei den Anträgen vornehmlich auf die windstarken Gebiete konzentriert. Diese günstigen Gebiete konnten dann aber von den Planern nicht entsprechend akquiriert werden. Somit konnten viele Anbieter anschließend das Angebot nicht erfüllen. Insgesamt trugen all diese Erfahrungen und Schwierigkeiten mit dazu bei, dass die NFFOs durch die ROCs abgelöst wurden.

Mit dem ROC-System hat das Vereinigte Königreich seinen Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 11,2 Prozent in 2012 gesteigert (OFGEM 2015). Vor Einführung der ROCs lag dieser noch bei drei Prozent (Moore und Newey 2013). Die geförderte Strommenge stieg von 2002 bis 2012 um 27 TWh (Department of Energy & Climate Change 2012b). Von den insgesamt 41 TWh Strom aus erneuerbaren Energien in 2012 wurden etwa 65 Prozent durch ROCs gefördert. Trotz seines hohen Anteils am Ausbau der EE insbesondere in den Anfangsjahren, war das Förderinstrument jedoch nicht in der Lage, neue Entwicklungen anzustoßen. Gründe liegen unter anderem in den Schwierigkeiten der Quote für Projektentwickler (van der Linden et al. 2005). Quotenmodelle erfordern hohe Risikoprämien. Dies liegt an der Unsicherheit der Entwicklung des Zertifikatspreises im Projektverlauf. Der Preis wird unter anderem von der vorgegebenen Zubaumenge bestimmt und dem jährlich neu festgelegten *Buy-out*-Preis. Da die *Buy-out*-Preise oftmals niedriger lagen als die Preise für die Zertifikate, war der Anreiz zum Ausbau eher gering. Hinzu kommt, dass die Erlöse der *Buy-out*-Preise auf jene Stromversorger verteilt werden, die die Quote erfüllen. Da vorab die Summe nicht bekannt ist, ist dieser Belohnungseffekt unsicher und hängt stark von der Erwartungshaltung der Erzeuger ab. Je mehr Erzeuger schließlich die Quote erfüllen, desto geringer fällt nach der Regelung der Anreiz aus, in EE zu investieren.

So wurde die Quote zu Beginn nur zu 59 Prozent gedeckt. Mit Einführung der Technologie-Differenzierung stieg die Quotenerfüllung auf knapp 92 Prozent in 2012/2013 (vgl. Abbildung 22). Insgesamt trug das Instrument maßgeblich zum Ausbau erneuerbarer Energien im Vereinigten Königreich bei.

Dabei wurden vor allem die günstigsten Technologien ausgebaut, das heißt zunächst Deponiegas und Biomasse, später Onshore-Windenergie. Aufgrund fehlender Verbindlichkeiten und Investitionsanreize konnte auch dieses Instrument die gesetzten Ausbauerwartungen nicht erreichen. Die gesamte RO-akkreditierte Kapazität betrug 2013 etwa 16.300 MW.

Abbildung 22: Ergebnisse der ROCs. 2002 bis März 2013



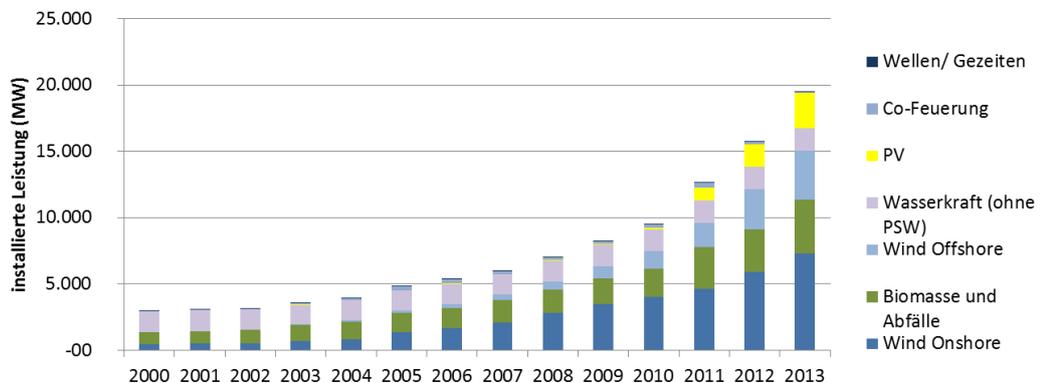
Quelle: Eigene Darstellung nach Department of Energy & Climate Change 2012a; Ofgem e-serve 2014d, OFGEM 2013 *nur für England und Wales

Was die Wirkung des Einspeisetarifs auf den Ausbau der erneuerbaren Energien betrifft, so lag die 2011/12 geförderte Stromerzeugung bei 489 GWh. Das entspricht nur etwa einem Prozent der gesamten EE-Stromerzeugung in 2012 (Department of Energy & Climate Change 2013f). Der Einfluss dieses Förderinstruments ist demnach insgesamt beschränkt. Gleichwohl konnten in den letzten Jahren einzelne Segmente sehr schnell ausgebaut werden. Biomasse sowie Solarenergie vervielfachten bereits 2011 ihr Marktwachstum.

Mit Blick auf die CFDs hat bei der ersten Auktion im Februar 2015 Windenergie mit zwei Offshore-Projekten und 15 Onshore-Windparks am besten abgeschnitten. PV hat mit fünf Solarparks schlechter abgeschnitten. Weitere zwei Projekte gingen an *waste-to-energy*-Projekte (Buddensiek 2015).

Im Folgenden werden die Effekte der Förderinstrumente auf die einzelnen Technologiesegmente analysiert. Waren bis 2004 Biomassenutzung und Wasserkraft dominierend, stieg in den folgenden Jahren mit Ausbau der Quotenverpflichtungen und Einführung der Einspeisevergütung insbesondere der Anteil von Wind und PV (vgl. Abbildung 23).

Abbildung 23: Entwicklung einzelner erneuerbarer Energiesegmente in UK



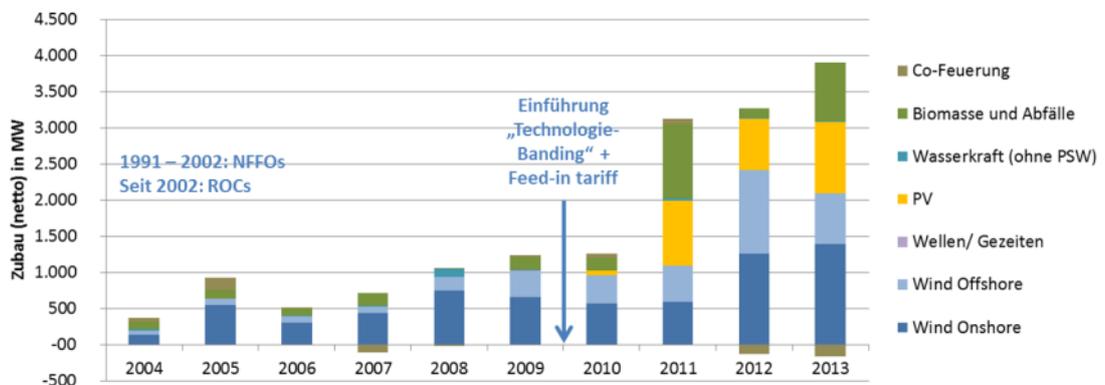
Quelle: Eigene Darstellung nach Department of Energy & Climate Change 2012b

• Onshore Windenergie

Die Einführung des Quotensystems führte zunächst vor allem zum Ausbau von Deponiegaserzeugung und einer Co-Feuerung von Biomasse (OFGEM 2006). Ab 2005/2006 übertraf dann der Ausbau der Windenergie den Ausbau neuer Deponiegasanlagen. Den Hauptteil der kumulierten Kapazität unter dem Quotensystem macht 2013 Onshore-Wind mit 40 Prozent, Biomasse mit 25 Prozent und Offshore-Wind mit 22 Prozent aus. (OFGEM 2014c)

Seit der Einführung der Quote stieg die Stromerzeugung aus Windenergie insgesamt jedes Jahr durchschnittlich um ein Drittel. Zwei Drittel der 2013 akkreditierten ROC-Anlagen sind Windenergieanlagen. Gemessen an der äquivalenten Stromerzeugung steht Onshore-Windenergie mit 12,2 TWh an erster und Offshore-Windenergie mit 8,8 TWh an zweiter Stelle, wie Abbildung 24 zeigt.

Abbildung 24: Zubau erneuerbarer Kapazitäten 2004-2013



Quelle: Eigene Darstellung

Die Markterwartung für Onshore-Windenergie fällt gemischt aus. Die tatsächlichen CFD-Basispreise liegen den ursprünglich geplanten Preisen. Für 2015/2016 beispielsweise wurden sie auf 111 Euro/MWh (95 Pfund/MWh) statt 117 Euro/MWh (100 Pfund/MWh) festgelegt (Ehninger 2013). Die britische *Renewable Energy Association* befürchtet, dass durch die CFDs Kleinwind unwirtschaftlich werden könnten. Die attraktive Einspeiseförderung für Kleinwindanlagen führte in der Vergangenheit zu einem großen Ausbau von mehr als 17.000 kleinen und mittleren Windanlagen (Fried et al. 2013). 2011 und 2014 wurde die Förderung jedoch deutlich abgesenkt.

• Offshore-Windenergie

Offshore-Windenergie konnte mit der *Renewable Obligations* stark ausgebaut werden. Zum Ausbau haben zudem positive Rahmenbedingungen beigetragen. So sind in der aktuell boomenden Offshore-Branche eine Vielzahl an Akteuren und starke Branchenverbände aktiv und politischer Wille zum Ausbau vorhanden (Kern et al. 2013). Über die ROCs und Einspeisetarife hinaus flossen von 2008 bis 2014 452 Millionen Pfund durch weitere Förderprogramme in Offshore-Windenergie. Dazu zählen z.B. Forschungsförderungen und verstärktes Engagement der britischen *Crown Estate*, aktiv Eignungsgebiete zu vergeben.

Mittelfristig ist eine positive Marktentwicklung im Offshore-Segment zu erwarten. Das Vereinigte Königreich hat eines der attraktivsten Fördersysteme und klare Ziele für den Offshore-Windenergiesektor. Dieses trägt zu dem starken Ausbau bei. Allerdings führte die

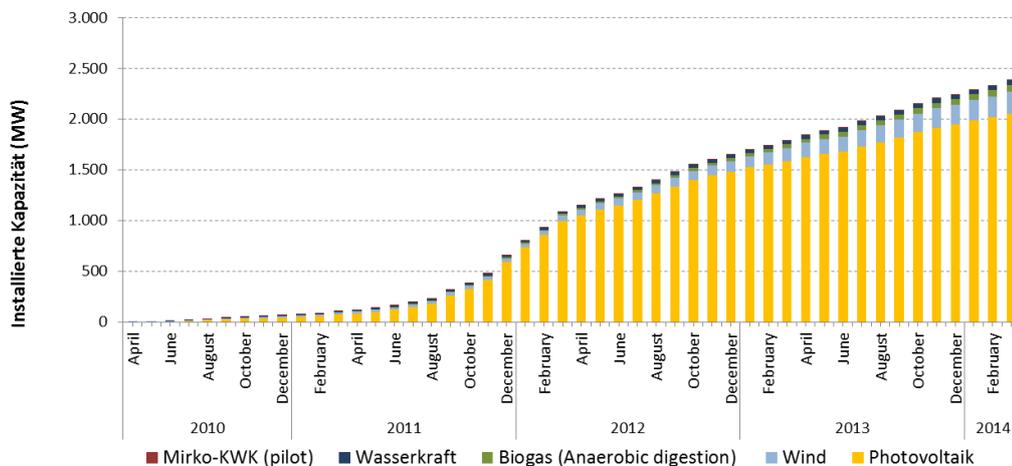
zwischenzeitliche Unsicherheit über die Ausgestaltung der CFDs 2014 zum Stopp der beiden Offshore-Projekte *Argyll Array* und *Atlantic Array*.

• Solarenergie

Die relativ späte Marktentwicklung der Photovoltaik lässt sich mit den häufig wechselnden Vergütungsregelungen erklären (KGAL Infrastruktur 2013). Ein starker Ausbau ist erst seit der Einführung der Einspeisevergütungen 2010 zu verzeichnen. So wurden 2010 und 2011 insgesamt 900 MW neuer Kapazitäten zugebaut. 72 Prozent dieser PV-Kapazität wurden mit Einspeisetarif gefördert, nur 15 Prozent durch ROCs. 12 Prozent sind hingegen noch nicht akkreditiert und damit unabhängig vom Fördersystem (Department of Energy & Climate Change 2014).

Photovoltaik stellt damit den Hauptteil der neuen Installationen, die unter der Einspeisevergütung errichtet wurden (86 Prozent der Kapazität sowie 99 Prozent der Installationen). An zweiter Stelle steht Windenergie mit neun Prozent. Biogas und kleine Wasserkraftanlagen wurden mit den Einspeisetarifen nur sehr begrenzt ausgebaut (vgl. Abbildung 25).

Abbildung 25: kumulierte installierte Kapazität der unter dem Einspeisetarif registrierten Anlagen (jeweils am Ende des Monats)



Quelle: Eigene Darstellung nach Department of Energy & Climate Change 2013g

Als positiv für die Entwicklung der Photovoltaik wird auch das verlässliche ROC-System genannt. Neben den dezentralen Kleinanlagen im Rahmen der Einspeisetarife führten die ROCs zur Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Bis April 2014 wurden über 60 Solarparks mit jeweils über 10 MW Leistung installiert (Solarbuzz 2014). Freiflächenanlagen erreichten 50 Prozent der installierten Leistung. 2012 sanken die Installationen angesichts der Unklarheit über die weitere Förderung. Der Markt hat sich jedoch 2013 wieder erholt. Für 2014 wird damit gerechnet, das UK auf den vierten Platz weltweit sowie zu Europas größtem Markt für Photovoltaik wird.

Die Solarstrategie der Regierung sieht einen bedeutenden Ausbau der Photovoltaik auf 15 Prozent der Stromerzeugung 2020 vor. Die Strike-Preise der CFDs sollen von 154 Euro/MWh (120 Pfund/MWh) 2014 auf 147,5 Euro/MWh (115 Pfund/MWh) für 2016/17 bis zu 128,1 Euro/MWh (100 Pfund/MWh) für 2018/2019 gesenkt werden (Ehninger 2013). Der Solarverband erwartet, dass bis 2018/19 nur noch 116,7 Euro/MWh (91 Pfund/MWh) für

einen wettbewerbsfähigen Betrieb benötigt werden, was den weiteren Ausbau begünstigt (Pérez et al. 2014). Netzparität ist angesichts der vergleichsweise schlechten Einstrahlungsbedingungen noch nicht absehbar. Der weitere Ausbau ist damit auf absehbare Zeit noch stark abhängig vom Fördersystem. Angesichts der gegenwärtigen Kürzungen, verstärkter Degression bei Freiflächenanlagen und der direkten Konkurrenz von Photovoltaik mit anderen Anlagen ist zukünftig von einer begrenzten Entwicklung großer Solarparks auszugehen. Der Hauptteil der PV-Anlagen wird demnach durch die Einspeisevergütung gefördert werden.

• Biomasse und Biogas

Die Biomassenutzung wurde durch das NFFO-System und die Quote gefördert. Weitere Einflussfaktoren für den Ausbau liegen in zusätzlichen Förderungen. So wurde zum Beispiel eine Umrüstung großer Kraftwerke hin zu Co-Feueranlagen 2011 durch die Europäische Großfeuerungsanlagenrichtlinie angestoßen (Appleyard 2014).

Ein Großteil des Ausbaus basiert auf der Nutzung von Festbrennstoffen. 2011 und 2013 stieg das Wachstum im Bereich dieser Kapazitäten auf über 800 MW/a an, was eine Vervielfachung dieses Marktsegmentes darstellt. Das Vereinigte Königreich ist inzwischen zweitgrößte Biogasproduzent in Europa, v.a. aufgrund von Deponiegas. Insgesamt wurden 2011 1,8 Mtoe aus Biogas erzeugt, die Stromerzeugung beträgt 5.7 TWh (Deutsche Energie-Agentur (dena) 2012b). Durch die verbesserte Förderung seit 2007 konnte innovative Biogaserzeugung sein Wachstum auf jährlich über 25 MW/a ausbauen. Gemessen am gesamten Markt der erneuerbaren Energien ist der Anteil jedoch vergleichsweise gering.

• Wasserkraft

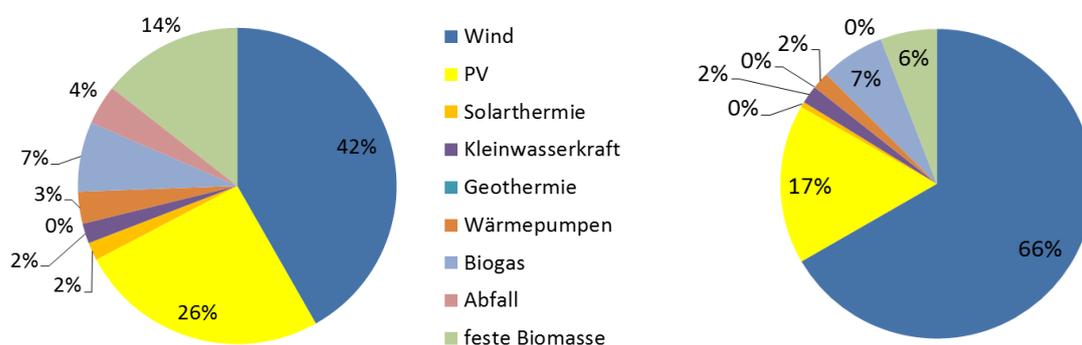
Das Vereinigte Königreich hat vor allem durch gute Rahmenbedingungen Meeresenergieanlagen mit einer Kapazität von 10 MW (2013) in Betrieb nehmen können (EurObserv'ER 2013). Die Förderungen wurden ab 2013 auf 330 Euro/MWh für Projekte kleiner als 30 MW angehoben. Für größere Anlagen gelten weiterhin die aktuellen Fördersätze. Zusätzlich konnten vier Pilotanlagen errichtet werden mit Kapazitäten von acht bis 10 MW. Die Anlagen wurden als Teil der Ausschreibungen der britischen Regierung für innovative Projekte und durch den europäischen NER300-Fonds gefördert. Vier weitere Ausschreibungen sind noch offen.

Mit Blick in die Zukunft kann angesichts der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zumindest bis 2017 mit einem weiteren erheblichen Ausbau bei der Solarenergie und der On- und Offshore-Windenergie gerechnet werden. Die weitere Entwicklung hängt vor allem von der konkreten Ausgestaltung der CFDs ab. Deren Einführung birgt das Risiko, dass sie - entgegen den Erwartungen einiger Marktteilnehmer - nach der Übergangsphase nicht mehr einem erweiterten Einspeisetarif-Modell mit garantierten Vergütungen gleichkommen, sondern eher den Ausschreibungsmodellen mit den damit verbundenen Nachteilen.

2.2.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

Abbildung 26 stellt die Arbeitsplätze und Umsätze für jede EE-Technologie dar. Nach Angaben von Eurobserv'ER waren 2012 in der EE-Branche insgesamt ca. 49.000 Arbeitnehmer beschäftigt. Der Umsatz lag bei 9 Milliarden Euro. Darin nicht enthalten sind Umsätze und Arbeitsplätze, die durch den Verkauf und den Vertrieb von Wärme bzw. Elektrizität entstehen.

Abbildung 26: Arbeitsplätze in der EE-Branche (linkes Diagramm) sowie Umsätze der EE-Branche in UK (rechtes Diagramm)



Quelle: Eigene Darstellung nach EurObserv'ER 2013

Die größten Umsätze und Arbeitsplätze entfallen infolge des erheblichen Ausbaus auf die Windenergie. An zweiter Stelle stehen die Arbeitsplätze und Branchenumsätze durch den Ausbau der PV, die sich infolge des starken Ausbaus durch die Einführung der Einspeisetarife gesteigert haben. Schätzungen der britischen *Renewable Energy Association* (REA) gehen von weit höheren Zahlen aus (110.000 Arbeitsplätze und ein Branchenumsatz von insgesamt 16 Milliarden Euro (12,5 Milliarden Pfund) (Renewable Energy Association 2012).

Der Markt wuchs zwischen 2009/10 um durchschnittlich 11 Prozent und lag damit deutlich über der gesamten nationalen Wachstumsrate von 1,4 Prozent. Durch die Einführung der Einspeisetarife 2010 und der RHI 2012 wurde das Wachstum verstärkt.

Schätzungen gehen von einem Umsatz in Höhe von 30,7 Milliarden Euro (24 Milliarden Pfund) bis 2020 aus. Um das europäische 15-Prozent-Ziel zu erreichen, wären 400.000 Jobs nötig. Der Umsatz würde dann ca. 64 Milliarden Euro (50 Milliarden Pfund) betragen.

2011 sind ca. 6.500 Unternehmen entlang der Wertschöpfungsketten erneuerbarer Energien im Vereinigten Königreich tätig. Der Export von EE-Technologien lag 2010/11 bei 2,05 Milliarden Euro (1,6 Milliarden Pfund). Durchschnittlich machen die Exporte des Sektors ca. 13 Prozent der Branchenumsätze aus. Die Wettbewerbsfähigkeit ist vergleichsweise unterentwickelt. Für EE-Technologien liegt der RCA-Index bei minus 58 im Jahr 2011. Der Welthandelsanteil im EE-Segment liegt bei ca. 1,5 Prozent (Gehrke und Schasse 2013). Das Vereinigte Königreich liegt hinter China und den USA an dritter Stelle bei Investitionen in neue EE-Anlagen. 2013 lagen sie bei 11,9 Milliarden Euro.

Die Wertschöpfungsketten der bedeutenden EE-Segmente werden teilweise abgedeckt. Entsprechend des relativ späten Ausbaus einiger EE-Segmente liegen allerdings große Lücken beim Local Content vor, die durch Importe gedeckt werden. Insbesondere große Hersteller fehlen. Diese haben möglicherweise aufgrund der unklaren politischen

Zielsetzungen andere Märkte präferiert. Angesichts der klaren Zielsetzung, den Offshore-Sektor auszubauen und den geplanten local-content-ähnlichen Bestimmungen ist im Offshore-Segment mit einem Aufbau lokaler Wertschöpfung zu rechnen. Im Folgenden wird auf den Anteil an Local Content bei den wesentlichen Segmenten eingegangen.

- **Windenergie**

Laut der britischen *Renewable Energy Association* sind 2010/2011 730 Unternehmen im Onshore-Bereich, und 790 Firmen im Offshore-Bereich aktiv (*Renewable Energy Association* 2012). Das Vereinigte Königreich hat in der Vergangenheit keine inländische industrielle Basis im Bereich der Onshore-Windenergie etabliert und damit einen vergleichsweise geringen Anteil an Local Content. Die ausländischen Turbinenhersteller Siemens (25 Prozent), Vestas (22 Prozent), Senvion (13 Prozent) und Alstom (13 Prozent) dominieren den inländischen Markt (Fried et al. 2013). Das zeigt, dass durch die anfangs sehr instabilen Rahmenbedingungen kein attraktives Umfeld zur Ansiedlung inländischer Industrie geschaffen wurde. Ein stabiler Heimatmarkt war jedoch vor allem aufgrund einer Stop-and-go-Förderpolitik lange nicht vorhanden. Local Content-Regelungen, um den Aufbau inländischer Industrie gezielt zu fördern, gab es nicht. Die anfangs zögerliche Entwicklung des inländischen Marktes für EE und der damit einhergehende begrenzte Aufbau inländischer Industrie werden auch in der Handelsbilanz deutlich. Angesichts des erheblichen EE-Ausbaus übersteigen die Importe die Exporte um 192,8 Mio. Euro pro Jahr im Durchschnitt von 2010 bis 2012 (*European Commission* 2014). Die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Branche ist mit einem RCA-Index von minus 83 gering.

Wesentliche neue britische Herstellungskapazitäten wurden 2013 im kleinen und mittleren Windenergiesegment etabliert, zum Beispiel mit Türmen von Hutchinson Engineering.

Im Offshore-Segment ist der lokale Anteil bei installierten Turbinen und Gründungen eher schwach und beschränkt sich auf die Aktivitäten Kabel, elektrische Systeme, Installation sowie Betrieb und Wartung (Ellsmore 2013). Der Markt für Turbinen wird dominiert von den ausländischen Firmen Siemens und Repower (Fried et al. 2013). Darüber hinaus hat Areva 2012 angekündigt, Herstellungskapazitäten im Vereinigten Königreich zu installieren. Dies plant auch Siemens.

Im August 2013 wurde vom Premierminister eine Strategie zur Förderung von Offshore-Windenergie veröffentlicht mit dem Ziel, einen maximalen Nutzen für die britische Wertschöpfungskette zu schaffen. Künftig werden von den Projektplanern Pläne verlangt, die den Einfluss der Projekte auf die lokalen Arbeitsplätze und lokale Wertschöpfungseffekte darlegen (Murray 2013).

Anders ist die Situation im Segment der Kleinwindenergieanlagen. Das Vereinigte Königreich ist insgesamt mit einem Dutzend Hersteller, wie Gaia Wind, Ampair, Evance Evoco, Weltmarktführer. Es ist davon auszugehen, dass dazu auch die erfolgreiche inländische Marktentwicklung beigetragen hat. Im Jahr 2011 waren nach Angaben der *Renewable Energy Association* knapp 20.000 Kleinwindanlagen installiert. Das Land steht damit an weltweit zweiter Stelle hinter China bei der Anzahl installierter Kleinwindanlagen (Germany Trade and Invest 2013c). Die kumulierte installierte Leistung beträgt 65 MW in 2011.

- **Solarenergie**

Nach Schätzungen der *Renewable Energy Association* sind 2011 circa 25.000 Beschäftigte im britischen Solarsektor tätig (*Renewable Energy Association* 2012). Bei den Wertschöpfungseffekten dominieren die nachgelagerten Wertschöpfungsstufen Installation, Wartung, Betrieb und Service. 2.200 Unternehmen werden entlang der Wertschöpfungskette

gezählt. Weitere 4000 Unternehmen sind als Installateure tätig. Der Umsatz wird 2010/11 auf 2,3 Milliarden Euro (1,8 Milliarden Pfund) beziffert.

Die britische PV-Industrie ist relativ klein und somit in hohem Maße abhängig von Importen, um ihren Bedarf an Modulen zu decken (Department of Energy & Climate Change 2013d). Im Vereinigten Königreich produzieren nur wenige der international großen Hersteller von PV-Anlagen und -komponenten.

Der Großteil der im Jahr 2013 verbauten Module wurde von chinesischen Firmen geliefert (Colville 2014). Trina Solar, Yingli und andere chinesische Hersteller machen ca. 70 Prozent des britischen Marktes in UK aus. Seit 2004 fertigt das japanische Unternehmen Sharp Solar Module im Vereinigten Königreich. Sharp Solar exportierte in den vergangenen Jahren mehr als 95 Prozent seiner britischen Produktion ins Ausland, da die Nachfrage nach PV-Systemen im Vereinigten Königreich mangels attraktiver Fördermechanismen gering war. Zusätzlich ist eine Anzahl von weiteren Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette aktiv, wie NSG Pilkington, Dupont, SAFC, Hitech, IQE und Crystalox. UK betreibt überdies vielfältige Forschung im Bereich von PV; ein Schwerpunkt liegt beispielsweise auf Farbstoffsolarzellen (Department of Energy & Climate Change 2013d).

Die Importe von Solarkomponenten übersteigen im Durchschnitt der Periode 2010 bis 2012 die Exporte um 308 Mio. Euro (Importe: 736 Mio. Euro; Exporte 428,3 Mio. Euro).

Die Solarthermie-Branche exportiert mehr als 25 Prozent ihrer Produktion (Department of Energy & Climate Change 2013d). Zu den wenigen großen Herstellern, die im Vereinigten Königreich solarthermische Systeme produzieren, gehört Kingspan Renewables mit Sitz in Nordirland (Ehninger 2011).

• Bioenergie

Im Bereich Bioenergie sind 1510 Unternehmen mit 27.660 Beschäftigten entlang der Wertschöpfungskette aktiv. Der Großteil fällt dabei auf Unternehmen zur Nutzung fester Biomasse als Brennstoff. Im Biogassegment werden 140 Unternehmen gezählt. Entsprechend der ansteigenden Marktentwicklung werden steigende Umsätze beobachtet. Aufgrund des dezentralen Charakters der Energieversorgung konnten auch traditionelle Sektoren der Wirtschaft profitieren, wie die Landwirtschaft und das Abfallmanagement.

• Meeresenergie

Bei der Meeresenergie sieht die Situation in Bezug auf den Local Content stellenweise besser aus. So wurde die Hälfte der Meeresenergieprojekte im Vereinigten Königreich entworfen und hergestellt. Die Forschungsförderungen sowie expliziten Ausschreibungen für Pilotprojekte haben einen merklich positiven Einfluss auf den Local Content gehabt.

2.2.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

Das Vereinigte Königreich hat in der Vergangenheit verschiedene Förderinstrumente getestet und mittlerweile ein sehr ausdifferenziertes Instrumentarium für EE etabliert. Wie beschrieben führte deren Einsatz zu einem sehr unterschiedlichen Ausbau erneuerbarer Energien. Dies führte zu unterschiedlichen Einflüssen auf den Handel und deutsche Exportchancen. Insgesamt bietet das Land großes Potenzial für einen zukünftigen EE-Ausbau und weist überdies Nachholbedarf in diesem Bereich auf (Ehninger 2013).

Die Fördersysteme haben in unterschiedlichem Maß und Zeitpunkt zu Investitionssicherheit, beziehungsweise zu Investitionsunsicherheit und Risiken geführt. Negative Auswirkungen hatten die Phasen der Überarbeitung und teilweise widersprüchliche Signale. Das NFFO-

Fördersystem war augenscheinlich nicht in der Lage, ausreichend Akteuren eine langfristige Investitionssicherheit zu bieten.

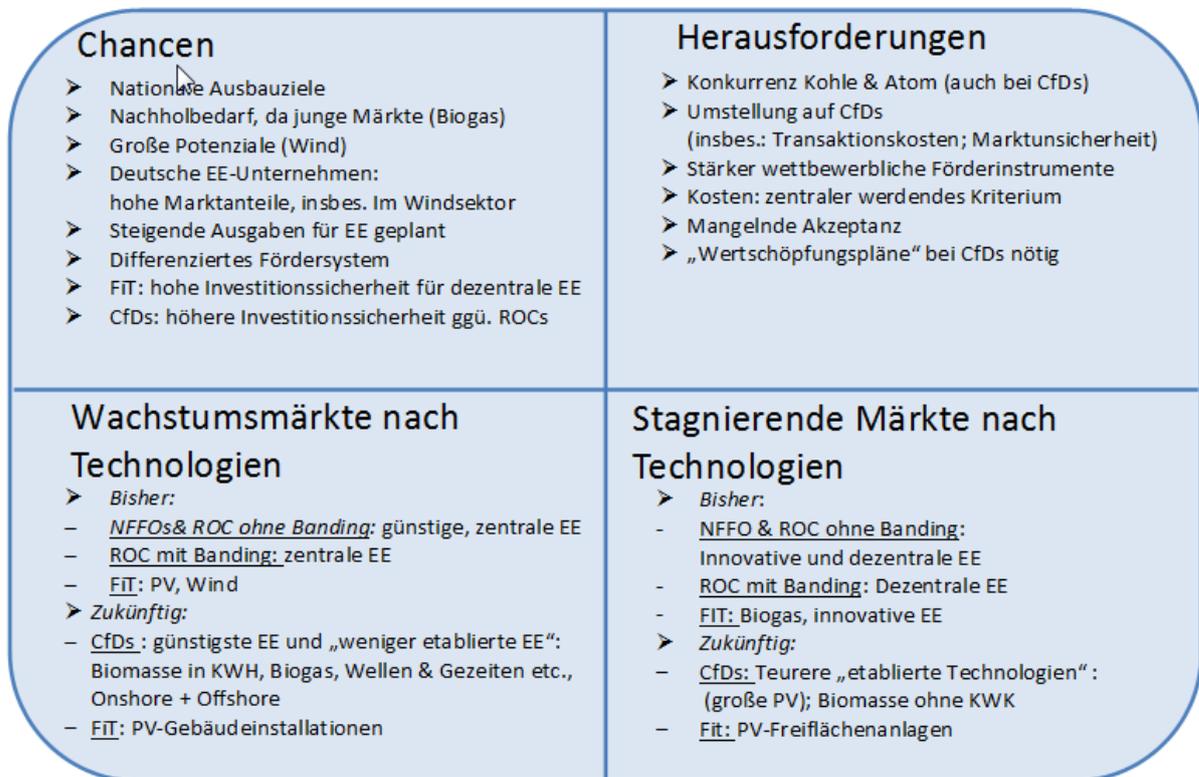
Das Zertifikatssystem führte nur bedingt zu einer besseren Planungssicherheit. Vorteilhaft war an den ROCs war, dass im Gegensatz zum NFFO-System keine unregelmäßigen Ausschreibungen durchgeführt wurden, sondern feste Zielquoten für die Stromerzeuger festgelegt wurden. Nach Technologien wurde anfangs nicht differenziert, sodass keine Klarheit für einzelne Segmente bestand. Dies änderte sich mit der Einführung der Technologiedifferenzierung. Ein Risiko für Anlagenbetreiber bestand darin, dass es keine Abnahmepflicht für den Strom gab, sondern der Strom selbst vermarktet werden musste. Da die Entwicklung der Zertifikatspreise und CO₂-Preise unsicher war, führte diese Regelung zu Unsicherheiten (Diekmann 2008). Es hat sich gezeigt, dass die Buy-out-Preise oftmals unter den Zertifikatspreisen lagen, wodurch Investitionen in EE unwirtschaftlicher waren als Strafzahlungen. Aufgrund relativ großer Risiken ergeben sich dabei vor allem für kleinere Anbieter, die sich nicht durch langfristige *Power-purchase-agreements* absichern können, ungünstige Finanzierungsbedingungen. Bei Technologien mit Zubaudeckeln, wie zum Beispiel bei der Biomasse bei 400 MW, führten diese Maßnahmen zu Verunsicherungen (Appleyard 2014, 2014).

Die eingeführte Einspeisevergütung bietet demgegenüber eine hohe Investitionssicherheit, sodass auch kleine, dezentrale Akteure die Risiken eingingen und neue Anlagen gebaut haben. Die vorgezogenen Reformen führten zwar für einige EE-Segmente zu geringeren Fördersätzen, allerdings galt Bestandsschutz für bestehende Anlagen, sodass ein Maß an Investitionssicherheit garantiert ist. Vorteilhaft ist zudem die Inflationsanpassung, welche zusätzliche Sicherheit bietet.

Das neue Instrument der CFDs kann einerseits eine höhere Sicherheit in Bezug auf die zu kalkulierenden Einnahmen bieten. Das gilt insbesondere für bereits genehmigte großen Anlagen, die sich Verträge sichern konnten. Die Vergütung ist wie bei einer Einspeisevergütung mit den damit einhergehenden Planungssicherheiten festgelegt. Als Investitionsrisiko bleibt die Direktvermarktung, welche kleine Akteure vor Herausforderungen stellt. Insbesondere der direkte Wettbewerb um das vorhandene Budget zwischen den etablierten Technologien führt zukünftig zu Investitionsrisiken und höheren Transaktionskosten. Die Unklarheit, inwieweit zukünftig tatsächlich das steigende Budget für EE verwendet wird - oder aber auch für fossile Energien und Atomkraft genutzt wird - ist ein weiterer langfristiger Unsicherheitsfaktor. Dies gilt zukünftig umso mehr, als dass noch unklar ist, welche Branche zukünftig wieviel erhalten wird und ein Ausbau von konventioneller und wenig flexibler Grundlastkraftwerken nur bedingt mit fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Erzeugern kombinierbar ist.

Die zukünftigen Marktchancen sind in Abbildung 27 zusammengefasst.

Abbildung 27: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich

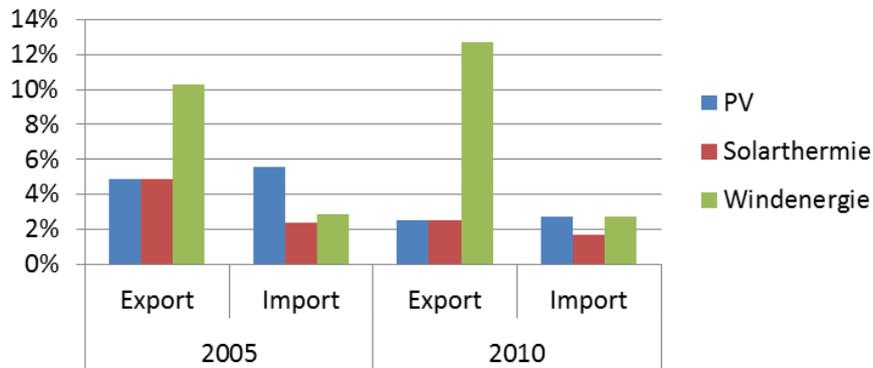


Quelle: Eigene Darstellung

Insbesondere Offshore-Windenergie wurde stark ausgebaut. Ersichtlich ist, dass sich im Zuge des Ausbaus der Windenergie insbesondere die Bedeutung des Vereinigten Königreichs für den deutschen Export erhöht hat und mit 12 Prozent einen hohen Anteil ausmacht. Der Importanteil aus UK ist hingegen in den Segmenten PV, Solarthermie und Windenergie gesunken.

Deutsche Unternehmen haben im Vereinigten Königreich bei den gebauten Onshore-Turbinen der Periode 2012-2013 einen Marktanteil von über 57 Prozent (Siemens, Repower, Nordex und Enercon). Gegenüber der Periode 2011-2012 zeigt dies allerdings eine abnehmende Tendenz (77 Prozent) (RenewableUK 2013). Im Offshore-Segment ist der Markt der Turbinenherstellung zu 100 Prozent von deutschen Unternehmen dominiert (2012-13: 100 Prozent Siemens, 2011-12: Repower 23 Prozent; 77 Prozent Siemens). Zukünftig wird mit mehr Wettbewerb gerechnet. Auch Siemens investiert über 190 Millionen Euro in neue Offshore-Produktionsstätten in Großbritannien. Die Fertigung von Rotorblättern für Offshore-Windkraftanlagen sowie ein neues Logistik- und Service-Zentrum sind geplant (Siemens AG 2014).

Abbildung 28: Anteile UKs an den deutschen Ex- und Importen von Komponenten zur potenziellen Nutzung erneuerbarer Energien (in %)



Quelle: Eigene Darstellung nach Groba und Kemfert 2011

Der Markt für PV-Module wird von chinesischen Herstellern dominiert. Weniger als ein Fünftel fällt 2013 auf europäische Module.

Die zukünftig bei großen Offshore-Projekten zu erstellenden Pläne für die nationale Wertschöpfung könnten sich negativ auf die deutschen Lieferanten, beziehungsweise die Produktion in Deutschland auswirken. Da deutsche Regelungen LCRs nicht vorsehen und die Standorte um die Ansiedlung von industriellen Kapazitäten konkurrieren, haben boomende Standorte mit klarer Wachstumsperspektive Vorteile. Da der deutsche Inlandsmarkt im Vergleich zum britischen aktuell eher stagniert, könnten sich Akteure in Richtung des boomenden Segments in UK orientieren und dies umso mehr, als dass dort ohnehin ein lokaler Anteil der Wertschöpfung offengelegt werden muss. So plant Areva Wind bereits seit 2012 den Aufbau von Produktionskapazitäten (Areva Wind GmbH 2012). Am deutschen Standort Bremerhaven wird die Produktion dagegen deutlich eingeschränkt (Areva Wind GmbH 2012).

Es ist anzunehmen, dass langfristig bei den Auktionen um die CFDs überwiegend größere Marktakteure bereit sind, die Investitionshemmnisse auf sich zu nehmen. Diese Tatsache stellt auch deutsche Unternehmen vor eine Neuausrichtung.

Unklar ist noch, inwieweit sich die dezentral ausgerichtete Förderung durch die Einspeisevergütung entwickeln wird. Ein nicht unrealistisches Szenario könnte sein, dass langfristig - angesichts steigender Kosten durch das Einspeisesystem - weitere Kürzungen beschlossen werden und stattdessen günstigste EE und/oder eine Wende hin zu mehr Atomenergie propagiert wird. Dies könnte sogar rückwirkende Förderkürzungen für EE-Produzenten bedeuten und einen Markteinbruch zur Folge haben.

Im Bereich der Solarthermie bietet zukünftig das neu eingeführte RHI für Hausanlagen Marktchancen für deutsche Exporteure (Ehninger 2011). Zu beachten ist die mögliche Konkurrenz zu PV-Anlagen und die vergleichsweise geringe Vergütungsdauer solarthermischer Anlagen von sieben Jahren im Vergleich zur langfristig ausgelegten Förderung von PV-Anlagen.

Trotz der genannten Herausforderungen hinsichtlich der Energiemarktreform ist das Vereinigte Königreich als Markt für erneuerbare Energien insgesamt äußerst attraktiv. Ein Restrisiko bleibt hinsichtlich der prinzipiellen langfristigen Ausrichtung der Energiepolitik, welche widersprüchliche Signale sendet.

2.3 Spanien

2.3.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- 2012 konnte Spanien zum Land mit der größten Windstromerzeugung in Europa aufsteigen.
- Spanien ist europaweit führend in der Anwendung von CSP-Systemen.
- Im Segment der Photovoltaik konnte Spanien einen reifen Markt etablieren, der zeitweise durch Überförderung und anschließendem Einbruch gekennzeichnet ist.
- Infolge von gravierenden Förderkürzungen ist in allen EE-Segmenten zu erwarten, dass der Markteinbruch anhält. Hierauf deuten sinkende Investitionstätigkeiten hin.

Local Content

- Bei Windenergieanlagen beträgt der Marktanteil heimischer Hersteller mehr als 52 Prozent (2012). Der weltweite Branchenprimus Gamesa ist ein spanisches Unternehmen.
- Spanien ist das einzige europäische Land, das eine eigene Produktion von CSP-Systemen aufbauen konnte.
- Bei der Photovoltaik wird eine breite Palette der Wertschöpfung abgedeckt.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Die eingeführte Marktprämie sowie eine feste Einspeisevergütung sind wesentliche Treiber des Ausbaus.
- Neben dem frühzeitig etablierten inländischen Markt haben regionale Local Content-Regelungen zur Entwicklung einer inländischen Windindustrie beigetragen.
- Ausschreibungsmodelle hatten bisher keinen Anteil am Ausbau der EE und sind nur im Segment großer Offshore-Anlagen vorgesehen.

Fazit

- Spanien war zwischenzeitlich einer der größten und profitabelsten Märkte für erneuerbare Energien. Dies ist auf die Förderinstrumente zurückzuführen, welche dabei halfen, die Ausbauziele zu erreichen. Kostendiskussionen, der Weiterbetrieb von Atomkraftwerken sowie erhebliche Einschränkungen bei den Förderungen führen zukünftig zu tendenziell stagnierenden Märkten.

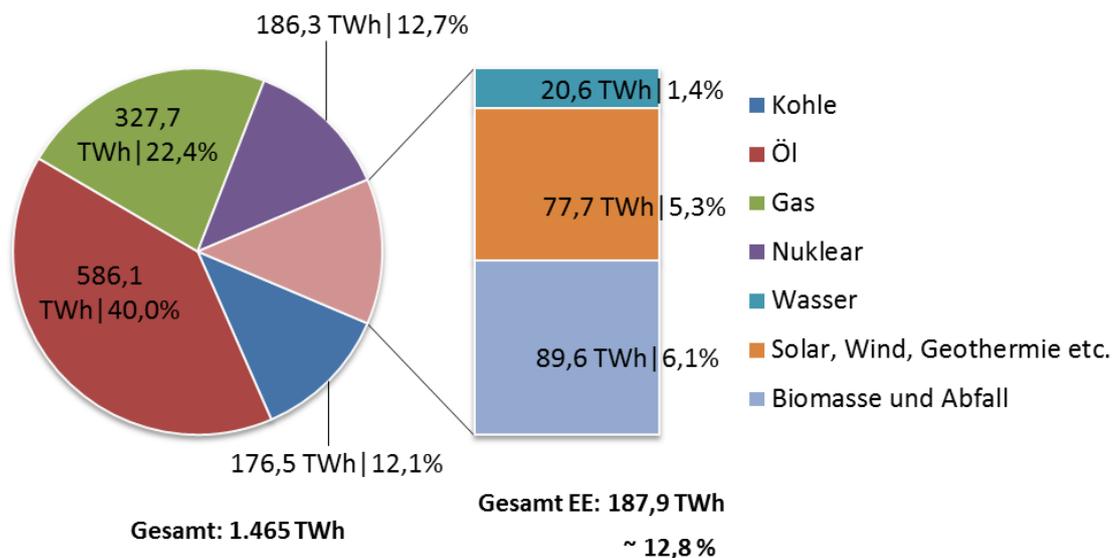
2.3.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

Mit einem Handelsvolumen von 60 Mrd. Euro ist Spanien 2014 auf Platz 13 der wichtigsten Handelspartner Deutschlands. Die Exporte nach Spanien lagen bei 35 Mrd. Euro, die Importe aus Spanien bei 24,8 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2015). Spanien ist stark von Energieimporten abhängig. Die Netto-Importrate liegt bei 71 Prozent (Weltbank 2015).

Vor dem Hintergrund der Wirtschaftskrise, der Deflation und einer Arbeitslosenquote von 24,5 Prozent (AHK Spanien 2014a) steht Spanien vor hohen finanziellen und arbeitsmarktpolitischen Herausforderungen, die sich auch auf den Energiesektor auswirken.

Die wichtigsten Energieträger Spaniens insgesamt sind fossile Energien, wie Abbildung 29 zeigt. Zu 43 Prozent wird der Primärenergiebedarf durch Öl gedeckt. 11 Prozent stammen aus erneuerbaren Energien. Von den 103 GW installierten Kraftwerkskapazitäten entfallen 49 GW auf erneuerbare Energien (Oster 2013a). Aufgrund des erheblichen Ausbaus erneuerbarer Energien in den letzten Jahren stellt die Netzintegration eine Herausforderung dar.

Abbildung 29: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Spanien 2012



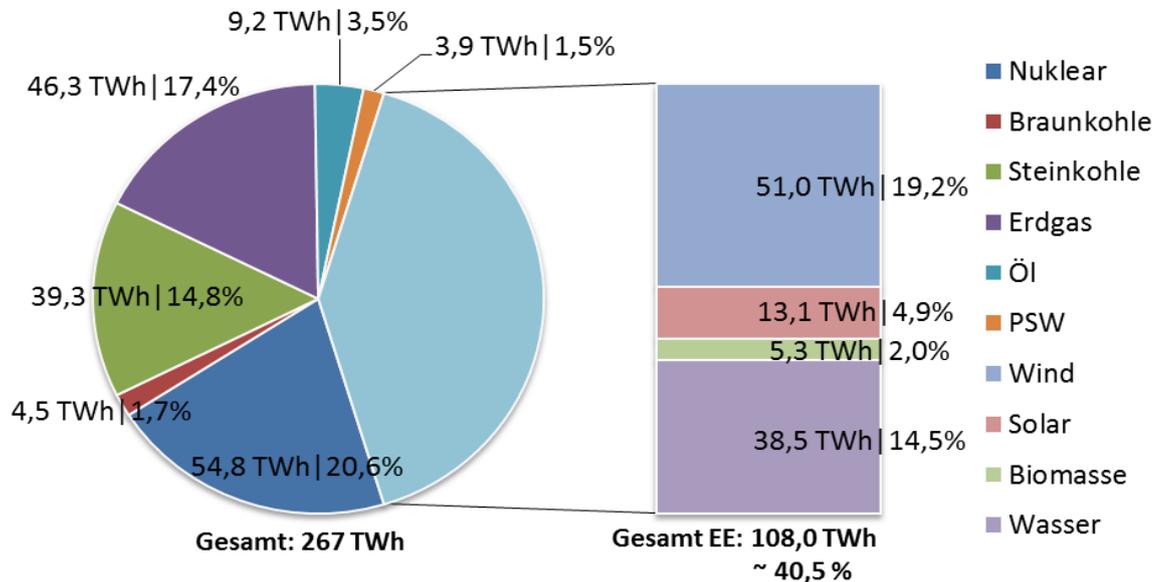
Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Infolge der Rezession ist die Stromnachfrage von 252.660 GWh in 2009 auf 246.166 GWh in 2013 gesunken. In dem 2011 verabschiedeten Plan für Erneuerbare Energien wird bis 2020 dagegen mit einem Anstieg des Stromverbrauchs um 26,3 Prozent auf 350 TWh gerechnet (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) 2011).

Spanien ist stark importabhängig, da der Primärenergieverbrauch die inländische Erzeugung um ein Vielfaches übersteigt. Mit einer Energieimportabhängigkeit von 71 Prozent ist Spanien eines der EU-Länder mit der höchsten Abhängigkeitsrate (AHK Spanien 2014a). Gleichzeitig ist Spanien Nettoexporteur von Strom. Hauptabnehmer sind Portugal und Marokko.

Die Stromproduktion (vgl. Abbildung 30) wird zum überwiegenden Teil mit Atomkraft, Windenergie, Erdgas, Kohle und Wasser-Kraftwerken geleistet.

Abbildung 30: Stromproduktion nach Energieträgern in Spanien 2014



Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E 2015

Die Förderung erneuerbarer Energien in Spanien geht auf das Gesetz zur Energieeinsparung von 1980 zurück (Brown 2013). Seitdem wurden verschiedene Maßnahmen implementiert, um Strom aus erneuerbaren Energien durch garantierten Netzanschluss, Einspeisetarife oder Marktprämien zu fördern. Seit 1997 liegen mit der Implementierung des spanischen Elektrizitätsgesetzes zwei verschiedene Regelwerke für den Strombereich vor: das *Régimen ordinario* und das *Régimen especial*. Das *Régimen ordinario* bezieht sich auf konventionelle Stromerzeugung, die entweder auf dem Großhandelsmarkt, bei Auktionen oder durch bilaterale Verträge vermarktet wird. Im Wesentlichen beinhaltet das Regelwerk große Kraftwerke mit über 50 MW, die fossile Energien nutzen. Im *Régimen especial* werden hingegen spezielle Tarife oder Marktprämien für die Stromerzeugung gewährt.

Die Energiepolitik Spaniens wird maßgeblich von den europäischen Energie- und Klimazielssetzungen für 2020 beeinflusst (IEA op. 2009). Spanien muss demnach seine Emissionen in Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels um 10 Prozent im Vergleich zu 2005 verringern. Auch muss der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von 8,7 Prozent im Jahr 2005 auf 20 Prozent bis 2020 steigen.

Die Liberalisierung des Strommarkts begann 1998 mit dem Energiewirtschaftsgesetz, zur Umsetzung der EU-Richtlinien zum liberalen Energiebinnenmarkt. Seit 2003 haben Verbraucher die Möglichkeit, ihren Stromversorger frei zu wählen. Trotz der Liberalisierung ist der Strommarkt weiterhin auf wenige Anbieter konzentriert. So entfallen ca. 80 Prozent der Stromerzeugung auf Endesa und Iberdrola (AHK Spanien 2013). Das Hochspannungsnetz wird von dem nationalen Netzbetreiber Red Eléctrica de España (REE) betrieben (RED Eléctrica de España 2014a). Erneuerbare Energien haben vorrangigen Zugang zum Netz. Eine vollständige Zugangsgarantie besteht allerdings nicht. Netzbetreiber können den Anschluss an das Netz in Ausnahmefällen verweigern (KPMG International 2012).

Der Strompreis inklusive Steuern lag 2013 für die Industrie bei 14,82 Euro-Cent/kWh und für Endverbraucher bei 22,28 Euro-Cent/kWh (Eurostat 2014). Der Strompreis wird über staatliche Subventionen für Kohlekraftwerke subventioniert. Zwischen 2008 und 2012 wurden die Gebühren auf Strompreise wiederholt erhöht, z.B. 2012 um 11,9 Prozent (Oster 2013b). Angesichts steigender Kosten der Stromversorgung und der aktuellen Haushaltskonsolidierung wird mit weiteren Steigerungen gerechnet.

Spanien hat Verbrauchs- und Energiesteuern auf Benzin, Diesel und Strom eingeführt. Biokraftstoffe sind davon befreit. Die Steuern auf Benzin und Diesel sind im europäischen Vergleich gering. Alle Energieträger werden zudem einheitlich mit sechs Prozent besteuert. Diese Steuer soll einerseits einen effizienten Umgang mit Energie fördern. Andererseits soll sie dazu beitragen, das Defizit im Energiesektor, welches sich 2012 auf circa 24 Milliarden Euro belief, abzubauen. Das Defizit entstand durch das sogenannte spanische Tarifdefizit, also die Differenz zwischen den niedrigen Strompreisen und den höheren Herstellungskosten.

Spanien verabschiedete 2007 eine nationale Strategie für Klimaschutz und saubere Energien für den Planungszeitraum 2007 bis 2020. Die Strategie stützt sich auf eine Reihe von Instrumenten, wie den europäischen Emissionshandel, die Kyoto-Protokoll-Mechanismen *Clean Development Mechanisms* (CDM) und JI sowie weitere internationale Kooperationen. Zur Strategie gehört u.a. ein Allokationsplan für Emissionszertifikate (National Climate Council und Ministry Council 2007). Spanien subventioniert allerdings gleichzeitig die heimische Kohleförderung und hat die Laufzeiten seiner Kernkraftwerke verlängert (Höhne et al. 2011). Laufzeiten der acht Atomkraftwerke des Landes sollen von 40 Jahren auf bis zu 60 Jahre erhöht werden (Wandler 2014).

Als wesentlicher Akteur ist das Industrieministerium dafür zuständig, den Elektrizitäts-, Öl- und Gasbereich zu regulieren. Die nationale Energiekommission *Comisión nacional de Energía* (CNE) ist für die Schlichtung von Konflikten zwischen Energieversorgern und Produzenten zuständig. Weitere Akteure sind das Energieministerium, das Umweltministerium, das Ministerium für staatliches Bauwesen, die nationale Energieagentur (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE) sowie Einrichtungen der Regionalregierungen. Die Einrichtungen der Regionalregierungen sind von Bedeutung, da die 17 autonomen Regionen Spaniens selbstständige Verwaltungsregionen darstellen, welche über eine hohe Entscheidungsfreiheit verfügen. So verfügen sie über Kompetenzen in Bereichen wie Städteplanung, Elektrizitätswesen und Umweltschutz. Aus diesem Grund müssen beim Aufbau von EE-Kapazitäten nicht nur zentralstaatliche Regelungen, sondern auch die der Regionen und Gemeinden berücksichtigt werden (AHK Spanien 2013).

Im indikativen Energie-Plan für die Periode von 2011 bis 2020 trifft die spanische Regierung Voraussagen zum Energiebedarf und den nötigen Ressourcen zur Abdeckung des Bedarfs. Er legt den Rahmen für die bindenden Energieplanungen fest (Cabinet of Ministers Spain 2011). 2011 wurden die Ziele im Plan de Energías Renovables genauer ausgearbeitet (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) 2011). Windenergie soll zukünftig den größten EE-Beitrag am Endenergieverbrauch liefern. An zweiter Stelle steht die Biomasse und der drittgrößte Beitrag wird von der Wasserkraft erwartet.

Tabelle 13: Übersicht über den Stand und nationale Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Spanien

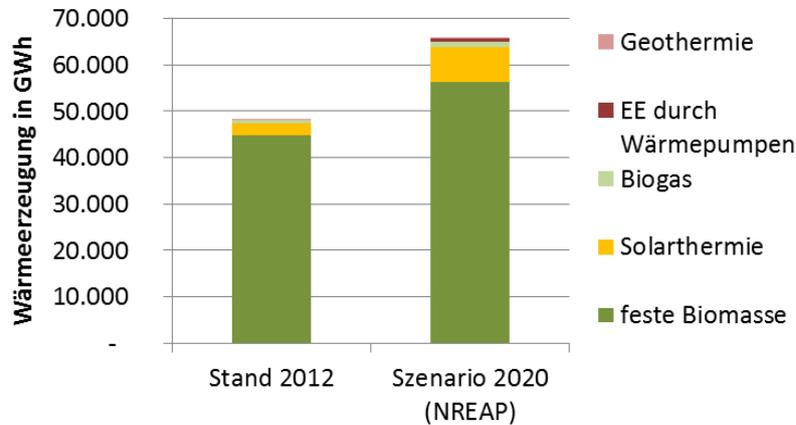
	Ziel 2011 (in Klammern: 2012)	Stand 2011 (in Klammern: 2012)	Ziel 2020
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	14,2% (14,8%)	13,2% (14,3%)	Seit 2011: 20,8% (ursprünglich 22,7%)
Anteil EE an der Stromproduktion	29,8% (31,2%)	31,6% (33,5%)	40%
Anteil EE im Wärme/ Kältebereich	11,7% (12%)	13,6% (14%)	18,9%
Stromproduktion aus EE gesamt (GWh)	88.490 (94.571)	89.307 (93.919)	105.586
Installierte Leistung (elektrisch) für einzelne Technologien			
Wasserkraft (MW)	19.869 (davon 3.700 PSW)	13.283 (ohne PSW)	22.362 (davon 5.700 PSW)
Wind (Onshore) (MW)	21.855 (23.555)	21.529 (22.775)	35.000
Wind (Offshore) (MW)	0	0	3.000
Solar (PV und CSP) (MW)	5.877 (6.949)	5.501 (6.603)	13.445
Biomasse (fest + Biogas) (MW)	771 (803)	772 (858)	1.587

Quelle: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2010, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2013

Energieeffizienzziele sehen bis 2016 eine Einsparung in Höhe von 20 Prozent vor. Laut den offiziellen Zielen soll durch die Maßnahmen die Stromerzeugung aus EE bis 2020 um 73 Prozent verglichen mit dem Stand 2012 steigen.

Der gegenwärtige Stand und das anvisierte Ziel für die Wärmeerzeugung aus EE des Jahres 2020 ist in Abbildung 31 dargestellt.

Abbildung 31: Wärmeerzeugung 2012 und Marktpotenziale bis 2020



Quelle: Eigene Darstellung nach Schreyer et al. 2008

Den Hauptteil der Wärmeversorgung sollen zukünftig feste Bioenergieträger sicherstellen. Auch soll die Erzeugung aus Solarthermie um 193 Prozent und aus Biogas um 82 Prozent steigen.

Das langfristige ökonomische Potenzial erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Spanien wird insgesamt auf 1.513 TWh geschätzt (Schreyer et al. 2008). Damit könnte der gesamte angestrebte Stromverbrauch bis 2020 von 351 TWh gedeckt werden. Der Großteil des Potenzials für EE liegt in der Photovoltaik. Betrachtet man die natürlichen Gegebenheiten, liegt Spanien mit einer Sonneneinstrahlung in Höhe von 1.400- 1.850 kWh/m² an europäischer Spitze (Deutsche Solargesellschaft 2015). Durchschnittlich sind dies 2.500 Sonnenstunden jährlich mit 1.650 kWh/m² (AHK Spanien 2011).

2.3.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

Wesentliche Förderinstrumente waren lange Zeit feste Einspeisevergütungen und Marktprämien, wie Tabelle 14 zeigt. Der Vollständigkeit halber sind auch Ausschreibungen aufgeführt, die allerdings eine untergeordnete Bedeutung im spanischen Fördersystem spielen.

Tabelle 14: Überblick über die wesentlichen Förderinstrumente zum Ausbau erneuerbarer Energien in Spanien

	Einspeisevergütung	Marktprämie	Ausschreibungen
Laufzeit	1998 - 2013	1998 - 2013	seit 2007
Zulässige Anlagen/ Projektgröße	< 50 MW	< 50 MW	> 50 MW
Zulässige Technologien	Prinzipiell alle EE in Abhängigkeit von technologiespezifischen Caps	Alle außer PV	Nur Offshore

Quelle: Eigene Darstellung

Einspeisevergütung und Marktprämie

Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gilt seit der Einführung des spanischen Stromgesetzes 1997 das *Régimen especial*. Das Instrument legt das Fundament für den starken Ausbau erneuerbarer Energien in Spanien. Nach dem Gesetz erhalten bestimmte erneuerbare Energien-Technologien sowie Stromerzeugung aus KWK-Anlagen spezielle Tarife. Neben den Einspeisevergütungen gibt es für verschiedene Technologien und Größenklassen die Möglichkeit, Marktprämien zu erhalten. Strom aus erneuerbaren Energien kann damit entweder zu einem festgelegten Preis direkt ins Netz eingespeist werden, oder auf dem Markt verkauft werden. Mit dem Dekret RDL9/2013 wurde das System der Einspeisevergütungen und Marktprämien mit Verweis auf die hohen Kostensteigerungen ausgesetzt (Zane Binda 2013). Angesichts weiteren gesetzlichen Änderungen für neue Anlagen wurde das Förderinstrument 2014 faktisch abgeschafft. Das Förderinstrument war sehr ausdifferenziert und sah gestufte Fördersätze nach Größen und Technologien vor. Diese unterscheiden sich nach der Förderdauer (15-25 Jahre), der Größe der Anlagen und der eingesetzten Technologie.

Tabelle 15: Wesentliche Charakteristika der Einspeisevergütung und Marktprämie in Spanien

Zubaudeckel	Technologiespezifisch: Windenergie: 20.155 MW, CSP: 500 MW, Biogas: 250 MW
Vergütungsdauer	Technologiespezifisch: von 15 Jahren für Wasserkraft und Biomasse bis zu 28 Jahren für PV
Stromabnahmegarantie	Nur bei fester Einspeisevergütung (Klein et al. 2008)
Förderhöhe	Differenziert nach Technologien und Größe: Von 1,45 ct/kWh (z.B. Wasserkraft > 10 MW) bis hin zu 47 ct/kWh (z.B. PV-Anlagen < 100 MW)
Kostendeckung	Werden durch Stromverbraucher getragen

Quelle: Eigene Darstellung

Das Stromgesetz wurde 2004 wesentlich reformiert. Insbesondere wurden die garantierten Vergütungen für einen festen Zeitraum festgelegt (Ballesteros et al. 2013). Die Vergütungshöhe wurde in Abhängigkeit eines definierten Referenzpreises der Stromproduktion technologiespezifisch festgelegt. Die höchste Vergütung erhielt dabei die Photovoltaik: So erhielten im Jahr 2004 PV-Projekte mit einer Leistung kleiner als 100 kW einen fixen Tarif in Höhe von 575 Prozent des Referenzpreises, was circa 40 Euro-Cent/kWh entsprach. Die feste Einspeisevergütung für Windenergie wurde hingegen in Höhe von 90 Prozent des Referenzpreises festgelegt, was circa 6 Euro-Cent/kWh entsprach (Brown 2013). Für die Preise, die durch die Marktprämie anfallen, gelten Ober- und Untergrenzen. Für unterschiedliche Technologien bestehen verschiedene festgelegte Kapazitätsgrenzen (Winkel et al. 2011). Die Tarife werden in Abhängigkeit von Faktoren der Inflation, Energienachfrage und der Technologiekosten jährlich oder quartalsweise angepasst.

Eine wichtige Änderung wurde Anfang 2013 durch das RD 2/2013 eingeführt: Zuvor konnten Stromproduzenten, die im Rahmen des *Régimen especial* Strom aus erneuerbaren Energien und KWK erzeugten, zwischen dem regulierten System und dem Marktsystem wählen. Dies hatte zur Folge, dass Unternehmen sich bei günstigen Marktraten für das Marktsystem mit hohen Prämien entschieden und bei schlechten Marktraten für das regulierte System. Die neue Änderung sah vor, dass sich Unternehmen zwischen beiden Systemen entscheiden mussten und ein dauerhafter Wechsel, je nach Präferenz, nicht mehr möglich war (AHK Spanien 2013). In der Vergangenheit wurden seit der Einführung vermehrt Änderungen des Fördersystems durchgeführt, bis die Förderinstrumente 2014 schließlich ganz ausgesetzt wurden.

Tabelle 16: Wesentliche Änderungen des spanischen Fördersystems für EE

Jahr	Regulierung	Eingeführte Änderungen
2004	RD 436/2004	Wahloption zwischen der fixen Einspeisevergütung und Marktprämie. PV- und Solarthermie-Tarife werden auf 240% - 575% des Referenzpreises gesetzt. Investoren wird damit stärkere Investitionssicherheit garantiert.
2007	RD 661/2007	Neue erhöhte Tarife für EE. Festlegung von Mindest- und Höchstpreisen.
2008	RD 1578/2008	Anpassung der PV-Tarife. Überarbeitung und Anpassung der Kapazitätsgrenzen für PV.
2009	RD 6/2009	Einführung einer Vorabregistrierung für neue Projekte und Zeitpläne für Kapazitätsziele.
2010	RD 14/2010	Einführung einer Netzgebühr für alle Stromerzeuger (0,5 €/MWh). Limitierung der geförderten Betriebsstunden für PV.
	RD 1565/2010	Tarifreduzierung um 5 - 45% für Projekte, die nach 2008 installiert wurden. Weitere technische Anforderungen für PV-Installationen (>2MW).
2012	RD 1/2012	<i>Moratorium</i> : Keine weitere Förderung neuer EE-Projekte.
2013	RD 2/2013	Streichung der Marktprämie für alle Technologien. Kürzung der Einspeisetarife.
2013	RD 9/2013	Ankündigung neuer Vergütungsstandards für Betreiber bestehender Anlagen (nicht verabschiedet). Einführung einer „vernünftigen Rendite“ von 7,5% pro Jahr.
2014	Ministerialverordnung	Veröffentlichung des Entwurfs der Ministerialverordnung. Streichung von Zahlungen für Windenergieanlagen, die vor 2004 ans Netz gegangen sind. Ankündigung eines neuen Abrechnungssystems.

Quelle: Eigene Darstellung nach Brown 2013 ergänzt

Im Gesetz war zunächst kein entsprechender Degressionsmechanismus zur Anpassung der Förderhöhe enthalten, um die Entwicklung der EE zu steuern. 2008 hatte dies zur Folge, dass aufgrund des unerwarteten Ausbaubooms bei der Photovoltaik der Ausbau vorübergehend auf 500 MW begrenzt wurde. Die Regelung galt temporär. Bis Ende 2010 wurden 4 GW installiert (Moss und Galiteva 2012). In Verbindung mit der Wirtschaftskrise lähmte das den Photovoltaik-Markt. Bei PV-Anlagen wurden die zulässigen Kapazitäten seit 2008 vierteljährlich ausgewiesen (RD 1578/2008) (Zane Binda 2013).

Mit dem königlichen Dekret 1579/2008 wurde ein vierteljährlicher Registrierungsmechanismus für neue Anlagen eingeführt, ebenfalls um den PV-Ausbau besser zu steuern (Winkel et al. 2011). Der Fördertarif wird seitdem je nach Ausbaupfad und angemeldeten Planungen berechnet. So ist ein Absenken der Förderung vorgesehen, wenn der Zubau die vierteljährlichen Ausbaugrenzen überschreitet. Bei der Solarenergie soll die Vergütungshöhe entweder um 2,6 Prozent ansteigen, wenn das Ziel deutlich unterschritten wird. Bei Überschreiten des Ausbauziels senkte sich die Förderung um den Betrag ab (Couture et al. 2010). Bei PV-Anlagen wurde zudem eine Differenzierung der Vergütungshöhe nach Anlagenart eingeführt. Demnach erhalten Freiflächenanlagen 32 Euro-Cent/kWh und Aufdachanlagen 34 Euro-Cent/kWh. Mit dieser Neuregelung wurde darauf reagiert, dass Projektierer zuvor oftmals gezielt große Anlagen in kleinere Anlagen aufteilten, um die höhere Förderung von kleinen Anlagen zu erhalten (Brown 2013).

Das Tarifdefizit des Strommarkts führte zu zunehmendem Reformdruck. Im Jahr 2001 wurden die Strompreise für Industrie und Verbraucher seitens der Regierung künstlich gedeckelt. Dies sollte zum einen die Inflation eindämmen, und zum anderen die Wettbewerbsfähigkeit der spanischen Industrie stärken. Aufgrund der globalen Gaspreiserhöhungen erwies sich dieses Modell jedoch nicht als kostendeckend. So ist der Fehlbetrag zwischen den Einnahmen aus den Elektrizitätsgebühren und den Kosten während der Jahre 2005 bis 2012 auf eine Summe von 26 Milliarden Euro angestiegen.

Im Jahr 2010 wurden Einspeisetarife und Prämien reduziert, um dem ansteigenden Tarifdefizit Einhalt zu gebieten. Im Zuge der Reform wurden alle Stromerzeuger verpflichtet, für den Transport und die Verteilung ihres Stroms zu zahlen (Winkel et al. 2011). 2012 setzte Spanien infolge zunehmender Kosten schließlich als erstes Land die Anreize für neue Projekte gänzlich aus. Auch wurden rückwirkend Förderungen gekürzt. So wurden unter anderem die Anzahl der zulässigen Betriebsstunden bei PV-Anlagen reduziert und eine siebenprozentige Steuer auf erzeugten Strom eingeführt.

2013 wurde eine große Reform des Fördersystems angekündigt (Neubert 2014). So wird eine Rendite für erneuerbare Energie-Projekte von 7,5 Prozent vorgegeben, welche bei einer guten Unternehmensführung zu erreichen sein soll. Auf Grundlage dieser Regelungen werden zukünftig reduzierte Vergütungen für die bereits bestehenden Anlagen festgelegt (Himmelskamp 2013). Das Moratorium für neue Projekte bleibt allerdings weiterhin bestehen. Subventionen für CSP-Anlagen, welche solarthermische Stromerzeugung mit Gas kombinieren, wurden per Dekret abgeschafft (Dreblow et al. 2013).

Das zuständige Ministerium für Industrie, Energie und Tourismus rechnet durch die rückwirkenden Änderungen bis 2013 mit Kosteneinsparungen in Höhe von 1,74 Milliarden Euro, was einer Kürzung um 15 bis 20 Prozent gleichkommt (Rödl & Partner 2013b). Durch Änderungen sanken die Vergütungen nach Angaben des spanischen Photovoltaik-Verbandes UNEF bei der Photovoltaik zwischen 2009 und 2013 um nahezu 40 Prozent ab, unter Berücksichtigung von Tarifsatzreduzierungen sowie der Erhöhung von Abgaben (Oster 2013b). Branchenvertreter rechnen mit Einbußen in Höhe von 2,4 Milliarden Euro.

Anfang 2014 wurde ein Entwurf für neue Standards in bestehenden EE-Anlagen vorgelegt, welche das System der Einspeisevergütungen ersetzen sollen. Der Entwurf sieht vor, dass der Gesamtbetrag der Vergütung diversifiziert wird. So soll er sich aus je einer pauschalen Vergütung für die getätigte Investition und die notwendigen Betriebskosten zusammensetzen sowie aus einer „Pool-Vergütung“ für die eingespeiste Stromerzeugung (bis zu einer max. Anzahl an Äquivalenzstunden) (DIKEOS Abogados 2014a). Auf diese Weise wird eine bessere Kostenkontrolle angestrebt. Die konkreten Bedingungen für neue Anlagen stehen noch aus, sollten aber zu deutlich niedrigeren Vergütungen für Investoren führen.

Gegenwärtig werden von Investoren Klagen gegen die rückwirkenden Kürzungen angestrebt. Insbesondere ein Verstoß gegen die internationale Energiecharta von 1994 wird als Chance für Schadensersatzansprüche für Stranded Investments gesehen (Schlaich 2013).

Ausschreibungen

Nach dem Dekret 1028/2007 können große Offshore-Anlagen von über 50 MW ausgeschrieben werden. Bewerber können sich dabei zunächst auf eine Reservierung des jeweiligen Gebiets bewerben, um nötige Studien vor einer Autorisierung des Offshore-Windparks durchzuführen. Die Generaldirektion für Energie, Politik und Bergbau erstellt daraufhin die Beschreibung des betroffenen Gebietes und deren Effekte, wie Stromeinspeisung, Netzanbindung, Umweltauswirkungen. Die Reservierung wird dann über ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt. Alle anderen Entwickler haben nach Veröffentlichung drei Monate Zeit, um sich für ein Offshore-Projekt in dem Gebiet zu

bewerben. Alle interessierten Parteien müssen eine Tarifrage einreichen (ct/kWh) und eine Garantie in Höhe von einem Prozent der geschätzten Kosten des Projekts hinterlegen (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2010). Anschließende Entscheidungskriterien basieren nicht nur auf dem angebotenen Preis, sondern auch auf technischen, ökonomischen und rechtlichen Kriterien.

Local Content-Regelungen

In den Regionen Galizien, Navarra, Castilla y Leon und Valencia bestehen bzw. bestanden LCRs für Windenergieanlagen (Rivers und Wigle 2011). Um Anlagengenehmigungen erteilt zu bekommen, müssen die Projekte einen bestimmten Prozentsatz an lokalem Anteil an der Wertschöpfung vorweisen (Kuntze und Moerenhout 2013). Dieser liegt in Galizien und Navarra bei 70 Prozent. Für Solarenergieanlagen bestehen keine Local Content-Regelungen. Die LCRs wurden von den Regionen festgelegt.

2.3.4 Erfolg der Instrumente

2.3.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

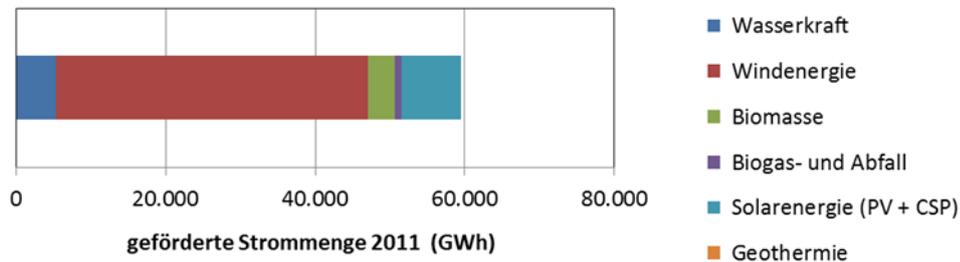
Der Anteil erneuerbarer Energien am Primär- und Endenergiebedarf ist in den letzten Jahren erheblich gestiegen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergiebedarf inklusive Importe stieg 2012 auf 12,2 Prozent und erreichte so mit zwei Jahren Verzögerung das vorab gesetzte Ziel (Spanish Renewable Energy Association und APPA 2012). Das im NREAP definierte Ziel im Strombereich wurde 2011 mit einem Anteil in Höhe von 31,5 Prozent um 0,5 Prozentpunkte übertroffen, wie Tabelle 17 zeigt (Najdawi et al. 2013).

Tabelle 17: Erfolg des Régimen especial beim Ausbau der Stromerzeugung sowie Zielerreichung im Wärmebereich

Anteil EE am Endenergieverbrauch	14,3% (2012)
Stromerzeugung aus EE	93.919 GWh/a (ohne Pumpspeicherwerke)
Stromerzeugungskapazität EE	46.321 MW
Anteil EE am Stromverbrauch	42% (2013)
Anteil der geförderter EE im <i>Régimen especial</i> an gesamter erneuerbarer Stromerzeugung	67% (2011)
Anteil EE am Endenergieverbrauch im Wärmebereich	14% (2012)/ 13,6% (2011)

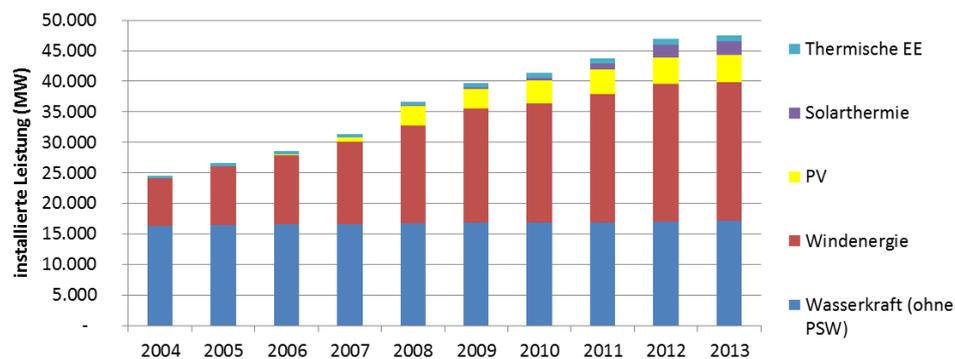
Quelle: Eigene Darstellung, ergänzt durch Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2013

Ein wesentlicher Grund der Abweichung zwischen der gesamten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und der geförderten Strommenge liegt an den großen bestehenden Wasserkraftkapazitäten, die nicht unter das *Régimen especial* fallen: 2011 wurden 27.571 GWh der Stromerzeugung aus Wasserkraft unter dem herkömmlichen System *Régimen ordinario* gezählt (RED Eléctrica de España 2014b). Angesichts des Ausbauerfolgs von Strom aus erneuerbaren Energien werden Fragen der Systemintegration zunehmend wichtig. Der Großteil der geförderten Strommenge entfällt auf Wind- und Solarenergie, wie Abbildung 32 zeigt.

Abbildung 32: Geförderte Strommenge in 2011

Quelle: Eigene Darstellung nach CRE 2013

Die zeitliche Entwicklung und der Anteil der einzelnen Technologiesegmente an der gesamten erneuerbaren Stromerzeugungskapazität ist in Abbildung 33 für den Zeitraum 2004 bis 2013 dargestellt (RED Eléctrica de España 2014c).

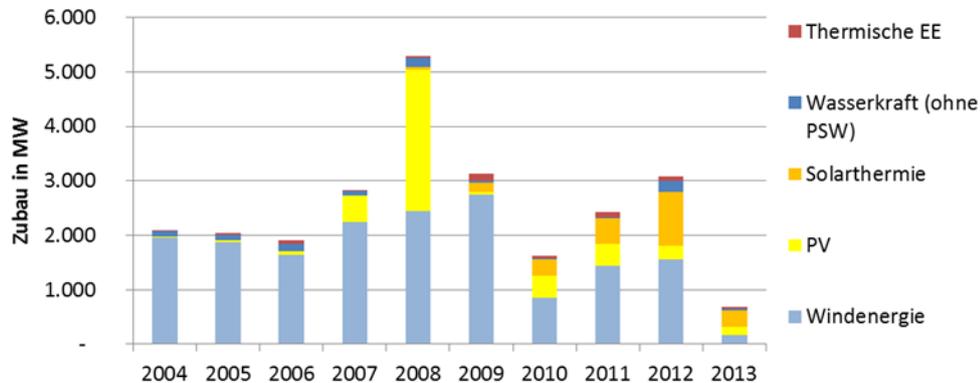
Abbildung 33: Ausbau der EE in Spanien 2004 - 2013

Quelle: Eigene Darstellung nach RED Eléctrica de España 2014c

Da seit Januar 2012 die Förderung für neue Projekte ausgesetzt wurde, ist seitdem kein direkter Beitrag von Einspeisetarifen und Marktprämien auf den weiteren Ausbau anzunehmen. In Erwartung einer weiteren Förderung wurden allerdings Investitionen getätigt, die sich noch bis 2013 in einem Anstieg der installierten Leistung bemerkbar machen. Demnach ist der Ausbau 2012 auf beeinflusste Erwartungshaltungen zurückzuführen (Nord LB 2013).

Im Wärmebereich war der Ausbau in der Vergangenheit insgesamt erfolgreich und konnte 2011 die national gesetzten Ziele in Höhe von 11,3 Prozent des Endenergieverbrauchs erfüllen.

Während Wasserkraftwerkskapazitäten aufgrund von wettbewerbsfähigen Stromerzeugungskosten bereits frühzeitig unter dem *Régimen ordinario* ausgebaut wurden, konnten insbesondere die Kapazitäten der Wind- und Solarenergie erst in den letzten Jahren durch die Förderungen bedeutend ausgebaut werden. Die Bedeutung der Förderung für die einzelnen Technologien wird bei der Betrachtung des Zubaus ersichtlich: Seit der Einführung des Dekrets RD 436/2004 konnten diese Segmente stark ausgebaut werden. Die wechselnden Rahmenbedingungen führten allerdings zu einem insgesamt sehr volatilen Zubau bei PV- und Windenergie (Brown 2013).

Abbildung 34: Jährlicher Zubau der EE in Spanien 2004 - 2013

Quelle: Eigene Darstellung nach RED Eléctrica de España 2014b

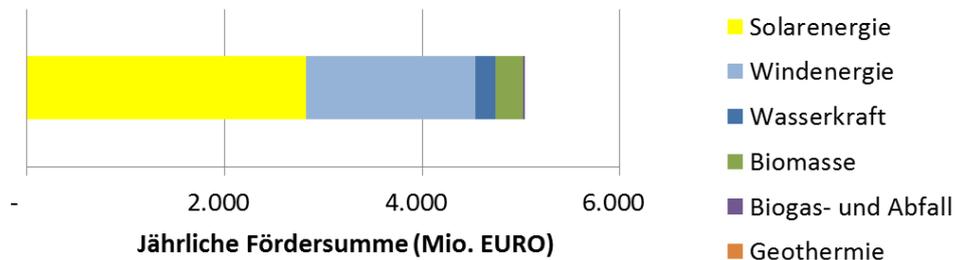
Im Folgenden wird die Marktentwicklung der einzelnen EE-Technologien betrachtet.

• Photovoltaik

Durch die seit 2007 verbesserten Tarife konnte das Wachstum erheblich gesteigert werden. 2007 stieg die installierte Kapazität um zusätzliche 493 MW, 2008 sogar um 2.595 MW an. Damit übertraf die Photovoltaik das national gesetzte Kapazitätslimit. Zeitweise ermöglichte das System eine Rendite von mehr als 26 Prozent (Brown 2013), was auf eine Überförderung hinweist. Das Fördersystem hatte einen wesentlichen Einfluss auf den starken Ausbau der Solarenergie. Zum starken Ausbau 2008 trugen Vorzieheffekte bei, da erst 2008 die Vergütungen für Projekte unter 100 MW korrigiert wurden und eine Kapazitätsgrenze für das darauffolgende Jahr angekündigt wurde.

Entsprechend der attraktiven Einspeisevergütungen für Photovoltaik und dem damit induzierten starken Ausbau 2007 und 2008 entstanden bedeutende Förderkosten. Spanien hat, gemessen am Stromverbrauch im Jahr 2010, die höchste Förderung in Europa in Höhe von 20,61 Euro/MWh. Der Durchschnitt liegt bei 6,85 Euro/MWh (Council of European Energy Regulators 2013). Subventionen für Photovoltaik machten 40 Prozent der Förderung im *Régimen especial* aus. Photovoltaik trägt jedoch nur mit 8 Prozent zu der erzeugten Energie im Fördersystem bei. Daraus ergibt sich bei statischer Betrachtung eine geringe Kosteneffizienz. Die spanische Einspeisevergütung hat durch den Ausbauboom zum Zubau von Kapazitäten geführt, allerdings zu einem hohen Preis (Ciarreta et al. 2011).

Nach Einführung des Zubaudeckels, reduzierter Tarife für PV und eine Differenzierung nach Anlagenart brach der Markt nach 2008 jedoch ein, wie auch aus Abbildung 35 erkenntlich wird. Seitdem ist der Zubau an PV sehr begrenzt und auf Projekte zur Eigenversorgung und auf vorab genehmigte „Altprojekte“ begrenzt.

Abbildung 35: Jährliche Förderkosten für erneuerbare Energien in Spanien nach Technologien (2011)

Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Council of European Energy Regulators 2013

Bei der Bewertung der Förderkosten muss beachtet werden, dass die Förderung von EE zu niedrigen Preisen auf dem Strommarkt führten. Aufgrund des Merit-Order-Effekts werden vorrangig EE eingesetzt und teurere Kraftwerke aus dem Markt gedrängt. Durch diesen Effekt wurde der in Spanien zu beobachtende Strompreisanstieg zum Teil bedeutend abgefedert. Für das Jahr 2012 gibt der spanische Dachverband der erneuerbaren Energien-Branche APPA an, dass der Effekt circa vier Milliarden Euro beträgt. Zwischen 2005 und 2012 würde die kumulierte Netto-Einsparung die Kosten des Tarifdefizits sogar um 5,6 Milliarden Euro übersteigen (Spanish Renewable Energy Association und APPA 2012). Gleichzeitig ist anzunehmen, dass die Einnahmen der konventionellen Kraftwerksbetreiber gesunken sind. Trotz des immer größer werdenden Anteils der EE nimmt ihr Preisminderungseffekt im Laufe der Zeit ab. Gründe hierfür werden in der Struktur des spanischen Marktes vermutet: Große Unternehmen können ihre Marktmacht nutzen, um einen Preisanstieg zu bewirken, um so wiederum den Einfluss von EE zu kompensieren. Dennoch ist zu erwarten, dass die gesunkenen Börsenstrompreise an die Verbraucher weitergegeben werden (Gelabert et al. 2011).

Da der Förderschwerpunkt auf netzgekoppelten Anlagen lag, wurden quasi ausschließlich solche Anlagen installiert. Im Jahr 2012 beispielsweise sind 99 Prozent der Solaranlagen netzgebunden. Offgrid-Anlagen zur Eigenversorgung sind unbedeutend.

Es sind zudem weitere Gründe für die schnelle Entwicklung der PV zwischen 2007 und 2008 erkennbar, die neben der Neuregelung und Tarifierhöhung von 2007 zum Marktwachstum beigetragen haben. Förderlich waren Investitionen der Bauindustrie, günstige Kreditbedingungen, Unterstützung regionaler Verwaltungen, die die sozioökonomischen Vorteile erkannten, die Ankündigung einer neuen Regelung, von der niedrigere Tarife erwartet wurden (La Hoza et al. 2012), leichte Installation von Solarpanelen und ein zu dem Zeitpunkt starker Euro, der Importe von Panelen günstiger machte (Del Río und Mir-Artigues 2012).

Nicht zuletzt waren bereits in der Vergangenheit die hohen Energiepreise vorteilhaft für den PV-Ausbau. Diese werden auch zukünftig ansteigen, um das Tarifdefizit abzubauen. Damit steigt die Wirtschaftlichkeit von Projekten unabhängig von finanziellen Förderungen. Gerade netzunabhängige Projekte können von der Netzparität profitieren. Positiv für die weitere Marktentwicklung sind zudem die idealen klimatischen Bedingungen sowie Kostendegressionen der PV.

Die Deutsche Bank weist in einer Studie darauf hin, dass in Spanien PV bereits Netzparität erreicht habe und rechnet daher mit weiterem Wachstum auch ohne weitere finanzielle Förderung (*second gold rush*) (Shah et al. 2014). Der PV Grid Parity Monitor zeigt auf, dass Netzparität neben dem Privatbereich bereits im kommerziellen Segment (30 kW) erreicht sei (Pérez et al. 2014). Die mangelnde Unterstützung wird in der Studie als ein wesentliches Markthemmnis in Spanien dargestellt. Der letzte Entwurf zur Gesetzesänderung sieht beim

Eigenverbrauch eine Besteuerung vor. Diese Regelungen werden ebenso wie die Steuer auf eigene Stromproduktion in der Studie nicht betrachtet.

- **Concentrated Solar Power Systems (CSP)**

Das große natürliche Potenzial für Solarenergie und die vergleichsweise hohe Förderung in der Vergangenheit führten auch im CSP-Bereich zu einem bedeutenden Ausbau. Seit Mai 2009 gab es für CSP-Anlagen die Möglichkeit, die Marktprämie zu wählen, was die meisten Betreiber nutzten (European Renewable Energy Council 2010). Während 2006 noch keine CSP-Leistung installiert war, gingen bis 2013 Kapazitäten von insgesamt 4.442 MW ans Netz. Für die Zukunft wird angesichts der Kürzungen damit gerechnet, dass sich die Branche auf ausländische Märkte konzentriert (EurObserv'ER 2013).

- **Windenergie**

Mit einer Stromerzeugung in Höhe von 48,5 TWh war Spanien im Jahr 2012 innerhalb Europas zum Land mit der größten Windstromproduktion aufgestiegen. Deutschlands Windstromproduktion lag 2012 bei 46 TWh. 2014 überholte Deutschland Spanien jedoch und lag mit 55,4 TWh vor Spanien mit 51 TWh (ENTSO-E 2015). Windenergie konnte im Zuge der Fördermaßnahmen in Spanien früher als PV ausgebaut werden. So waren im Jahr 1996, d.h. vor Einführung der Förderung, 375 MW installiert, 1998 bereits 633 MW (RED Eléctrica de España 2014c). Eine Untersuchung des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung 2011 bescheinigt den spanischen Förderinstrumenten eine sehr hohe Zielerreichung und einen großen Beitrag zur Marktentwicklung (Ragwitz et al. 2011). 2013 ist jedoch im Zuge des Wegfalls der Einspeiseprämie bei der Direktvermarktung ein Markteinbruch zu beobachten.

Ein Erfolg der bisherigen Förderung und des Ausbaus der Windenergie in Spanien ist, dass die Erzeugungskosten für Strom aus Windenergie in Spanien relativ gering sind. Durch Skaleneffekte und technischen Fortschritt konnten höhere Kostensenkungen als in anderen Ländern erzielt werden. So lagen die Kosten für Verbraucher für Strom aus Windenergie 2011 bei 7,8 Euro-Cent/kWh (Kunz 2012).

Offshore-Windenergie soll bis 2020 auf 3GW ausgebaut werden. Erste Windparks sollten bis 2012 errichtet werden (Vogt und Döing 2012). 2013 wurde allerdings erst die erste Offshore-Turbine von Gamesa vor Gran Canaria mit einer Leistung von 5MW errichtet (Radtke und Yahoo Finance 2013). Zukünftig wird die weitere Entwicklung eher pessimistisch gesehen. Gamesa kündigte angesichts der veränderten Förderbedingungen an, dass es seine Turbinen zukünftig nur noch außerhalb des Heimatlandes Spanien errichten wird.

- **Biomasse**

Stromerzeugung aus Biomasse, Biogas und organischen Abfällen spielt in Spanien bisher eine vergleichsweise untergeordnete Rolle. Kapazitäten wurden nur sehr begrenzt ausgebaut. Den Großteil macht die Nutzung fester Biomasse aus mit ca. 400 MW in 2012 (IDAE 2014). Stromerzeugung aus Biogas ist dagegen untergeordnet (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2013). Das Königliche Dekret RD 661/2007 gilt als Meilenstein für den Ausbau, da es die Tarife für Strom aus verschiedenen Biomasse-Quellen signifikant verbesserte.

In den Jahren 2004 bis 2009 konnte Spanien ein großes Wachstum bei der Nutzung von Biomasse für Wärmeanwendungen verzeichnen. So konnte die Produktion von 60.000 Tonnen pro Jahr (2004) auf 600.000 Tonnen pro Jahr (2009) gesteigert werden. Das Institut

für Diversifikation führt das *Biomcasa* Programm von 2009 als einen wesentlichen Meilenstein für die Entwicklung der Biomasse in Spanien auf (IDAE 2014).

Der Wärmeverbrauch aus fester Biomasse betrug 2011 und 2012 rund 43,9 TWh, Fernwärme ist dabei vernachlässigbar (EurObserv'ER 2013). Spanien hat mit 27,8 Mio. Hektar Wald die drittgrößte Waldfläche Europas. Bisher werden davon nur ca. 35 Prozent des jährlichen Zuwachses genutzt. Im Vergleich dazu liegt der EU-Durchschnitt bei 61 Prozent. Zusätzlich sind Potenziale bei Reststoffen, wie Olivenkernen und Schnittholz aus Obst- und Weinanbau, vorhanden (AHK Spanien 2014b). Der spanische Biomasseverband AVEBIOM schätzt, dass sich die positive Absatzentwicklung bei Biomasseheizanlagen in der Industrie, der Landwirtschaft sowie im Tourismussektor fortsetzt. Die installierte Leistung kann in Spanien bis 2020 nach Schätzungen des Verbands 12.000 MW erreichen. Als wesentlicher Grund für das Wachstum werden die Energiepreissteigerungen angegeben.

Zusammenfassend deutet vieles darauf hin, dass Einspeisevergütungen und Marktprämien für den Ausbauboom erneuerbarer Energien im Stromsektor verantwortlich sind. Dies gilt insbesondere für PV und Windenergie. Die politischen Änderungen führten allerdings in Zusammenhang mit den übergeordneten Rahmenbedingungen zu einem sehr stark variierenden Ausbau bei PV und einem leicht variierenden Ausbau anderer erneuerbarer Energien-Technologien. Die Antizipation von Einschränkungen der günstigen Förderbedingungen führte in Spanien zu kurzfristigen Ausbauspitzen mit entsprechenden Mitnahmeeffekten (López-Peña et al. 2012).

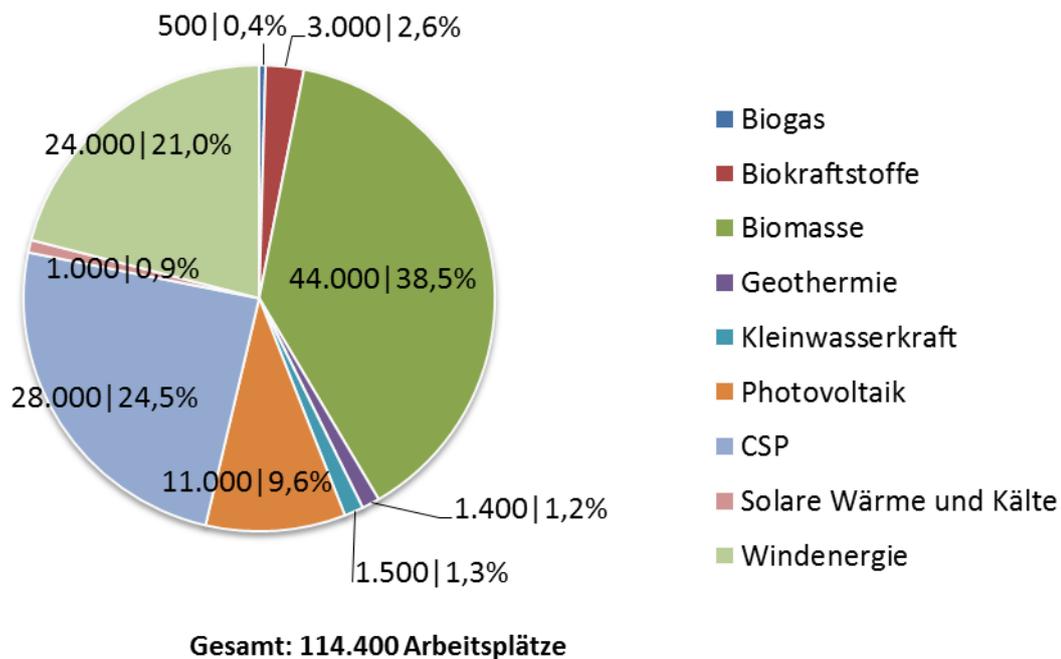
Zukünftig ist von geringerer Förderung auszugehen. Dadurch sind bereits marktwirtschaftliche Technologien im Vorteil. Angesichts der sehr guten natürlichen Bedingungen für die Nutzung von PV und Windenergie, wird hier zukünftiges Wachstum liegen. Die Änderungen inklusive des bestehenden Moratoriums werden laut der spanischen Regierung die Ziele bis 2020 nicht gefährden, da die vorhandenen Kapazitäten ausreichend sind und der Stromverbrauch insgesamt zurückgeht. Diese Voraussage ist allerdings fraglich. Nimmt man die unverbindlichen Zielpfade für die einzelnen Technologien als Grundlage für den notwendigen Ausbau, wäre auf Grundlage der installierten Kapazität 2012 z.B. im Windenergiebereich ein jährlicher Ausbau in Höhe von 1.528 MW nötig. Bei Biomasse und Biogas müssten jährlich 91 MW zugebaut werden, im Offshore-Windenergiebereich 375 MW, bei der Wasserkraft 1.134 MW und bei PV und CSP 855 MW. Im Jahr 2013 lag der Zubau dagegen in allen Segmenten deutlich darunter. Da eine gewisse Senkung des Stromverbrauchs bereits im NREAP angenommen wurde, wären für eine Zielerreichung zusätzliche Einsparungsmaßnahmen nötig. Alternativ wäre die Entwicklung ein Eingeständnis, dass die Wirtschaft Spaniens sich bis zum Jahr 2020 nicht bedeutend erholen wird und die Nachfrage aus diesem Grunde stagniert bzw. deutlich stärker sinkt als im NREAP angenommen.

Mit Blick auf die erneuerbaren Wärmetechnologien lässt sich festhalten, dass der Hauptausbau in den letzten Jahren auf die Verpflichtung zur Nutzung von Solarthermie in Gebäuden zurückgeht. Weitere Gründe des Ausbaus liegen insbesondere in den Preissteigerungen fossiler Energien, die einen zusätzlichen Anreiz darstellen, vermehrt EE einzusetzen. Im gewissen Maße sind auch die finanziellen Förderungen bedeutend. Der weitere Ausbau hängt angesichts des Markteinbruchs des Immobiliensektors bei Bestandsbauten im Wesentlichen von weiteren Energiepreissteigerungen ab, solange das geplante „Wärme-EEG“ fehlt.

2.3.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

Abbildung 36 stellt die Arbeitsplatzzahlen der EE-Branchen in Spanien im Zeitraum 2012 und 2013 dar.

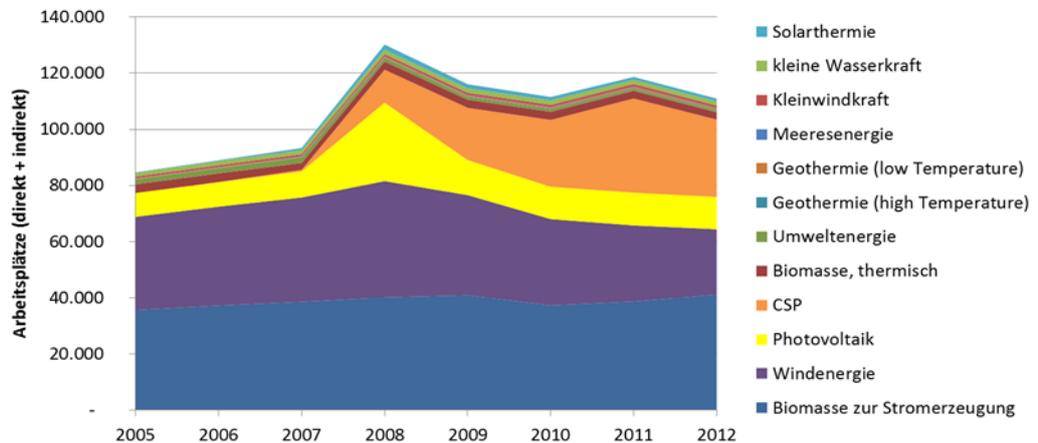
Abbildung 36: Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in Frankreich 2012-2013



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2014 (IRENAÉ)

Die größten Arbeitsplatzzahlen werden in den Segmenten Biomasse, CSP und Windenergie generiert. Die Arbeitsplatzentwicklung fällt mit der Förderung der EE zusammen. So wurde der Höhepunkt bei neuen Arbeitsplätzen in den Bereichen PV, Windenergie und Solarthermie 2008 erreicht. Im selben Jahr wurde das Maximum des Ausbaus der PV vor dem Cap erreicht. Bei CSP hielt die Entwicklung der Steigerung noch entsprechend der im Bau befindlichen Projekte bis 2011 an. Der spanische Verband für erneuerbare Energien APPA gibt an, dass 2008 ca. 27.963 Personen direkt und indirekt im PV-Sektor beschäftigt waren, wo es 2012 nur noch 11.490 Beschäftigte waren. Auch Solarthermie gehört der Untersuchung zufolge zu den Branchen mit einem Arbeitsplatzabbau. Die einzigen Branchen, die zwischen 2011 und 2012 ein nennenswertes Nettowachstum aufwiesen, sind die Bereiche Biomasse zur Stromerzeugung mit einem Anstieg um 2.460 Beschäftigte (Spanish Renewable Energy Association und APPA 2012). Die Entwicklung der Arbeitsplätze in der spanischen EE-Branche seit 2005 ist in Abbildung 37 dargestellt.

Abbildung 37: Arbeitsplatzentwicklungen in spanischen EE-Branchen

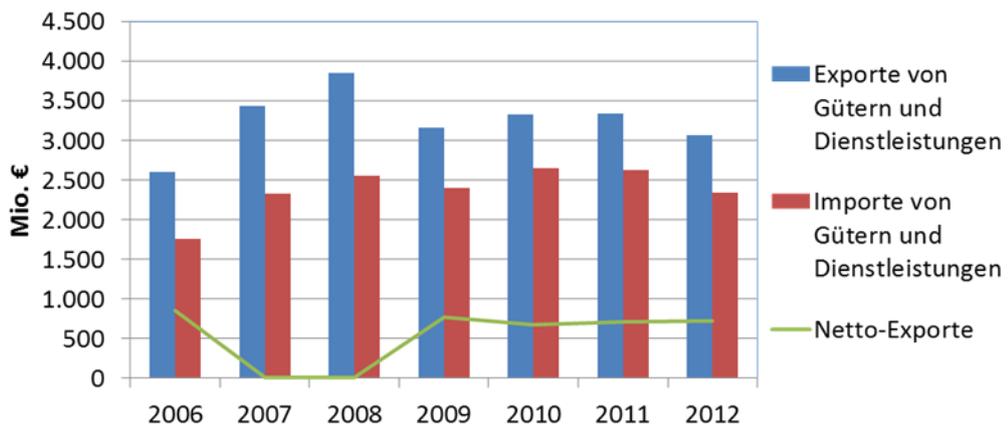


Quelle: Eigene Darstellung nach APPA 2012, S. 39

Die absoluten Zahlen weichen dabei von den Zahlen von EurObserv'ER aufgrund anderer Abgrenzungen ab. Die Betrachtung der langjährigen Entwicklung der Arbeitsplätze zeigt ein hohes Wachstum während der Boomphase von 2006 bis 2008. Darauf folgte ein drastischer Einbruch im PV- und Windenergiesegment.

Der Ausbau erneuerbarer Energien hatte in Spanien insgesamt einen positiven Einfluss auf den Local Content und inländische Industrien. Diesen Schluss legt eine Studie des APPA nahe, welche die Auswirkungen des Ausbaus der EE in Spanien unter Beachtung des Im- und Exports berechnet (Spanish Renewable Energy Association und APPA 2012). Netto wird dabei seit 2006 ein Exportüberschuss ausgewiesen, dieser sank erst im Zuge der Krise seit 2009 leicht ab.

Abbildung 38: Spaniens Ex- und Importe sowie Nettoexporte bei EE-Segmenten



Quelle: Eigene Darstellung. Daten nach Spanish Renewable Energy Association und APPA 2012

Die Branchen konnten insgesamt eine hohe Wettbewerbsfähigkeit erreichen. Spanien konnte insgesamt den Welthandelsanteil bei EE von 1,5 Prozent (2002) auf 2,4 Prozent (2011) steigern. Vergleicht man die Einspeisevergütungen und Marktprämien, welche die spanische EE-Branche erhalten hat, mit den Steuern, die die Branche einzahlt, ergibt sich laut AEEA netto ein deutlicher fiskalischer Überschuss. Für das Jahr 2012 beispielsweise wird die Differenz zwischen gezahlten Steuern und den erhaltenen Subventionen auf 0,569

Milliarden Euro beziffert (Spanish Renewable Energy Association und APPA 2012). Darüber hinaus werden Einsparungen durch vermiedene Importe fossiler Rohstoffe in Höhe von 2,43 Milliarden Euro berechnet. Weitere Wertschöpfungseffekte ergeben sich durch Einsparungen von CO₂-Emissionen, die laut der Untersuchung zu weiteren Einsparungen in Spaniens Wirtschaft führen.

Stakeholder merken an, dass das Moratorium insgesamt mit einem Risiko an Arbeitsplatzverlusten in Höhe von 36.800 Jobs einhergeht, zuzüglich zu den seit 2012 verlorenen Arbeitsplätzen. Die Investitionen in erneuerbare Energien haben sich seit 2010 um insgesamt 18 Milliarden Euro reduziert, was auf negative Wertschöpfungseffekte und Arbeitsplatzverluste hindeutet (Najdawi et al. 2013).

Im Folgenden werden die Branchen Wind- und Solarenergie genauer betrachtet.

- **Windenergie**

Infolge der guten Marktbedingungen konnte Spanien eine breite industrielle Basis mit mehr als 700 Unternehmen in der Windenergiebranche aufbauen. Diese Basis umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Komponenten- und Anlagenherstellung über das Engineering und Consulting bis hin zum Service und Betrieb (Spanish Wind Energy Association 2013) (SpanishWindEnergyAssociationetal.k.A.). Hierzu trugen neben den guten Windbedingungen auch die lokalen Local Content-Regelungen in Galizien, Navarra, Castilla y Leon und Valencia sowie die attraktiven Einspeisevergütungen bei. In der spanischen Windindustrie gab es im Jahr 2013 19 Anlagenhersteller, 270 Hersteller von Komponenten, 140 Windparkentwickler und 277 Serviceanbieter (AEE 2013). Zudem entstanden auch Hersteller und Projektentwickler, die nicht nur auf dem spanischen Markt tätig sind, sondern auch international wettbewerbsfähig sind, wie Iberdrola Renovables und Acciona Energía. Die Mehrzahl der Windenergieleistung wird von inländischen Fabriken produziert. Diese weisen sowohl nationale als auch ausländische Eigentümer auf, wie die Beispiele Gamesa Eólica, Acciona Windpower, Alstom-Ecotècnia, Vestas, Suzlon und Enercon zeigen. Der inländische Hersteller Gamesa stellt dabei gemessen an der kumulierten installierten Kapazität in Spanien im Jahr 2012 mit 52 Prozent den größten Anteil (Spanish Wind Energy Association 2013).

Spanien ist somit zum Nettoexporteur von Equipment aufgestiegen. Als besondere Eigenschaft hat Spanien das weltweit erste Zentrum für die Optimierung der Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz eingerichtet: Centro de control de energías renovables (Cecre). Bedeutende Chancen werden im Ausbau der Offshore-Windenergie gesehen.

Neben dem attraktiven Fördersystem für Windenergie trugen die vereinzelt Local Content-Regelungen insbesondere zum Erfolg des spanischen Herstellers von Windkraftanlagen Gamesa bei (Kuntze und Moerenhout 2013). Gamesa trat 1994 als Joint Venture von Vestas relativ spät in den Markt ein. Zwischen 1994 und 2011 konnte Gamesa zu einem unabhängigen Vorreiter und Weltmarktführer der Windenergie aufsteigen. 2011 betrug der weltweite Marktanteil von Gamesa rund 8,2 Prozent (Gehrke und Schasse 2013).

Die Regionen, in denen Local Content-Regelungen verabschiedet wurden, waren dabei bedeutend für die Marktentwicklung. Die beiden Regionen Galizien und Navarra, die die höchsten Local Content-Anteile in Höhe von 70 Prozent vorschrieben, machten 2012 einen Anteil in Höhe von kumuliert 28,5 Prozent der gesamten installierten spanischen Kapazität aus (Spanish Wind Energy Association 2013). Es wird geschätzt, dass diese Regelung in der Region Navarra 4.000 Arbeitsplätze in Spanien geschaffen hat (Hao et al. 2010).

Die Tätigkeit von regionalen Entwicklern unterstreicht den hohen Anteil der regionalen Wertschöpfung. Die beiden größten spanischen Windparkentwickler, Iberdrola und Acciona

Energie, haben gemessen an der kumulierten Kapazität einen Marktanteil in Höhe von etwa 43 Prozent (2012) (Spanish Wind Energy Association et al. k.A.).

Die erfolgreiche Entwicklung der Windenergiebranche wird auch in der Handelsbilanz deutlich. Komponenten für Windenergieanlagen werden im Wert von 296 Millionen Euro (Durchschnitt 2010-2012) exportiert. Die Importe sind mit 49,6 Millionen Euro deutlich geringer (European Commission 2014). Der Außenhandelsanteil stieg so von 1,3 Prozent in 2002 auf 9,7 Prozent in 2011.

Seit der geringeren Förderung sinken die Investitionen in neue Windenergieprojekte: Im Jahr 2011 wurden noch 965 Millionen Euro in Windenergie investiert, 2012 nur noch 375 Millionen Euro (EurObserv'ER 2013). Nach Angaben von Turbinenherstellern waren 2012 nur noch zehn Prozent der in Spanien produzierten Turbinen von Herstellern wie Gamesa, Acciona sowie Alstom für den einheimischen Markt vorgesehen (Krüger 2012).

Zusammengefasst hat die Einspeisevergütung in Verbindung mit den Local Content-Regelungen zur Entwicklung eines stabilen Inlandsmarkts beigetragen und damit bedeutend den Ausbau der spanischen Windenergiebranche mit hohen Wertschöpfungseffekten vorangebracht. Angesichts der ungünstigen Förderbedingungen und rückläufigen Investitionstätigkeit kann davon ausgegangen werden, dass die inländische Wertschöpfung zukünftig stagnieren wird. Angesichts der hohen Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Windbranche könnte der Export spanischer Technologien die damit einhergehenden Wertschöpfungseinbußen im Segment der Windenergie ausgleichen.

• PV

Die spanische Solarindustrie konnte im Vergleich zur Windenergie nicht von regionalen Local Content-Regelungen profitieren. Als es 2007 zum starken inländischen Marktwachstum kam, hatten sich weltweit bereits bedeutende Marktplayer etabliert. Die meisten Komponenten wurden daher aus China oder Deutschland importiert (Sills 2010).

Im Bereich der Photovoltaik konnten allerdings im Zuge der inländischen Marktentwicklung jenseits von Installateuren entlang der Wertschöpfungskette verschiedene Industrieunternehmen angesiedelt werden. Dies gilt von der Zellherstellung bis zu Entwicklern von Projekten innerhalb und außerhalb Spaniens sowie der Errichtung der Anlagen. Die Produktion von Polysilizium wurde allerdings nicht angesiedelt. Die inländische Produktion hat sich bei Modulen zwischen 2006 und 2008 von unter 100 MW auf 498 MW gesteigert, bei Zellen auf 195 MW (Salas 2009). Die maximale Produktionskapazität stieg bei PV-Modulen auf 891 MW sowie 260 MW bei Solarzellen. Im Zuge des schwächer werdenden Inlandsmarktes und verstärktem internationalen Wettbewerb haben 2012 und 2013 etablierte Hersteller Insolvenz angemeldet oder ihre Produktion eingestellt. Dazu gehören z.B. die Hersteller Siliken, Soliker und Yohkon, die 2012 ihre Produktion aufgegeben haben. 2013 stellte der Produzent von Dünnschichtmodulen T-Solar seine Produktion ein (IEA 2013b). Isotón, Pionier in der Herstellung von Solarzellen und Modulen und der größte Zellhersteller Spaniens, meldete 2013 Bankrott an. Beim Handel von Photovoltaikkomponenten überwiegen im Durchschnitt von 2010 bis 2012 geringfügig die Importe mit 928 Millionen Euro über die Exporte in Höhe von 806,4 Millionen Euro (European Commission 2014).

Zusammenfassend zeigt sich, dass der Ausbau der PV infolge des Fördersystems eine erhebliche Zahl an Arbeitsplätzen geschaffen und zu relevanten Wertschöpfungseffekten in Spanien geführt hat. Ein Großteil der Wertschöpfungseffekte bei Technologiekomponenten der Solarzellen fiel während der Boomphase 2007 auch im Ausland an. Wenn auch keine Exportvorteile wie bei der Windenergie ausgebaut werden konnten, so wurden Branchensegmente entwickelt, die nahezu die gesamte Wertschöpfungskette abdecken.

• CSP

Spanien ist das einzige europäische Land, das einen Produktionssektor von CSP-Systemen aufgebaut hat (EurObserv'ER 2013). Spanische Unternehmen führen mittlerweile internationale Projekte durch, u.a. in den USA, Algerien und Marokko. Die Industrie konnte insbesondere 2009 und 2010 bedeutend wachsen.

Die Handelsbilanz der spanischen CSP-Branche ist bei Projekten negativ (2010). Dies liegt an der Tatsache, dass Spanien bisher das Land mit den meisten Investitionen in dem Segment ist. Importierte Materialien stellten allerdings weniger als 30 Prozent der gesamten Investitionskosten der Kraftwerke (Deloitte. 2011). Eine Untersuchung weist auf einen erheblichen Beitrag auf verschiedenen Wertschöpfungsebenen hin.

Tabelle 18: Beitrag der CSP-Branche zur Wertschöpfung in Spanien (2010)

Beitrag zum BIP	2,6 Mrd. Euro
Arbeitsplätze	23.844
Abgeführte Sozialversicherungsbeiträge	270 Mio. Euro
Abgeführte Gewerbesteuererinnahmen	66 Mio. Euro
Generierte Einkommenssteuern	71 Mio. Euro
Einsparungen an Emissionsrechten	5 Mio. Euro
Einsparungen durch vermiedene Energieimporte	24 Mio. Euro

Quelle: Deloitte. 2011

Diese Effekte stehen den Einspeisevergütungen für dieses Segment in Höhe von 185 Millionen Euro gegenüber. Nach Angaben des spanischen Fachverbands Protemosolar sind auch hier nach Einführung des Moratoriums die Arbeitsplätze im Jahr 2012 um 40 Prozent gesunken (CSP World 2013). 2011 wurden noch 4.272 Millionen Euro in Projekte mit einer kumulierten Leistung von 729 MW investiert. 2012 sanken die Investitionen dagegen auf 916 Millionen Euro und einer Leistung von 173,5 MW ab (EurObserv'ER 2013). Die Änderungen 2014 werden von der Branche als weiterer bedeutender Einschnitt wahrgenommen. Angesichts dieser Trends und ungünstigen Rahmenbedingungen ist zukünftig von einem stagnierenden Beitrag auf die Wertschöpfung auszugehen.

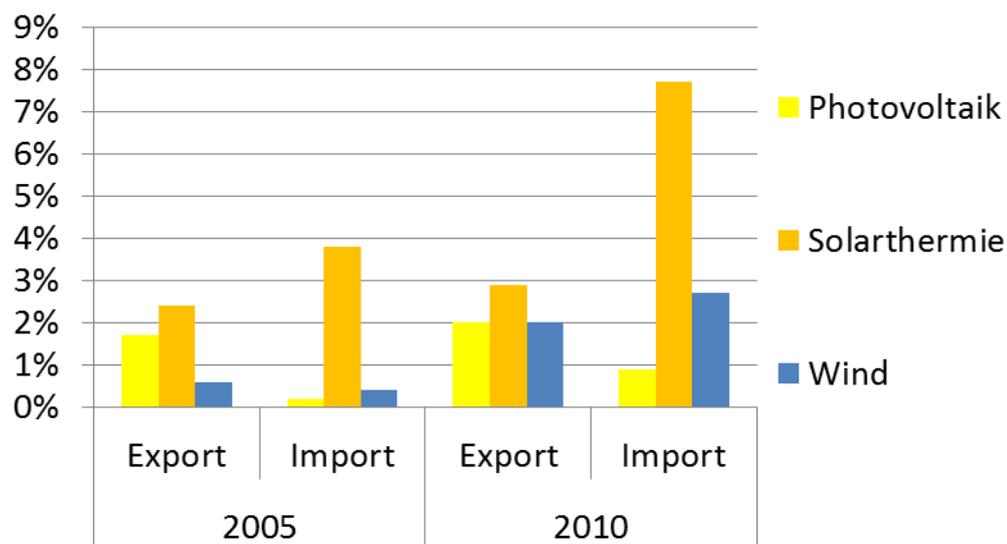
Der Erfolg der spanischen CSP-Branche geht mit großer Wahrscheinlichkeit bedeutend auf das Förderregime Spaniens und die hervorragenden solaren Einstrahlungsbedingungen zurück. Innerhalb kurzer Zeit konnte ein großer heimischer Markt etabliert werden. Die zukünftige Entwicklung ist angesichts wegfallender Förderungen und sinkender Investitionstätigkeiten in beiden Segmenten kritisch. Alternativen bieten hier Projekte unabhängig von Fördersystemen, die aufgrund aufziehender Netzparität durchgeführt werden können.

2.3.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

In der Vergangenheit führte das System fester Einspeisevergütungen und Marktprämien zunächst zu einer guten Planbarkeit für Investoren. Seit 2008 führten die andauernden Diskussionen über die Weiterentwicklung der Förderinstrumente allerdings zu deutlichen Marktunsicherheiten. Insbesondere die rückwirkende Förderkürzung führt zu einer hohen Rechtsunsicherheit. Die Europäische Kommission äußerte die Befürchtung, dass die Maßnahmen ein unsicheres Investitionsklima auf dem Energiemarkt schaffen könnten und die europäischen Energieziele gefährden (Ristau 2012). Diese Entwicklungen führten zu bedeutenden, sehr wechselhaften Exportchancen und Handelsimplikationen für deutsche Unternehmen.

Spanien war zeitweise insbesondere im Segment der Photovoltaik bedeutend für den deutschen Export. Darüber hinaus konnte sich zwischen Deutschland und Spanien auch bei anderen Komponenten ein gegenseitiger Handel entwickeln. Unternehmen mussten sich aufgrund der schwankenden Rahmenbedingungen an eine stark fluktuierende Marktentwicklung und sich ändernde Gesetze anpassen.

Abbildung 39: Anteil Spaniens an den deutschen Ex- und Importen von Komponenten für EE-Technologien



Quelle: Groba und Kemfert 2011

Der PV-Einbruch stellt dabei einen besonders großen Einschnitt für die Branche dar. Ein Beispiel hierfür ist die Bosch-Tochter aleo solar. Nach dem Einbruch des Marktes für Photovoltaik 2012 schloss der Konzern sein spanisches Werk mit einer Kapazität von 20 MW und 90 Mitarbeitern (Reuters 2012).

Negative Effekte sind angesichts der geänderten Förderbedingungen auch bei deutschen Firmen gegeben, die im CSP-Bereich beim Projekt Andasol maßgeblich beteiligt waren, wie RWE Innogy, RheinEnergie, Solar Millenium und Ferrostaal (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) 2013a). Deutsche Unternehmen decken mittlerweile die gesamte Wertschöpfungskette der CSP ab (German Association for Concentrated Solar Power (DCSP) 21014), konnten vom Ausbau profitieren und sind nun von den reduzierten Investitionen in Spanien betroffen. Schott Solar, Weltmarktführer für Solarreceiver, hat zwei Werke in Spanien: Schott Iberica - Produktionsstandort für Spezialglasröhren - sowie ein Receiverwerk in Aznalcóllar (Frey 2008). Mittlerweile sucht auch die Schott AG nach Investoren für ihr CSP-Geschäft. Zuvor stieg sie aus dem PV-Geschäft aus (Hannen 2014).

In Anbetracht der noch unklaren Ausgestaltung des zukünftigen Förderregimes können nur grobe Abschätzungen zu den zukünftigen Marktchancen in den einzelnen Segmenten gemacht werden. Angesichts der übergeordneten eher negativen Rahmenbedingungen und schwindender finanzieller Spielräume der Regierung ist davon auszugehen, dass ohne Förderungen zukünftig primär bereits wettbewerbsfähige Stromerzeugungstechnologien ausgebaut werden. Darüber hinaus sind nur solche Maßnahmen in Spanien zu erwarten, die nötig sind, um die im NREAP festgelegten (allerdings unverbindlichen) Ziele zu erreichen.

Abbildung 40: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien in Spanien

<p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Nationale Ausbauziele ➤ Ausgangsbasis: Deutschland wichtigster Handelspartner ➤ Hohe Energieabhängigkeit ➤ Hohe, steigende Strom- und Energiepreise ➤ Klima (solar Einstrahlung) ➤ Nachholbedarf (Biogas) 	<p>Herausforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Wirtschaftskrise/ Austeritätspolitik ➤ Zentrales Kriterium der Politik: Kosten ➤ PV & Wind: reife Märkte ➤ Netzintegration ➤ Investitionssicherheit (Tabubruch retrospektive Fördermittelkürzung) ➤ Etablierte konventionelle Energiewirtschaft ➤ LCRs bei Windenergie
<p>Wachstumsmärkte nach Technologien</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Bisher: PV, Wind, CSP, teilweise Biomasse ➤ Zukunft: Chance „grid-parity“ bei PV? <ul style="list-style-type: none"> – PV zum Eigenverbrauch (industriell und privat) – PV an idealen Standorten <p>Aber: Wachstum eher begrenzt</p>	<p>Stagnierende Märkte nach Technologien</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Technologien am Anfang der Lernkurve ➤ Offshore ➤ Geothermie, Sonstige ➤ CSP ➤ Biomasse & Biogas ➤ Windenergie

Quelle: Eigene Darstellung

Als Folge der Krise wird von einem generellen Überangebot von Strom ausgegangen. Daher ist der Anreiz zum Aufbau neuer Kapazitäten gering (Brown 2013). Für deutsche Unternehmen ergeben sich damit Marktchancen in Gebieten, die auch ohne Förderung wirtschaftlich sind oder sehr gute Wind-, bzw. PV-Einspeisung aufweisen. Dies sind zum Beispiel Gebiete mit hohen Windgeschwindigkeiten bei Möglichkeiten zur Einspeisung, industrielle Zentren für die Eigenversorgung, Gebiete mit hoher Sonneneinstrahlung, privater Eigenverbrauch.

Der wegbrechende deutsche Inlandsmarkt im Bereich PV kann bei einem Überangebot an heimischen Akteuren die Marktaktivitäten deutscher Unternehmen in Spanien befördern. Im Zuge der deutschen Kürzungen bei Förderungen für Photovoltaikanlagen 2012 wurde so auch von deutschen Unternehmen frühzeitig auf das Erreichen der Netzparität in Spanien gesetzt. Nach eigenen Angaben baute z.B. die deutsche Conergy AG 2012 insgesamt 14 PV-Projekte mit einer Leistung von insgesamt 75 kW in Spanien, die ohne Einspeisevergütung auskommen. Die Projekte teilen sich auf Privathäuser und auf Dächer von Gewerbebetrieben auf (Conergy AG 2013). Es ist davon auszugehen, dass solche Projekte und Eigenversorgungskonzepte auch zukünftig angesichts steigender Energiepreise ausgebaut werden.

Beispiele zeigen, dass stellenweise bereits große Projekte unabhängig von dem Fördersystem durchgeführt werden: Die *Grupo Enerpro* hat im Jahr 2013 nach eigenen Angaben den ersten „unsubventionierten“ 1 MW-Solarpark errichtet. Das Unternehmen plant zehn weitere solcher Projekte (Warren und Forer 2014). Bedeutend für die Einschätzung der zukünftigen Marktchancen ist, dass der Strom dieser Projekte nicht für den Eigenverbrauch genutzt wird. Der Strom wird in das Netz eingespeist und auf dem Stromgroßhandelsmarkt vermarktet (Barrero 2013). Dies weist auf durchaus vorhandene zukünftige Marktchancen

jenseits von Fördersystemen oder dem Potenzial durch Eigenverbrauchsnutzung durch Netzparität hin.

Bei der Bewertung dieser Marktchancen ist zu beachten, dass die königliche Verordnung über den Eigenverbrauch (*autoconsumo*) noch aussteht. Es werden restriktivere Regelungen für Eigenerzeugungsanlagen erwartet (DIKEOS Abogados 2014b). So wurde im August 2013 eine Steuer für den Eigenverbrauch von Aufdach-PV-Anlagen beschlossen. Es wird befürchtet, dass die Amortisationszeit nach dieser Regelung von fünf Jahren auf 17 Jahre ansteigt (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) 2013b). Inwieweit zukünftig die steigenden Stromkosten angesichts des Tarifdefizits wiederum die Wirtschaftlichkeit der Eigenverbrauchsanlagen erhöhen werden, ist noch unklar. Eine attraktive Net-Metering-Regelung fehlt in Spanien und ist derzeit nicht absehbar (Najdawi et al. 2013). Inwieweit das von Subventionen unabhängige Projekt der Enerpro in der Breite als repräsentativ gelten kann, ist ebenso fraglich.

Aufgrund der regionalen Local Content-Regelungen sind Windenergie engere Grenzen gesetzt. Die deutschen Hersteller Enercon, Nordex, Senvion und Siemens haben bis 2012 einen kumulierten Marktanteil an der gesamten in Spanien installierten Kapazität in Höhe von 6,6 Prozent erreicht (Spanish Wind Energy Association et al. k.A.). Eine wesentliche Beteiligung spanischer Unternehmen ist in vielen Regionen nötig. Zukünftig sollte sich das Wachstum hier auf die wirtschaftlichsten, windreichsten Gebiete konzentrieren.

Marktchancen der noch teuren Offshore-Windenergie sind ohne Förderung eher gering. Beim begrenzten Ausbau im Jahr 2011 werden vom Branchenverband vor allem infrastrukturelle und administrative Probleme, wie fehlende Netzanschlüsse, für Verzögerungen verantwortlich gemacht (Krüger 2012).

Mit CSP kann als wesentlicher Vorteil im Vergleich zu PV Energie gespeichert und bei Bedarf ins Netz eingespeist werden. Dies stellt angesichts der Herausforderungen der Integration von primär fluktuierenden Energieträgern einen Wettbewerbsvorteil dar und kann einen Einfluss auf die zukünftige Marktentwicklung haben.

Angesichts der Herausforderung der Netzintegration könnte die solarthermische Stromerzeugung als speicherbare Energieform langfristig weiter anwachsen. Da die Stromgestehungskosten für CSP-Technologie an gleichen Standorten aktuell deutlich höher als für Photovoltaik sind (Kost et al. 2013), ist nur mit einem begrenzten Markt zu rechnen. Zumindest die Regelbarkeit der Anlagen müsste honoriert werden, oder aber sonstige Förderungen wieder eingeführt werden. Dies ist jedoch nicht zu erwarten. Damit muss an dieser Stelle bei CSP von weiter stagnierenden bis hin zu einbrechenden Märkten ausgegangen werden.

Da in Spanien noch ein großer Nachholbedarf im Biomasse- und Biogas-Segment besteht, könnten sich in diesen Segmenten bei attraktiveren Rahmenbedingungen sehr große Handelschancen eröffnen. Diese Rahmenbedingungen fehlen allerdings und sind angesichts der jetzigen Politikvorhaben nicht absehbar. Eine Wirtschaftlichkeit der Branche ohne Förderung ist im Vergleich zur Photovoltaik bei Biogas gegenwärtig nicht in Sicht. Da keine Netzparität vorliegt. Eine Ausnahme sollte zukünftig angesichts steigender Energiepreise die energetische Nutzung von Reststoffen, wie Olivenkernen, darstellen. Allerdings hatte sich bereits in der Vergangenheit, trotz einer durchaus vorhandenen Förderung, nur ein begrenzter Markt etabliert, sodass die Aussichten für eine bedeutende Marktentstehung eher kritisch zu sehen sind.

Rankings zur Marktattraktivität weisen unter Berücksichtigung makroökonomischer Faktoren und sonstiger Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel der Finanzierung von EE, auf eine insgesamt geringe zukünftige Marktattraktivität Spaniens im Vergleich zu anderen bedeutenden Märkten hin.

2.4 Polen

2.4.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- Polen baut primär günstige Co-Feuerung von Biomasse in konventionellen Kraftwerken aus.
- Es wird weiterhin auf Kohlekraft und zukünftig Atomenergie zur sicheren Energieversorgung gesetzt.
- 2012 ist Polen zum größten Markt für Windenergieanlagen der neuen EU-Mitgliedstaaten aufgestiegen.
- Photovoltaik spielt im aktuellen Energiemix kaum eine Rolle.
- Innerhalb Europas war Polen 2013 drittgrößter Markt für neu installierte Solarthermie-Anlagen.

Local Content

- Bis dato gibt es keine bedeutenden Hersteller großer Windenergieanlage in Polen, jedoch eine breite Zulieferindustrie für Anlagenteile im Maschinenbau.
- Aufgrund des geringen inländischen Marktes ist die Außenhandelsbilanz bei Photovoltaikkomponenten trotz des Imports von Modulen positiv.
- Es gibt keine LCRs.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Das wesentliche Förderinstrument in Polen ist ein Quotensystem mit handelbaren Grünstromzertifikaten. Weitere Zertifikate (z.B. für Biogas) haben bisher wenig zum Ausbau beigetragen. Zukünftig werden die Zertifikate durch Ausschreibungen ersetzt.
- Bedeutenden Einfluss auf die Marktentwicklungen haben diverse Förderfonds sowie private und kommunale Initiativen.

Fazit

- Polen ist noch ein vergleichsweise begrenzter Markt für erneuerbare Energien. Die Förderinstrumente setzen jedoch primär auf den Ausbau etablierter, günstiger Technologien. Angesichts der Fokussierung auf die Kosten und Verringerung der Energieabhängigkeit ist mit einem stärkeren Ausbau von günstiger Onshore-Windenergie zu rechnen. In allen EE-Segmenten ist ein hoher Nachholbedarf gegeben.

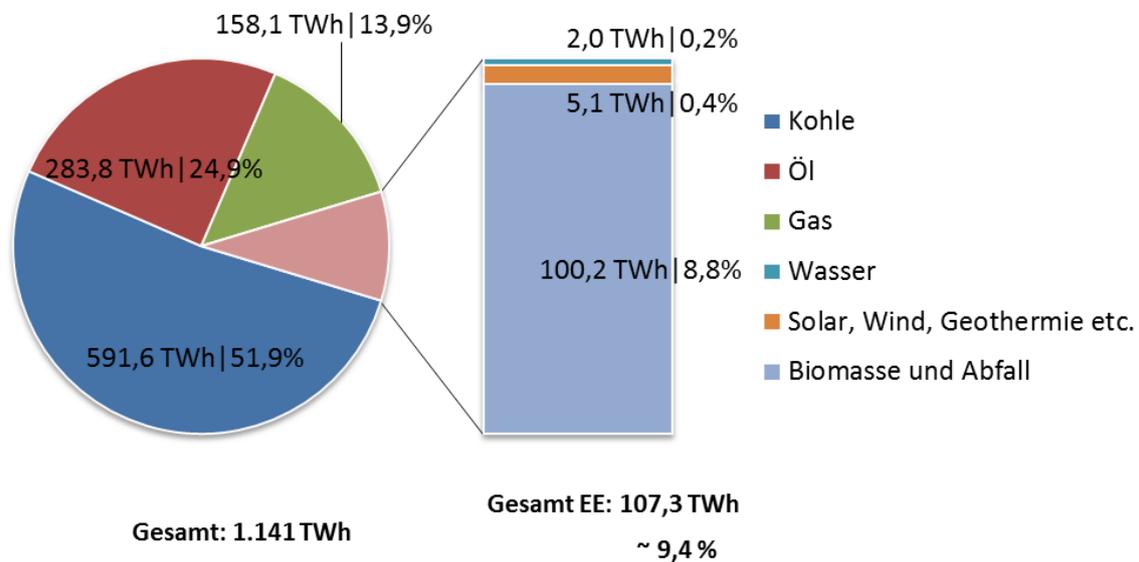
2.4.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

Mit einem bilateralen Warenverkehr von 87,5 Mrd. Euro 2014 ist das Nachbarland Polen an achter Stelle der wichtigsten deutschen Handelspartner. Die Exporte nach Polen lagen bei 47,7 Mrd. Euro, die Importe aus dem Land bei 39,8 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt

2015). Polen ist ebenfalls Netto-Energieimporteur (28 Prozent) (Weltbank 2015). Der Energieverbrauch in Polen war 2011 mit 3,8 kWh pro Einwohner etwa halb so hoch wie in Deutschland, wobei der Stromverbrauch jährlich um etwa 1,6 Prozent steigt (IEA 2013c; Polish Information and Foreign Investment Agency 2013). Trotz der Energiebedarfsdeckung durch überwiegend heimische Quellen ist die Energiesicherheit ein zentraler Punkt der öffentlichen und politischen Debatte. Insbesondere die Energieinfrastruktur und der Netzausbau stehen vor Herausforderungen durch grenzüberschreitende Verbindungen der Stromnetze und den Bau von Gas- und Ölpipelines. Der Investitionsbedarf in die Erneuerung der Energieversorgung sowie Netzinfrastruktur wird in den nächsten zehn Jahren auf ca. 39,68 Milliarden Euro geschätzt (170 Milliarden Zloty) (Giesek und Grzelak 2013).

Im Jahr 2012 wurde der polnische Primärenergieverbrauch zu 52 Prozent durch den Einsatz von Kohle gedeckt. Die erneuerbaren Energien sind mit rund 4 Prozent im nationalen Energiemix vertreten (vgl. Abbildung 40).

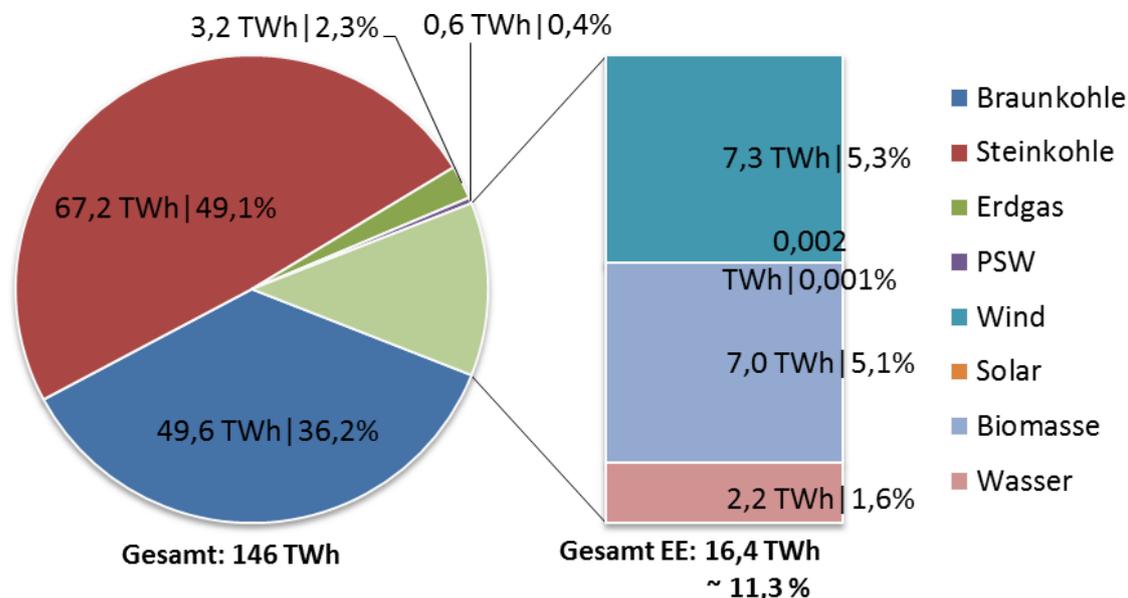
Abbildung 41: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Polen 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Die Stromversorgung basiert knapp zur Hälfte auf großen Kohlekraftwerken mit einem Durchschnittsalter von über 30 Jahren. Bei der Nutzung erneuerbarer Energien dominieren gegenwärtig Wind und Biomasse (vgl. Abbildung 42).

Abbildung 42: Stromproduktion nach Energieträgern in Polen 2014



Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E 2015

Die Strompreise polnischer Haushalte lagen im ersten Halbjahr 2013 mit 14,80 Euro/MWh deutlich unter dem EU-Durchschnitt von 20,02 Euro/MWh. Sie weisen jedoch in den letzten Jahren eine steigende Tendenz auf (Eurostat 2014).

Grundlage für den heutigen Energiemarkt Polens bildet das Energiegesetz von 1997. Unter Berücksichtigung der EU-Richtlinie 2003/54/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt sowie des Regierungsprogramms „Programm für Elektroenergetik“ von 2006, trat im Jahr 2007 eine vollständige Liberalisierung des polnischen Energiemarkts in Kraft (Giesek und Grzelak 2013). Strom wird an der polnischen Power Exchange (TGE) gehandelt, wobei der Strommarkt in Polen stark konzentriert ist: Über 70 Prozent der Stromerzeugung und 85 Prozent der Stromverteilung befinden sich in staatlicher Hand (Giesek und Grzelak 2013). Seit 2007 ist allen Energieabnehmern ein freier Zugang zum Energiemarkt und die freie Wahl des Stromverkäufers möglich. Der Stromverbrauch wird in Polen besteuert, wobei der Steuersatz vom Stromproduzenten bei der Bereitstellung der Elektrizität einbehalten wird. Registrierte Produzenten von EE sind von den Steuern ausgenommen. Ihnen wird ein Beitrag von etwa 4,66 Euro/MWh (20 Zloty) der Verbrauchssteuer erlassen (Winkel et al. 2011). Die Energiepolitik Polens ist bestrebt den Energiemarkt weiter zu liberalisieren (Bundeszentrale für politische Bildung 2012).

Trotz der gesetzlichen Neuerungen im polnischen Energiemarkt und der Einbeziehung von EE, wurde Polen im März 2013 von der Europäischen Kommission wegen Nichtumsetzung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2009/28/EG verklagt. Es drohte hier ein tägliches Zwangsgeld in Höhe von über 130.000 Euro, welches Schwere und Dauer des Verstoßes berücksichtigt (Europäische Kommission 2013a). Des Weiteren verklagte die EU-Kommission Polen wegen regulierter Gaspreise für Unternehmenskunden und dem damit einhergehenden Verstoß gegen die europäische Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt 2009/73/EG zum Erdgasbinnenmarkt, welche den Verbrauchern einen wettbewerbsgestützten EU-Energiebinnenmarkt garantieren soll (Europäische Kommission 2013b)

Polens Energiepolitik bis 2030 wurde in einer Strategie im Jahr 2009 definiert. Sie enthält Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, der Versorgungssicherheit, der

Diversifizierung von Energiequellen, der Förderung von erneuerbaren Energien, der Wettbewerbssteigerung des Energiemarkts und der Reduzierung von Umweltbelastungen (Ministry of Economy 2009).

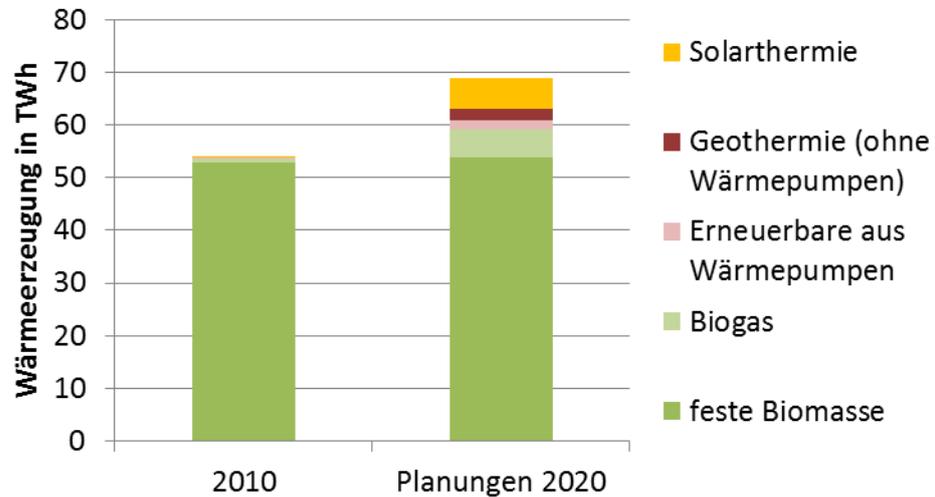
Die Ausbauziele der Regierung im Bereich der EE sehen eine signifikante Leistungssteigerung in der Windenergiebranche vor. Auch im Bereich der Biomasse sollen die Kapazitäten bedeutend steigen: Bis 2020 ist für jede polnische Gemeinde eine Biogasanlage geplant (Katin 2012). Die angestrebten Ziele zum Ausbau der Photovoltaik in Polen sind hingegen sehr gering.

Tabelle 19: Übersicht über den Stand und zentrale nationale Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Polen

	Ziel 2011	Stand 2011	Ziel 2020
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	10,4 %	10,4%	15%
Anteil EE an der Stromproduktion	8,9%	8,2%	19,1%
Anteil EE im Wärme/ Kältebereich	12,5%	13,3%	17,1%
Stromproduktion aus EE gesamt (GWh)	k.A.	13.137	32.400
Installierte Leistung (elektrisch) für einzelne Technologien			
Wasserkraft (MW)	962	940	1.152
Wind (Onshore) (MW)	1.550	1.800	5.600
Wind (Offshore) (MW)	0	0	1.000(REN21 2013b)
Solar (MW)	1	1	3
Biomasse (fest + Biogas) (MW)	450	277	2.530

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Tesnière et al. 2013

Den Hauptteil der Wärmeversorgung sollen zukünftig feste Bioenergieträger sicherstellen. Der gegenwärtige Stand und das offiziell anvisierte Potenzial für die Wärmeerzeugung im Jahr 2020 ist in Abbildung 43 dargestellt. Gemäß den Planungen soll die Wärmeerzeugung gegenüber dem Stand 2010 um 26 Prozent steigen.

Abbildung 43: Wärmeerzeugung 2010 und offizielle Ausbauziele bis 2020 in Polen

Quelle: Eigene Darstellung nach Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2014b

Aktionspläne zur Energieeffizienz heben das Ziel hervor, bis 2016 mindestens neun Prozent des Gesamtenergiekonsums einzusparen (Ministry of Economy 2012). Prognosen sehen eine Zielüberreichung um 2 Prozent voraus. Einsparungen werden vor allem im Haushalts- und Dienstleistungsbereich sowie Transport- und Industriesektor erwartet.

Laut einer 2013 veröffentlichten Roadmap der polnischen Regierung zur Energieversorgung stellt Kohle bis 2060 die günstigste Option für Polen dar (Departament Analiz Strategicznych 2013). Im Zuge des Klimagipfels von Kopenhagen 2009 hatte Polen durch ein Veto die angestrebten Emissionsreduktionsziele der EU in Höhe von 30 Prozent im Vergleich zu 1990 blockiert. Die Forderungen lagen dabei in der stärkeren Berücksichtigung der wirtschaftlichen Situation von EU-Mitgliedstaaten, welche momentan besonders in ost- und mitteleuropäischen Ländern stark von kohlebasierter Energieproduktion abhängig sind (Geden und Fischer 2014). Polens Energiepolitik misst somit dem Energiepreisniveau und heimischen fossilen Ressourcen ein höheres Gewicht zu als Emissionsminderungen (Geden und Fischer 2014).

Um dennoch genügend Energie bereitzustellen und Emissionen zu reduzieren, sieht die polnische Regierung in der Nuklearenergie eine Alternative zur Kohle (Regierung Polen 2014). Der Einstieg in die Atomenergie wurde 2005 beschlossen und Planungen zufolge sollen bis 2030 15 Prozent des Energiebedarfs durch Nuklearenergie gedeckt werden. Somit soll eine größtmögliche Autarkie und Diversifizierung der Energieversorgung geschaffen werden (Regierung Polen 2014).

Die Kosten für den Ausbau der EE sollen laut Willen der Regierung im Jahr 2014 um 40 Prozent gesenkt werden. Dies soll insbesondere durch ein Absenken der Subventionen für erneuerbare Energien und durch Auktionen von Festpreisverträgen für erneuerbare Energieproduktion geschehen. Erneuerbare Energien kosten den Endverbraucher in Polen geschätzt 960 Millionen Euro pro Jahr (REN21 2014). Damit liegt das Land unter dem europäischen Durchschnitt und hinter Ländern wie Deutschland, Spanien, Italien und Frankreich (Jager et al. 2011).

Neben den offiziellen Ausbauzielen und sich daraus ergebenden Marktpotenzialen hat Polen bedeutende Potenziale im Bereich der Windenergie, Solarenergie und Biomasse. Eine Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Greenpeace kommt zu dem Schluss, dass Polen bis 2050 rund 90 Prozent des Strombedarfs aus EE abdecken

könnte. Um dieses Ziel zu erreichen, müsste jedoch gleichzeitig der Energieverbrauch um knapp ein Drittel sinken. Im Wärmebereich könnten 75 Prozent des Bedarfs durch EE bis 2050 bereitgestellt werden (Greenpeace und DLR 2013).

Das theoretische Potenzial der Windenergie wird in einer Studie des polnischen Instituts für Erneuerbare Energie (IEO) auf 3.100 GW beziffert, was einer Energieproduktion in Höhe von 6.830 TWh/a. entspricht. Das wirtschaftliche Potenzial hängt von vielen Rahmenbedingungen ab und wird auf 82 GW (210 TWh) geschätzt. Als Marktpotenzial werden 11,5 GW (28 TWh) angegeben. Die Offshore-Windenergie wird auf ein Potenzial von 130 GW geschätzt. Das Marktpotenzial wird auf 1,5 GW (4,5 TWh) beziffert.

Wasserkraftpotenziale sind bereits zum Großteil ausgebaut, denn die Geländegegebenheiten sind für eine stärkere Entwicklung von Wasserkraftwerken nicht geeignet. Die angenommene Steigerung der Wasserkraftwerkskapazitäten soll durch die Modernisierung von bestehenden Anlagen erreicht werden (Giesek und Grzelak 2013).

Die tatsächlichen Potenziale für die Nutzung von Biomasse sind nur schwer abzuschätzen, insbesondere da auch der Import von Biomasse in Betracht gezogen werden muss. Eine Studie des Fraunhofer MOEZ von 2008 zeigt, dass Polen beim Potenzial zur Nutzung von Energiepflanzen mit 7,3 TWh in Mittel- und Osteuropa an der Spitze steht und über das drittgrößte Biogaspotenzial der EU verfügt (Domel et al. 2008). Im Gegensatz zu Deponie- und Kläranlagen werden landwirtschaftliche Biogasanlagen als ausbaufähig eingestuft. Biomasse soll bis 2020 eine Leistung von ca. 980 MW erzielen.

Photovoltaik wurde in Polen bisher kaum ausgebaut. Wirtschaftliche Potenziale, v.a. angesichts des Preisverfalls von PV-Modulen, sind ungenutzt. Das Potenzial wird auf 23 TWh geschätzt, hiervon werden derzeit nur 0,18 Prozent genutzt (Giesek und Grzelak 2013).

Das Geothermiepotenzial wird als groß eingeschätzt. Die Nutzung ist im NREAP hauptsächlich in öffentlichen Gebäuden vorgesehen, die durch lokale Heizkraftwerke bedient werden. Da das nutzbare Wasser in polnischen Böden eine relativ geringe Temperatur aufweist (25-150°C), wird Geothermie bevorzugt zur Wärmegewinnung anstatt zur Stromerzeugung verwendet (Ullmann 2009). So reicht das Potenzial, um rund ein Drittel aller polnischen Häuser mit Heizenergie zu versorgen (Wärmepumpen nicht inbegriffen) (Bronska 2008).

2.4.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die Förderinstrumente im Überblick

Im Energiegesetz von 1997 ist erstmals die Förderung erneuerbarer Energien rechtlich verankert. Strom aus EE kann entweder zu einem festgelegten Marktpreis oder frei am Markt verkauft werden. Seit dem Jahr 2000 können durch den Verkauf von Grünstromzertifikaten, die in Form einer festgelegten Quote von Energieversorgern gekauft werden müssen, Einkommen generiert werden. Neben diesen Förderinstrumenten werden durch die polnische Regierung steuerliche Anreize sowie Investitionszuschüsse gesetzt. So veräußert der nationale Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft Kredite zu einem vergünstigten Zinssatz zur Förderung umweltfreundlicher Projekte. Hierunter fallen auch erneuerbare Energien (Europäische Kommission 2011).

Diskussionen über eine Änderung des Fördersystems laufen seit 2010. Dabei geht es um die Einführung einer alternativen Förderung weg vom Quotensystem und Grünstromzertifikaten hin zu einem Auktionsmodell und Einspeisetarifen für kleine Anlagen.

Im Folgenden werden die zwei wesentlichen Fördersysteme und Novellen der Gesetzgebung genauer beschrieben.

Tabelle 20: Entwicklung polnischer Fördersysteme für EE seit 2000

Einführung	Maßnahme	Zweck
2000	Quotenverpflichtung für Energieversorger	Erhöhung Anteil EE
2005	Einführung Handel mit Zertifikaten	
Novelle 2010	Befreiung landwirtschaftliches Biogas von Konzessionspflicht	Erhöhung Biogasanteil
2012	Erhöhung der Quotenverpflichtung	Preisverfall bei Zertifikaten stoppen
2013 (kleiner Energie-Dreierpack)	Verbesserte Rahmenbedingungen für Mikroerzeuger, insbesondere Kleinwind und PV	Reaktion auf EU-Beschwerde/ Diversifizierung der geförderten Energie
Energiemarktreform 2014	Ersatz von Grünstromzertifikate durch Auktionspreise	

Quelle: Eigene Darstellung nach Ivanov et al. 2014

Quotensystem

Die auf dem Gesetz von 1997 basierende und durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung von EE-Strom im Elektrizitätsbinnenmarkt notwendig gewordene Erweiterung des polnischen Energiegesetzes von 2005 verpflichtet Energieunternehmen entweder einen Teil ihrer Energie aus EE zu generieren oder den Anteil in Form von Grünstromzertifikaten zu erwerben (The Office of Sejm 1997). Unter die geförderten Technologien fallen Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wellen- und Gezeitenströmungskraftwerke, Wasserkraft sowie Biomasse und Biogas (Muras 2011).

Die Zertifikate werden von Produzenten erneuerbarer Energien angeboten und seit 2005 an der Strombörse (Warsaw Commodity Exchange) gehandelt, wobei die Aufsicht über den Zertifikatehandel das Energy Regulatory Office (ERO) inne hat. Preisober- und Preisuntergrenzen werden festgelegt (Muras 2011). Neben dieser Regelung sind Stromanbieter verpflichtet, erneuerbare Energien zum durchschnittlichen Marktpreis konventioneller Stromerzeugung des vorangegangenen Jahres abzunehmen. Die Verpflichtung gilt für Stromlieferanten (Winkel et al. 2011).

Generell benötigen Stromerzeugungsanlagen laut dem Energiegesetz eine Konzession. Ausgenommen sind kleine Erzeugungsanlagen bis zu 50 MW_{el} oder 5 MW_{th} Leistung. Für eine Konzession ist ein Nachweis von Finanzmitteln und technischen Möglichkeiten zu erfüllen. Zur Ergänzung werden sogenannte Promessen vergeben, die dem Inhaber die Garantie geben, bei Vorliegen der erforderlichen Bedingungen eine Konzession zu erhalten. Festgelegt ist, dass der Netzanschluss für EE-Anlagen diskriminierungsfrei gewährt wird. Netzbetreiber sind zudem verpflichtet, die Priorität der Weiterleitung von Strom aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Die Netzanschlusskosten für EE-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 5 MW und KWK-Anlagen kleiner als 1 MW waren zunächst zu 50 Prozent von den Netzanschlusskosten befreit, was im Rahmen der Verabschiedung des „kleinen Energie-Dreierpacks“ 2013 für Mikroanlagen ganz erlassen wurde (Mrowiec und Rödl & Partner Posen 2013).

Mit der Novelle des Energiegesetzes 2010 wurde landwirtschaftliches Biogas von der Konzessionspflicht befreit.

2008 wurde ein Dekret erlassen, das weitere Details bezüglich der Quotenverpflichtungen bei erneuerbaren Energien und dem Zertifikathandel beinhaltet. Die vorgegebene Quote stieg von 7 Prozent im Jahr 2008 auf 10,4 Prozent im Jahr 2010. Um dem Überangebot an Zertifikaten und dem damit verbundenen Preisverfall auf dem Markt entgegenzuwirken, wurden die Pflichtkaufmengen 2012 erhöht und sollen bis zum Jahr 2021 20 Prozent erreichen.

Die Quote der Grünstromzertifikate ist unabhängig von der eingesetzten Technologie und bezieht sich lediglich auf die produzierte Energiemenge (Ivanov et al. 2014). Polen vergibt - bis zur Umstellung des Quotensystems auf Ausschreibungen und Einspeisetarife - verschiedenfarbige Zertifikate. Über die grünen Zertifikate ausschließlich zur Förderung von erneuerbaren Energien gibt es folgende weitere Zertifikate:

- Gelbe Zertifikate wurden bis 2012 für Stromerzeugung aus KWK vergeben, die entweder eine Anlagenkapazität von 1 MW nicht übersteigen oder mit Erdgas, Grubengas oder Biogas befeuert werden (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2013).
- Rote Zertifikate wurden bis 2012 für sonstige Erzeugung aus KWK vergeben.
- Violette Zertifikate sind für die Stromerzeugung unter Verwendung von Bergbaumethan oder Biomasse bestimmt (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2013).
- 2010 wurden braune Zertifikate für die Erzeugung von landwirtschaftlichem Biogas und dessen Einspeisung in das Erdgasverteilungsnetz eingeführt. Durch die braunen Zertifikate sollte die Attraktivität für Investitionen in Biogasanlagen erhöht werden. Wird Biogas in Strom umgewandelt, erhält der Produzent dagegen ein grünes, gleichwertiges Zertifikat (Muras 2011). Dem Energieversorger bleibt die Wahl, ob er die Quote durch grüne oder braune Zertifikate erfüllt (Interactive EurObserv'ER Database 2012). In Polen waren 2011 149 Biogasanlagen in Betrieb, was einer installierten Leistung von 95 MW entspricht (Zachowska et al. 2012). Durch die braunen Zertifikate sollte ein zusätzlicher Anreiz für Investitionen in Biogasanlagen geschaffen werden. Als ein Handicap der braunen Zertifikate wurde angesehen, dass Ausführungsverordnungen fehlen, wie z.B. Qualitätsparameter für das eingespeiste Biogas.

Die festgelegten Quoten für gelbe Zertifikate beliefen sich für das Jahr 2012 auf 13,5 Prozent, die für rote Zertifikate auf 23,3 Prozent und für Violette auf 1,6 Prozent (Schnell und Prusak 2010). Nachdem die Laufzeit der gelben und roten Zertifikate 2012 auslief, wurden sie im Jahr 2014 wieder eingeführt und sind bis Ende 2018 garantiert (Giesek und Grzelak 2014).

Für ein und dieselbe produzierte Kilowattstunde können je nach Erfüllen der Anforderungen mehrere Zertifikate gleichzeitig erhalten werden (Muras 2011).

Für Grünstrom ergab sich somit für das Jahr 2014 eine Gesamtvergütung in Höhe von 0,0957 Euro/kWh. Davon basieren 0,048 Euro/kWh auf dem Marktpreis für die grünen Zertifikate und 0,0477 Euro/kWh auf der Vermarktung des erzeugten Stromes (Ivanov et al. 2014). Für Biomasseanlagen ergeben sich durch die evtl. zusätzlich zugrunde liegenden Zertifikate geringfügig höhere Vergütungen. Unter- und Obergrenzen für die Zertifikate sind durch das polnische Energiegesetz festgelegt.

Alternativ zur Erfüllung der Quote können Unternehmen eine Kompensationsgebühr für die Differenz zwischen tatsächlich bezogener und erforderlicher Quote bezahlen. Im Jahr 2012 betrug die Gebühr ca. 66,92 Euro/MWh (286,74 Zloty). Die Gebühr wird an die Inflationsrate angepasst. Werden beide Möglichkeiten nicht genutzt, fallen Strafzahlungen für die

Energieversorger an. Diese werden von der URE festgelegt und betragen aktuell 130 Prozent der Kompensationsgebühr (Winkel et al. 2011). Die Einnahmen der Gebühr werden für Projekte im Bereich der EE verwendet, insbesondere für den Nationalen Fonds für Umweltschutz und Wassermanagement.

Das Energiegesetz wurde am 14. August 2013 geändert. Die Änderungen beinhalten Beihilfen für sogenannte sensible Abnehmer, Erleichterungen für industrielle Stromabnehmer und eine Liberalisierung des Handels mit EE aus Mikro-KWK-Anlagen („Kleines Energie Dreierpack“) (Mrowiec und Rödl & Partner Posen 2013). Das Gesetz wurde verabschiedet, um einen Teil der Strafen der EU für die Nichtumsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zu verhindern. Die Entwicklungschancen der Mikroerzeugung, z.B. Kleinwindkraft, PV- oder Mikro-Biogasanlagen, wurden verbessert. Für den Anschluss der Anlagen an das Verteilnetz wird zukünftig keine Anschlussgebühr mehr fällig. Auch wurden Antragsvorschriften vereinfacht (z.B. Beilegen von Auszügen aus dem lokalen Raumordnungsplan). Eine Anmeldung als Gewerbetreibender ist für den Betrieb einer Mikroanlage nicht mehr nötig. Auch unterliegen kleine PV-Anlagen nicht mehr der Baugenehmigungspflicht.

Entgegen den Entwürfen zum neuen polnischen Erneuerbaren-Energie-Gesetz wurden die Einspeisevergütungen auf die Höhe von 80 Prozent des durchschnittlichen Verkaufspreises für Strom (ca. 40 Euro/ MWh) festgelegt. Im Rahmen der polnischen EEG-Diskussion waren vorab zwischen 81,68 und 116,69 Euro (350 bis 500 Zloty) vorgesehen. Für Mikroanlagen können zwar auch Zertifikate eingeholt werden. Für den Erwerb der Zertifikate muss dann allerdings auch wieder eine Konzession und ein Gewerbebetrieb angemeldet werden. Diese Maßnahmen werden demnach diese Marktsegmente nicht wie gewünscht fördern.

Auktionsmodell

Das im März 2015 verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz Polens sieht einen Systemwechsel von Grünstromzertifikaten zum Ausschreibungsmodell und Einspeisetarif für kleine Anlagen vor. Das Gesetz wird am 1. Januar 2016 in Kraft treten (Exportinitiative Erneuerbare Energien 2015). Förderlich für diese Entscheidung war auch die Position der Europäischen Kommission, die sich eindeutig für Auktionssysteme ausspricht (Derra 2013).

Nach dem neuen Modell bieten Erzeuger dem Energieregulierungsamt *Urząd Regulacji Energetyki* den Strom an, ohne einen zuvor vom URE festgelegten Referenzpreis zu überschreiten. Nach der erfolgten Ausschreibung werden die jährlich vereinbarten Abnahmemengen vom URE aufgekauft. Pro Jahr soll eine Auktion stattfinden (Schwarzburger 2014). Die Netzbetreiber werden verpflichtet den Strom abzunehmen. Die Förderung der Projekte liegt in der Differenz zwischen dem Auktionspreis und dem Durchschnittspreis und die Vergütung wird für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren gezahlt (Derra 2013).

Der Preis wird das wesentliche Kriterium bei den Auktionen darstellen. Es erfolgt eine Unterscheidung in große und kleine Anlagen: Ein Viertel der auszuschreibenden Stromlieferungen soll auf Anlagen mit einer Leistung kleiner oder gleich einem Megawatt entfallen. Die Branche sieht in dem Bereich bis zu 1 MW ihre Nische für Photovoltaik- und Biogasgeneratoren.

Bewerber der Auktionen müssen verschiedene Vorqualifikationskriterien erfüllen. Die Anlagen müssen innerhalb einer bestimmten Frist die zugesagte Strommenge liefern können. Unter anderem sind Nachweise über Netzanschlussbedingungen, Umweltunbedenklichkeitserklärungen, die Finanzlage des Betreibers und Übereinstimmungen mit dem geltenden Flächennutzungsplan nötig. Zudem gelten Pflichten zur Einzahlung einer Kautions, um unseriöse Anbieter von einer Teilnahme abzuhalten. Die Auktionspreise werden für 15 Jahre garantiert.

Sonderregelungen soll es für Kleinerzeuger geben:

Für Mikroanlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 40 kW kommen weder Zertifikats- noch Auktionsmodell zur Anwendung. Das neue polnische Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht ab 2016 vor, dass an Betreiber von Kleinanlagen bis 1 MW 25 Prozent der auktionierten Fördermenge vergeben werden sollen.

EE-Kleinanlagen wird zudem eine feste Einspeisevergütung gesichert (Ivanov et al. 2014). Überschüssiger Strom, den diese Mikroinstallationen ins Netz einspeisen, wird durch eine Untergrenze der Einspeisevergütung von 80 Prozent des vom URE festgesetzten allgemeinen Strompreises festgelegt. Bei einem Strompreis von ca. 4 Euro-Cent/kWh sind dies aktuell etwa 3,2 Euro-Cent/kWh.

Es werden darüber hinaus Investitionskostenzuschüsse sowie unverzinsliche Kredite diskutiert (vergleichbar mit dem deutschen Marktanzreizprogramm) (Schwarzburger 2014). Der Nationale Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft NFOSIGW soll zwischen 2014 und 2016 rund 140 Millionen Euro (600 Millionen Zloty) für Mikroanlagen zur Verfügung stellen.

Kritiker des Auktionsmodells führen das Produktionsrisiko an und befürchten, dass EE-Produzenten verpflichtet werden, eine bestimmte Menge zu dem angebotenen Preis liefern zu müssen, was angesichts von Witterungseinflüssen eine Schwierigkeit darstelle. Die Überprüfung der Lieferung soll in Dreijahreszeiträumen stattfinden. Bei Unterschreiten der Menge werden Strafzahlungen fällig. Zudem werden weitere Risiken und Marktunsicherheiten befürchtet. Die Kritiker fühlen sich insbesondere durch den Marktzusammenbruch bei den grünen Zertifikaten im Jahr 2013 bestätigt (The Polish Wind Energy Association (PWEA) 2013). Ein weiteres Risiko des neuen Gesetzentwurfes sei, dass die Förderung von EE nicht verbindlich festgeschrieben ist. Chancen liegen jedoch in den verbindlichen Zielen der Nationalen Aktionspläne, welche Preis- und Absatzrisiken reduzieren. Der polnische Windenergieverband beurteilt die Reform insofern als positiv, als dass sie sich auf die Ziele des NREAP bezieht, der einen bedeutenden EE-Ausbau vorsieht. Die Photovoltaik-Branche hat den Gesetzesentwurf kritisiert, da dieser die Kohleindustrie bevorzugen würde und große PV-Anlagen im Wettbewerb mit Windenergieanlagen und Co-Feuerung angesichts der strikten Vorgaben keine Chance hätten. Begründet wird dies durch ungleiche Fristen der Bedingungserfüllungen: Windenergieanlagen haben 72 Monate Zeit, bevor die Lieferung des Stroms durchgeführt sein muss, PV-Anlagen 24 Monate (Schwarzburger 2014). Dies sei für neue Projekte zu kurz, da insbesondere Anschlussverträge mit Netzbetreibern, Baugenehmigungen und Projektplanungen durchgeführt werden müssen.

Sonstige

Finanzmittel für Investitionen in EE werden durch die Europäische Union, das Umweltministerium und lokale Förderprogramme zur Verfügung gestellt. Die Maßnahmen sind meist zeitlich befristet und haben ein begrenztes Budget (Rödl & Partner 2013a). Die EU-Fördermittel werden über verschiedene zentrale (z.B. NFOSIGW) oder regionale (z.B. WFOSIGW) Programme verteilt. Es gibt 16 regionale Programme für die 16 Wojewodschaften⁵ (Grzelak 2011). Im Folgenden werden die bedeutendsten Förderprogramme kurz dargestellt:

Der nationale Fonds für Umweltschutz und Wassermanagement fördert neben Projekten im Energiebereich eine große Anzahl an Umweltschutzmaßnahmen. Die Mittel des Fonds speisen sich zum einen aus inländischen Umweltabgaben, zum anderen aus europäischen

⁵ Als Wojewodschaften werden die polnischen Selbstverwaltungsbezirke bezeichnet. Sie entsprechen der politischen Struktur deutscher Bundesländer.

Fördermitteln. Das Budget für das für erneuerbare Energien und KWK relevante Programm lag zwischen 2009 und 2012 bei über 300 Millionen Euro (1.285 Millionen Zloty) (Winkel et al. 2011). Die Förderung durch das Programm beträgt bei einzelnen Vorhaben jeweils zwischen 1 und 12,5 Millionen Euro und ist auf 75 Prozent der Projektkosten beschränkt. Eine Förderung durch Kredite kann auch zusätzlich zu den Erlösen aus Herkunftszertifikaten erfolgen. 40 Prozent der Projektmittel zwischen 2009 und 2012 wurden für Biomasseprojekte, 25 Prozent für Windenergieprojekte, 20 Prozent für Geothermie- oder Wasserkraftprojekte und 15 Prozent für hocheffiziente KWK-Anlagen vorgesehen (Winkel et al. 2011). Weitere Technologien werden im Wärmebereich gefördert (siehe unten).

Auch die Einnahmen aus dem Handel mit Emissionszertifikaten, die Polen aufgrund seiner in der Vergangenheit erzielten Überschüsse zufallen, müssen nach dem Gesetz zielgerichtet für den Klimaschutz eingesetzt werden. Die polnische Regierung führte 2009 das Gesetz zum Handel mit Treibhausgasen ein. Dieses wurde 2012 angepasst. Das Gesetz setzte einen Rahmen für die Auswahl, die Bewertung und das Monitoring des *Green Investment Scheme* für Co-finanzierte Projekte (Ministry of the Environment and National Fund for Environmental Protection and Water Management 2014). Projektförderungen werden vom Fonds ausgeschrieben. Bis Ende des ersten Vierteljahres 2013 konnten 10 Verträge zum Verkauf im Wert von über 190 Millionen Euro vergeben werden. Die förderbaren Programmschwerpunkte sind in sieben verschiedene Tätigkeitsfelder unterteilt und beinhalten unter anderem Projekte im Bereich der EE, Energiemanagementmaßnahmen und Netzausbaumaßnahmen. Für die EE sind insbesondere der Part 2 *Agricultural biogas plants* zur Vermeidung von CO₂-Emissionen durch Biogasanlagen und der Part 3 *Biomass heat and power plant* zur Nutzung von Biomasse des Green Investments Schemes von Bedeutung (Winkel et al. 2011). Das Budget dieses Förderpakets unterteilt sich in verbilligte Investitionskredite und Förderungen (National Fund for Environmental Protection and Water Management 2009).

2.4.4 Erfolg der Instrumente

2.4.4.1 Wirkungen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien wurden in Polen erst in den letzten Jahren bedeutend ausgebaut. Sie leisten zum Primärenergieverbrauch mittlerweile einen Beitrag in Höhe von etwa 87.225 GWh/a. Dies entspricht in etwa 10,9 Prozent der gesamten Primärenergiegewinnung (2011) und konnte sich seit 2002 nahezu verdoppeln (vgl. Abbildung 45). Den größten Anteil am Ausbau der EE hat die Biomasse, welche in der Wärme- und der Strombereitstellung vertreten ist (siehe unten) (Bujanowski 2013).

Die festgesetzte Quote des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Höhe von 5,1 Prozent für das Jahr 2007 konnte mit 4,6 Prozent zunächst nicht erreicht werden. Die normalerweise fälligen Strafzahlungen wurden jedoch nicht oder nicht vollständig eingezogen (Europäische Kommission 2007). Die Zwischenziele für 2011/12 wurden von Polen dagegen bereits im Jahr 2010 übertroffen. Die alternative Gebühr, die von der Regulierungsbehörde festgelegt wurde, hat sich dabei als ein Haupttreiber des Ausbaus erwiesen und wirkte damit ähnlich wie eine Einspeisevergütung. Im Jahr 2012 konnte das Gesamtziel der Stromerzeugung aus EE um 14 Prozent übertroffen werden. Das Wachstum schwächte sich 2013 im Vergleich zum Jahr 2012 etwas ab. 2012 betrug der Zubau insgesamt 1.334 MW (Solarserver 2014).

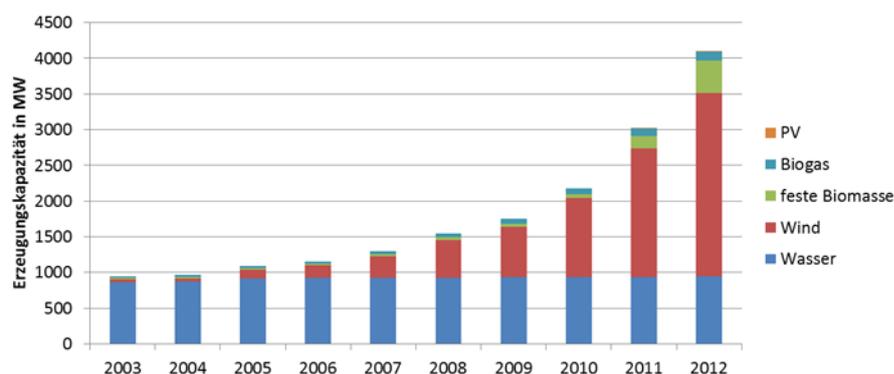
Tabelle 21: Ausbau der EE und Realisierung des Quotensystems in Polen von 2005 bis 2011

	Stromverkauf an Endabnehmer insgesamt GWh	Stromverkauf aus EE GWh	Anteil	Quotenverpflichtung	Ziel-Erfüllung
2005	108.625	3.760	3,46%	3,10%	112%
2006	112.338	4.221	3,76%	3,60%	104%
2007	114.243	5.230	4,58%	5,10%	90%
2008	121.180	8.458	6,98%	7,00%	100%
2009	116.456	10.097	8,67%	8,70%	99,66%
2010	121.296	12.615	10,40%	10,40%	100%
2011	121.300	12.664	10,44%	10,40%	100%

Quelle: nach Agentur für den Energiemarkt (ARE) in Giesek und Grzelak 2013

In Abbildung 44 und Abbildung 45 ist zu erkennen, wie sich der Ausbau der EE in Polen von 2003 bis 2012 entwickelt hat. Es ist zu erkennen, dass die installierten Kapazitäten stetig zunehmen.

Abbildung 44: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten aus EE in Polen (MW)

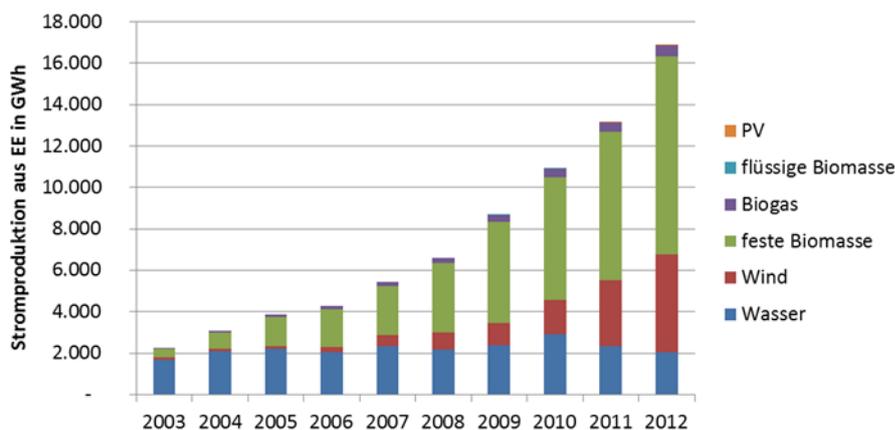


Quelle: Eigene Darstellung nach Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji und Ministerstwo Gospodarki Departament Energetyki 2013

Der Fonds für Umweltschutz und Wassermanagement hat zwischen 2009 und 2012 zum Bau von EE-Anlagen mit einer geschätzten Produktionskapazität von 1.882 GWh/a geführt. Dies entspricht ca. 47 Prozent der geplanten 4.000 GWh/a (European Regional Development Fund 2012). Die installierte Leistung wird auf 251 MW geschätzt und entspricht 31 Prozent der vorgesehenen 800 MW. Das Nichterreichen der Ziele des Programms wird auf den Mangel an geeigneten Bewerbern zurückgeführt, die die erforderlichen Unterlagen und Konzessionen vorweisen konnten. Des Weiteren können die Schwierigkeiten für Investoren genannt werden, die Investitionsentscheidungen abzuwägen und die Instabilität

der weiteren Gesetzgebung für EE einzuschätzen. Die Marktzusammenbrüche bei der Biomasse und beim Preis der Grünstromzertifikate spielen ebenfalls eine Rolle.

Abbildung 45: Entwicklung der Stromerzeugung in Polen aus EE (GWh/a)



Quelle: Eigene Darstellung nach Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji und Ministerstwo Gospodarki Departament Energetyki 2013

Im Rahmen des Green Investment Schemes wurden zwischen 2010 und 2013 14 Ausschreibungen durchgeführt (Ministry of the Environment und National Fund for Environmental Protection and Water Management 2014). Mit 249 Teilnehmern wurden bis Februar 2013 Vereinbarungen über den Bau von Anlagen mit einer Investitionssumme in Höhe von etwa 114 Millionen Euro getroffen. Davon entfallen 13 Prozent auf Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien. Der Hauptteil davon wurde an landwirtschaftliche Biogasanlagen vergeben.

Im Rahmen des Quotensystems wurden bisher vornehmlich die günstigeren Energieformen ausgebaut. Dies spiegelt sich in dem Preis für die Grünstromzertifikate wieder. Im Jahr 2012 fiel der durchschnittliche Preis für grüne Zertifikate um mehr als 10 Prozent im Vergleich zum vorhergehenden Jahr (von 65,58 Euro/MWh auf 58,58 Euro/MWh (von 281 Zloty/MWh auf 251 Zloty/MWh)). Das Handelsvolumen nahm um mehr als 34 Prozent zu. Dieser Preisverfall wird auf die legislative Unsicherheit zurückgeführt. Die Prinzipien, nach denen grüne Zertifikate zukünftig vergeben wurden, waren seit 2010 unsicher. Der Erlös für Produzenten von Strom aus erneuerbare Energien hängt von der Erzeugungstechnologie ab (RWE Polska Corporate Communications 2009). Die Marktunsicherheit setzt sich angesichts anhaltender Diskussionen über die Einführung eines polnischen EEGs bzw. Auktionssystems fort.

Die maximalen Kosten des EE-Ausbaus für die Endverbraucher können anhand der vorgeschriebenen Quoten für die Zertifikate sowie der maximalen Kompensationsgebühr berechnet werden (Kompensationsgebühr multipliziert mit der Quotenverpflichtung je MWh). Die Preisbelastungen betragen 2012 max. 0,71 Euro-Cent/kWh. Da die maximale Preisbelastung anhand der maximalen Kompensationsgebühr berechnet wird und die tatsächliche Preisbelastung bei Marktpreisen der grünen Zertifikate noch geringer ausfällt, sind die Förderkosten als sehr gering einzuschätzen.

Die Kehrseite der geringen Förderkosten ist, dass die Kosten für bestimmte erneuerbare Energieträger in Polen in der Vergangenheit keine bedeutenden Kostensenkungen erreichten. So liegt z.B. der Preis für Strom aus Windenergie im Jahr 2011 bei ca. 11,4 Euro-Cent/kWh und damit im internationalen Vergleich relativ hoch (Löffelsend 2013).

Tabelle 22: Energiekosten der Endverbraucher von 2010 bis 2012

Kosten für Endverbraucher (max.)		2010	2011	2012
Erneuerbare Energien	€/MWh	7,0	6,9	7,1
KWK (Kohle)	€/MWh	1,2	1,6	1,6
KWK (Gas)	€/MWh	1,0	1,0	1,1
KWK (Methan aus Bergbau)	€/MWh	0,0	0,1	0,1

Quelle: Poland Renewable Energy Country Profile 2011, und RWE 2013 S.14 - 15, ergänzt nach RWE Polska Corporate Communications 2009

• Biomasse und Biogas

Die dominierende Rolle für die gesetzten Ziele Polens zur Emissionsreduktion spielte die Biomassenutzung, welche durch das System der undifferenzierten Vergabe von grünen Zertifikaten für Versorger die günstigste Möglichkeit, insbesondere in Form der Co-Feuerung von organischen Abfällen bzw. Biomasse in Kohlekraftwerken darstellte. Der Anteil der Mitverbrennung an der Biomassestromerzeugung belief sich im Jahr 2012 auf 76 Prozent. Biomassekraftwerkskapazitäten sind 2013 um 166 MW auf 987 MW angestiegen (Zatorski und Kubas 2014).

Da die Biomasseerzeugungsleistung nicht gesondert ausgewiesen wird, wird der übergeordnete Beitrag der Biomasse-Co-Feuerung nur bei Ansicht der tatsächlichen Stromproduktion deutlich.

Es wird geschätzt, dass 2011 etwa 50 Prozent der Ausgaben für grüne Zertifikate auf Anlagen zur Mitverbrennung entfielen, was den Preisverfall der grünen Zertifikate begünstigt hat. Co-Feuerung wurde wegen der unklaren Förderbedingungen als unrentabel einstuft. Diese Ungewissheit hält viele Investoren von neuen Projekten ab (Germany Trade and Invest 2013e).

In der Dominanz der Biomasse wird das grundlegende Problem der Zertifikatsregelungen gesehen: Unternehmen, die seit mehreren Jahren bestehende Mitverbrennungsanlagen betreiben, werden begünstigt. Das gleiche gilt für die in Polen vorhandenen alten großen Wasserkraftwerke (zwischen 2005 und 2011 gelangten mehr als 70 Prozent der Herkunftsnachweise in diesen Energiewirtschaftssektoren). Demensprechend wurden in dem Bereich nur Anpassungen der bestehenden Kohlemeiler nötig und kein Ausbau an neuen, innovativen EE-Kapazitäten (Staroscik 2012).

Die Energieerzeugung aus Biogasanlagen hatte nach einem Zuwachs von 70 Prozent im Jahr 2010 einen Rückgang zu verzeichnen. Insgesamt wurden 2012 196 Biogasanlagen betrieben. Die gesamte elektrische Leistung dieser betrug 130 MW und die Stromerzeugung aus Biogas überstieg um 15 Prozent das angestrebte Ziel. Den größten Anteil an dieser Energieressource haben Anlagen auf Basis von Abfalldeponien sowie Kläranlagen (Staroscik 2012).

Im Jahr 2012 waren 32 landwirtschaftliche Biogasanlagen, darunter zwei Offgrid Mikroanlagen mit einer Kapazität von 30 kW, installiert. Die Förderhöhe für Biogasanlagen, welche sich aus dem Strompreis, dem Preis der grünen Zertifikate sowie Zertifikaten für effiziente KWK zusammensetzt, konnte sich bei rund 140 Euro/MWh (598 Zloty/MWh) für kleine Anlagen (<1 MW_{el}) sowie bei rund 124 Euro/MWh (532 Zloty/MWh) für größere Anlagen (>1 MW_{el}) etablieren (Interactive EurObserv'ER Database 2012). Wesentliche

Einflussfaktoren für den Ausbau von Biogasanlagen sind die europäische Finanzprogramme und der Nationale Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft (Staroscik 2012). Der Ausbauerfolg ist nur begrenzt auf das Quoten- bzw. Zertifikatesystem zurückzuführen.

Die Wärmeproduktion aus EE konnte insbesondere im Bereich der festen Biomasse deutlich gesteigert werden. 2012 war ein Anstieg von 37 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu beobachten. Einen Anteil an der Entwicklung macht die zunehmende Co-Feuerung von Anlagen aus, die in KWK betrieben werden. Kleine dezentrale Biomasseboiler machen davon nur einen geringen Anteil aus.

• Windenergie

Neben dem Ausbau der Biomasse wurde die Windenergie bedeutend vorangetrieben. Polen ist mittlerweile der größte Windenergiemarkt der neuen EU-Mitgliedstaaten. Die installierte Kapazität hat sich in den Jahren von 2010 bis 2012 mehr als verdoppelt. Mittlerweile wurden 743 Windenergie-Anlagen in Betrieb genommen (Stand: Juni 2013). (Bujanowski 2013) Die installierte Leistung der Windenergie lag 2013 bei 3.389 MW (Solarserver 2014). Der Ausbau der Windenergie verlief schneller als im NREAP zunächst angedacht. Unsicherheiten aufgrund möglicher Gesetzesänderungen führten 2013 jedoch zu einer Destabilisierung der Marktentwicklung (EWEA 2013).

Der Ausbauerfolg der Windenergie der letzten Jahre ist vor allem auf das System der grünen Zertifikate und verschiedene Subventionsprogramme zurückzuführen. Bei den im Rahmen des Zertifikatssystems vergebenen Promessen für grüne Zertifikate dominierten 2011 Windenergieanlagen (225 Anlagen, Leistung von 4876,9 MW). Dies entspricht 98 Prozent der neu vergebenen Promessen für EE im Jahr 2011 (Giesek und Grzelak 2013).

Weitere Investitionen in die Windenergie Polens können auf EU-Zuschussprogramme zurückgeführt werden. Zwischen 2012 und 2013 wurde die Hauptfinanzierung von Windenergievorhaben durch das „Operationelle Programm für Infrastruktur und Umwelt“ getragen (Staroscik 2012). Mit diesem sollten zwischen 2007 und 2013 neue Energiekapazitäten in Höhe von 690 MW erreicht werden. Die EU-Mittel für Energiesicherheit, einschließlich Diversifizierung der Energiequellen betragen 974 Millionen Euro. Der nationale öffentliche Finanzierungsbeitrag belief sich auf rund 719 Millionen Euro (Europäische Union 2007).

Offshore wurden bisher keine Anlagen errichtet. Allerdings wurden 65 Anträge gestellt, von denen 25 Genehmigungen ausgestellt wurden und sich derzeit in unterschiedlichen Verfahrensstadien befinden (Cetnarski 2013a).

Bei den als Mikroanlagen klassifizierten Windenergiesystemen wurden im Strombereich insbesondere Kleinwindanlagen ausgebaut. Die Gesamtzahl in diesem Segment wird 2012 auf 3.000 Anlagen geschätzt. Die durchschnittliche Leistungsgröße beträgt drei Kilowatt. Sechs Prozent der Anlagen sind netzgebunden (Institute for Renewable Energy 2013).

• Solarenergie

Photovoltaik spielt bei der Energiebereitstellung bislang eine untergeordnete Rolle. Die Stromproduktion aus PV lag 2012 bei 1,1 GWh (Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji und Ministerstwo Gospodarki Departament Energetyki 2013). Die installierte Kapazität lag im 1. Quartal 2013 bei etwa 3,5 MW maximal möglicher Leistung (Repetzki 2013a). Den Hauptteil der Anlagen machen Wohn- und Gewerbedachinstallationen aus. An das allgemeine Stromnetz angeschlossen sind davon ca. 1 MW maximal möglicher Leistung. Einen bedeutend höheren Anteil am polnischen Photovoltaikmarkt besitzen kleine Mikroanlagen (>40 kW), die nicht an das Stromnetz angeschlossen sind. Für Ende 2012 wurde die installierte Kapazität für den Offgrid-Bereich auf 2,0 MW maximal möglicher

Leistung geschätzt (EurObserv'ER 2013). Freiflächenanlagen befinden sich noch in der Entwicklung.

Die bestehenden Förderungen werden als zu gering angesehen, um Investoren anzulocken. Hinzu kommen hohe Anforderungen für die Genehmigung von Anlagen (PV Legal 2012).

- **Sonstige**

Wasserkraftwerke stellten im Jahr 2012 im Bereich der erneuerbaren Energien etwa 22 Prozent der elektrischen Energie bereit, meist aus bereits bestehenden Anlagen. Im Strommix Polens beruhten 2012 rund sechs Prozent auf der genannten Technologie (Staroscik 2012). 2012 waren 727 Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 937 MW in Betrieb. Die meisten davon sind kleine Anlagen.

Angesichts der unklaren Förderpolitik wurden verschiedene Investitionen in EE verzögert und besonders Kohlekraftwerke mit Co-Feuerung sowie große, teilweise veraltete Wasserkraftwerke begünstigt (Friedman 2013).

Eine untergeordnete Rolle spielt die Nutzung von Geothermie. In der Roadmap „Energy Policy of Poland until 2030“ wird ihr Anteil im Jahr 2030 auf drei Prozent (ohne Wärmepumpen) geschätzt. Wärmepumpen werden auf 2,5 Prozent taxiert. Geothermie wird hauptsächlich zur Wärme- und nicht zur Stromerzeugung verwendet und die gesamte installierte geothermische Wärmeleistung betrug im Jahr 2013 ca. 488 MW_{th} mit einem Wärmegewinn von rund 762 GWh/a (Kepinska 2010). Im Wärmepumpensektor wurde in den letzten Jahren ein verstärktes Wachstum beobachtet. Im Jahr 2013 belief sich die Gesamtkapazität durch Wärmepumpen auf 390 MW. (Kepinska 2010) 2012 wurden zudem sechs Fernwärmekraftwerke mit einer kumulierten Kapazität von 101,9 MW_{th} betrieben. Ein wesentlicher Faktor für die Entwicklung des Marktes in der Vergangenheit waren die Fördermittel. Es wird erwartet, dass zukünftig weniger geothermische Bohrungen durchgeführt werden. Gründe liegen im Auslaufen der Finanzierung durch den nationalen Fonds für Umweltschutz und Wassermanagement. Die gesetzten Ziele für 2020 sind 2012 zu sieben Prozent im Bereich der Geothermie und zu 27 Prozent bei den Wärmepumpen erfüllt (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2014a).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Quotenverpflichtungen 2007 noch zu keinem Ausbau an EE führten. Erst durch striktere Regeln und fällige Strafzahlungen wurden die Ziele ab 2008 verzögert erreicht. Bisher werden die Ziele primär durch Biomasse erfüllt. Polen konnte wegen seiner Fokussierung auf den günstigsten Preis zum Zeitpunkt der Errichtung der EE-Anlage - außer bei der Co-Feuerung von Biomasse und bei Onshore-Windenergie - keinen bedeutenden EE-Ausbau erzielen. Der Ausbau von Biogas geht zum Großteil auf diverse nationale und europäische Fördermittel zurück. Es dominiert noch die Nutzung von Deponie- und Klärgas. Photovoltaik spielt in Polen bislang eine marginale Rolle. Sie entwickelt sich unabhängig von den Förderinstrumenten. Förderprogramme und Erdgaspreissteigerungen führten zu einem Marktwachstum bei Solarthermieanlagen.

2.4.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

Tabelle 23 stellt die Arbeitsplatzzahlen im Bereich der erneuerbaren Energien und die Umsätze der EE-Branchen in Polen für die Jahre 2011 und 2012 dar. Bei den Umsatzzahlen handelt es sich um die Umsätze von Unternehmen, die in der Herstellung, Distribution und Installation von Anlagen sowie Wartung und Betrieb in den jeweiligen Technologiesegmenten in Polen tätig sind. Nicht enthalten sind Umsätze, die durch den Verkauf und Vertrieb von Elektrizität bzw. Wärme entstehen.

Tabelle 23: Sozio-ökonomische Entwicklung im Bereich der EE in Polen im Vergleich von 2011 zu 2012

	Arbeitsplätze		Umsatz (Mio. €)	
	2011	2012	2011	2012
Wind	1.600	2.815	700	1.260
Photovoltaik	400	420	10	14
Solarthermie	2.000	2.540	200	241
Wasserkraft (groß und klein)	950	950	80	80
Geothermie	150	200	15	30
Wärmepumpen	500	560	50	65
Biogas	250	320	40	50
Abfall	50	50	k.A.	k.A.
feste Biomasse	19.050	20.500	1.850	1.990
Summe	24.950	28.355	2.945	3.730

Quelle: EurObserv'ER 2013

Mit Abstand die größten Zahlen bei Arbeitsplätzen und Umsatz konnten im Bereich fester Biomasse generiert werden, gefolgt von der Windenergiebranche. In dieser ist ein deutlicher Anstieg der gegebenen Indikatoren im Vergleich zu 2011 zu erkennen. Bedeutende Beschäftigungseffekte können zudem im Bereich der Solarthermie ausgemacht werden, was auf den Anstieg der Kollektorkapazitäten zurückzuführen ist. So führte die Solarthermie noch im Jahr 2011 zu mehr Arbeitsplätzen als im Bereich der Windenergie, wo eine deutlich höhere installierte Leistung vorlag. Ein relativ hohes Wachstum ist zudem im Biogasbereich zu verzeichnen.

Angesichts des geringen PV-Ausbaus sind die Wertschöpfungseffekte im Photovoltaik-Segment gegenwärtig von untergeordneter Bedeutung. Auch bei der Wasserkraft sind die Beschäftigungseffekte und Umsätze eher gering.

Trotz der geringen Energieabhängigkeit in Höhe von nur 33 Prozent sind die Wertschöpfungseffekte durch die Bereitstellung von Wärme- bzw. Strommengen als bedeutend einzuschätzen. Die Eigenproduktion verringert Importe von Gas und weiterer fossiler Energieträger (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2014a). Das DLR berechnete in einem Szenario zur möglichen Entwicklung erneuerbarer Energien in Polen, dass durch einen Umstieg auf selbige bis 2050 insgesamt 98 Milliarden Euro an Brennstoffkosten für die Stromerzeugung gespart werden könnten. Diese Einsparungen würden damit fast drei Viertel der zusätzlichen Investitionen decken, die für den Ausbau erneuerbarer Energien notwendig sind (DLR 2013). Das Szenario eines starken Ausbaus der auf knapp 90 Prozent EE an der Stromerzeugung und auf 75 Prozent bei der Wärmeerzeugung bis 2050 wird vom DLR als langfristig ökonomisch sinnvoll berechnet. Die Erzeugungskosten für Strom würden bis 2020 leicht ansteigen. Im Jahr 2050 würden die Kosten zur Stromerzeugung allerdings um 3,6 Cent je Kilowattstunde geringer liegen als im Referenzszenario (Greenpeace und DLR 2013).

Die Außenhandelsbilanz Polens ist insgesamt negativ. Es ist anzunehmen, dass ein Großteil der Wertschöpfungseffekte durch den Bau von Anlagen auch im Ausland wirksam wird. Bedeutende Einfuhren nach Polen sind Maschinen- und Transportausrüstungen (33,3 Prozent) (Germany Trade and Invest 2011b). Allerdings werden auch bedeutende Ausfuhren im Bereich Maschinen- und Transportausrüstungen (40,5 Prozent) getätigt. Es ist daher anzunehmen, dass etablierte inländische Unternehmen auch am EE-Ausbau im Ausland partizipieren.

Szenarien, die den Ausbau der Mikroanlagen auf Basis des aktuellen NREAP annehmen, sehen bis 2020 ein Potenzial von 53.000 neuen Jobs vor. Davon könnten 14.600 in der Produktion und 13.900 in der Installation der Anlagen entstehen (Institute for Renewable Energy 2013). Der Hauptteil wird im Bereich der Biomasseboiler (32.800) sowie Solarthermieanlagen (12.400) angenommen, sofern die Co-Feuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken zukünftig weniger gefördert wird.

Marktunsicherheiten wurden stellenweise durch unklare Fördergesetzgebungen verursacht, was zu negativen Effekten geführt hat (Friedman 2013). Im Folgenden werden die wesentlichen Branchensegmente der EE in Polen genauer dargelegt.

- **Biomasse und Biogas**

Sowohl die Branchenumsätze als auch die Arbeitsplätze sind in Polen bei der Nutzung fester Biomasse insgesamt am höchsten. Rund 200 Unternehmen sind in verschiedenen Segmenten des polnischen Biomassemarktes aktiv, darunter Produktion, Verteilung und Transport. Der Hauptteil der produzierten Biomasse basiert auf Holz, Pellets und Briketts aus Sägespänen.

In 30 der 39 polnischen Kohlekraftwerke wird Biomasse mitverbrannt (Interactive EurObserv'ER Database 2013). Polnische Energiekonzerne wie PGE oder Tauron zählen damit zu den Spezialisten für Co-Feuerung. Die Rohstoffgewinnung führt an dieser Stelle zu erhöhter Wertschöpfung. So wurden als Reaktion auf die Förderung der Mitverbrennung und damit einhergehend wachsender Nachfrage riesige Anbauflächen mit Energiepflanzen angelegt. Die Gesellschaft International Paper Kwidzyn plant z.B. die Anlegung einer Fläche von bis zu 25.000 Hektar. Zunehmend wird der Biomassebedarf der Co-Feuerung allerdings aus dem Ausland gedeckt (Staroscik 2012). Importe kommen aus Osteuropa, Afrika und Asien. Zukünftig wird daher ein bedeutender Anteil der Wertschöpfungseffekte, die durch die Gewinnung der Biomasse entsteht, im Ausland anfallen.

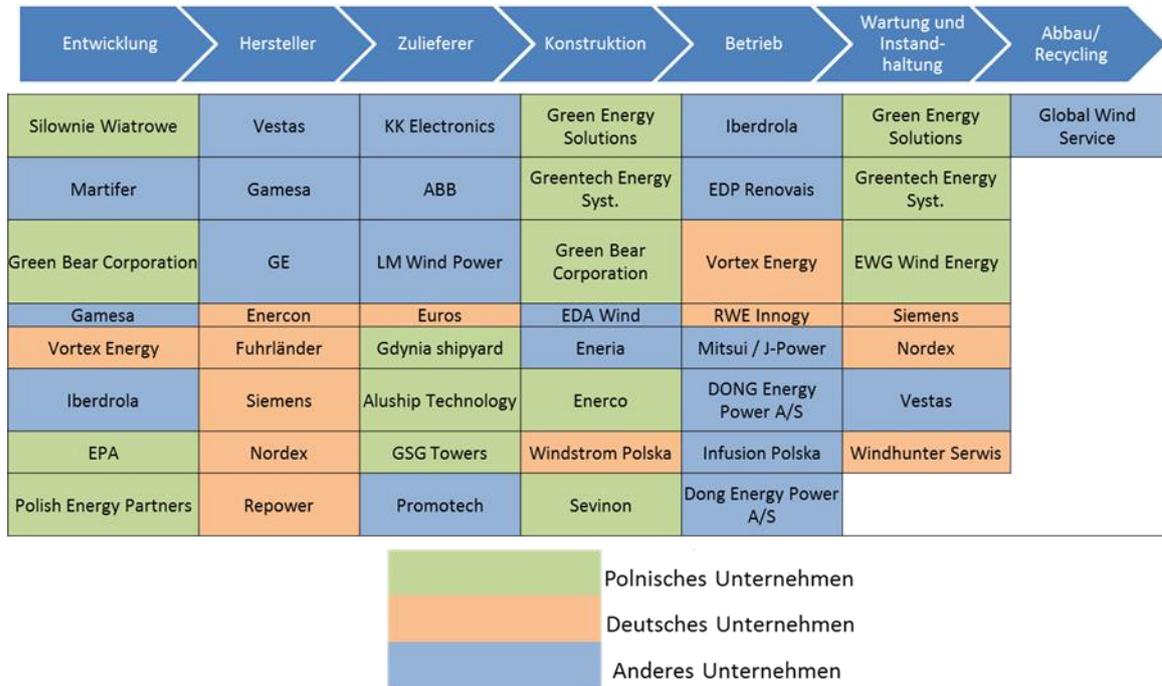
2013 wurden drei weitere Kraftwerksplanungen, die neben Kohle eine Mitverbrennung von Biomasse vorsehen, zunächst gestoppt, da unklar war, ob die kalkulierten Zuschüsse für die Mitverbrennung zukünftig gewährt werden (Wozniak 2014). Mit dem Preisrutsch der Zertifikate sind viele Biomassehersteller in finanzielle Unsicherheit geraten, was auf geringere Steuereinnahmen und eventuelle Arbeitsplatzverluste in diesem Segment hindeutet.

Das Potenzial für dezentrale Anlagen wird als sehr hoch eingeschätzt, da die bisherige Art der Nutzung der Co-Feuerung einen Verdrängungseffekt für kleine Biomasseanlagen zur Folge hatte. So konnte 2012 ein zunehmendes Interesse an Biomasse-Heizkesseln auf dem Markt beobachtet werden. Angesichts der Ausbauaktivitäten und steigenden Umsätze in den letzten Jahren ist mit steigenden Wertschöpfungseffekten durch Biogasanlagen zu rechnen. So bedeuten die Ausbaupläne der Regierung eine Errichtung von 2.500 Biogasanlagen bis 2020 (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2014b).

- **Windenergie**

Die Beschäftigung in der Windbranche lag 2012 bei 2.815 direkten und indirekten Arbeitsplätzen (vgl. Tabelle 23). Die Wirkung dieser Beschäftigungen ist insofern bedeutend, als dass die durchschnittlichen Bruttolöhne nach Angaben der European Wind Energy Association (EWEA) mit 1.500 Euro über dem polnischen Einkommensdurchschnitt liegen.

Abbildung 46: Wertschöpfungskette der Windenergie in Polen



Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung nach EWEA 2013

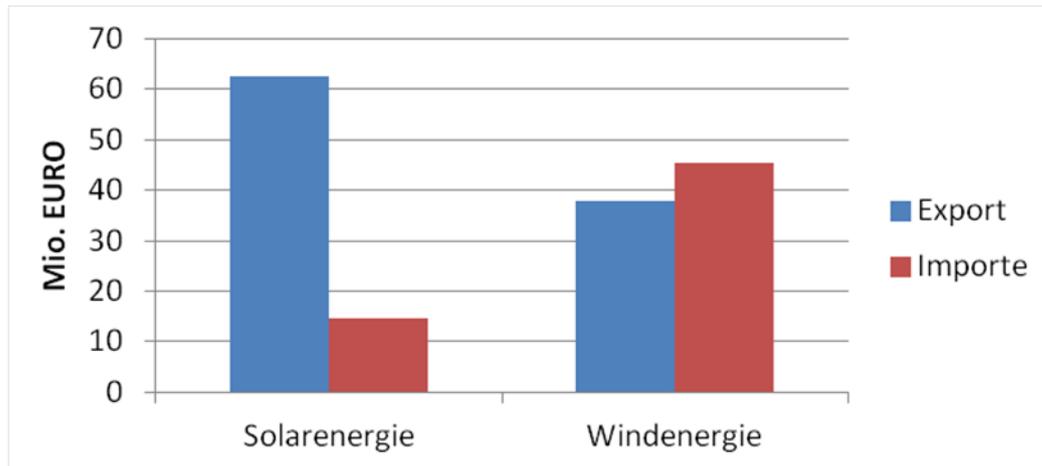
Die Wertschöpfungskette der Windenergie in Polen ist laut einer Studie über neue europäische Windenergiemärkte der EWEA charakterisiert durch eine große Anzahl an Unternehmen, die integrierte Leistungen anbieten. Darunter fallen Design, Konstruktion, Betrieb und Wartung von Windparks. Die Herstellung von Windkraftanlagen in Polen steht noch am Anfang:

- Der Branchenverband PSEW identifiziert in Polen 19 Hersteller von Schlüsselkomponenten und 14 Produzenten von Zulieferkomponenten für Windkraftanlagen. Der Anteil heimischer Anbieter wächst allmählich, vor allem in den Bereichen Elektronik, Messgeräte, Software und Rotorblätter.
- Die Danziger Werft stellt Türme für Windenergieanlagen her, u.a. für Vestas. Auf dem wachsenden Markt der Kleinanlagen sind rund 130 Akteure tätig, die ganze Systeme oder Teile herstellen oder importieren.

Die meisten polnischen Akteure im Bereich der Windenergie sind Tochtergesellschaften ausländischer Firmen (Germany Trade and Invest 2013b). Genaue Zahlen zum aktuellen Anteil der Abdeckung entlang der kompletten Wertschöpfungskette sind nicht vorhanden. Während eine Reihe an polnischen Unternehmen inzwischen in der Entwicklung, Konstruktion, Wartung- und Instandhaltung tätig ist, war 2012 noch kein polnischer Anlagenhersteller vertreten. Einige Mischunternehmen haben sich in Teilssegmenten herausgebildet. So sind Unternehmen wie Windstrom Polska und Windhunter Serwis deutsch-polnische Kooperationen.

Laut Angaben von Germany Trade and Invest sind Investitionsprojekte auf Technologien und Know-how aus dem Ausland angewiesen (Germany Trade and Invest 2013b). Fünf große Entwickler stehen für fast die Hälfte der Windenergiekapazität in Polen (EWEA 2013). Davon sind vier ausländische Entwicklungsunternehmen.

Abbildung 47: Jährliche Exporte und Importe im Segment der Solar- und Windenergie in Polen (Durchschnitt 2010-2012)



Quelle: Eigene Darstellung nach European Commission 2014

Die Ausgangsbasis für eine Erweiterung der inländischen Produktion und damit einhergehender Wertschöpfungseffekte war gerade im Windenergiesegment gut, wurde aber nicht entsprechend genutzt (Stoerring und Hvelpund 2003). Die wesentlichen Komponenten für Windenergieanlagen könnten polnische Unternehmen übernehmen, da Windenergieanlagen auf traditionellen Branchen wie Stahlerzeugung und Metallurgie (Konstruktion von Türmen, Getrieben, Rotornaben), mechanischer Industrie (Generator, Getriebe, Bremsen etc.) und Aeronautik (Rotorblätter) aufbauen. In diesen Feldern liegen Stärken der polnischen Industrie.

Offshore-Windenergie bietet zukünftig Chancen für die Hafenentwicklung, den Schiffbau, den Stahlbau und weitere Industrieansiedlung (Cetnarski 2013a). Als ein Beleg dafür plant die Stettiner Werft Christ zusammen mit der Agentur für Industrieentwicklung und Bilfinger Berger eine Produktionsstätte für Elemente von Offshore-Anlagen.

Trotz der unklaren Entwicklung der weiteren Gesetzgebung waren auf dem polnischen Energiemarkt schon 2013 mehrere Großunternehmen tätig, die EE-Projekte entwickelten und veräußerten. So wurde von RWE Renewables ein Windpark mit einem Investitionsvolumen in Höhe von über 70 Millionen Euro und einer Leistung von 39 MW in Betrieb genommen. Erweiterungen auf 100 MW sind geplant (Mrowiec und Rödl & Partner Posen 2013).

• Solarenergie

2012 gab es 420 Beschäftigten in der PV-Branche (vgl. Tabelle 23). Trotz des geringen Ausbaus der Photovoltaik in der Vergangenheit hat die Zahl der in diesem Bereich arbeitenden Firmen zugenommen. Im Jahr 2007 waren sechs Solarfirmen auf dem polnischen Markt präsent. Im Jahr 2013 belief sich die Zahl auf ca. 200. Im Jahr 2013 wurde auch der polnische Photovoltaik-Verband (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Fotowoltaicznej – PSEF) gegründet (Neumann 2013). Die ersten Unternehmen waren primär im Export tätig, was sich in der Außenhandelsbilanz widerspiegelt. 2013 waren 141 Firmen mit der Installation von Photovoltaikanlagen im Inland beschäftigt (Repetzki 2013a). Die meisten Firmen der PV-Branche sind klein und haben bis zu 20 Mitarbeiter (Repetzki 2013b). 90 Prozent der Unternehmen vertreiben Module und Zubehör. 72 Prozent bieten schlüsselfertige Anlagen an. Etwa 20 Unternehmen entwickeln PV-Kraftwerke.

Die inländisch verbauten Module werden mehrheitlich importiert: Im Jahr 2012 wurden über 93.000 Photovoltaik-Paneele mit einer Kapazität in Höhe von 23 MW in Polen verkauft. 96 Prozent davon stammen aus Importen, v.a. aus China, Deutschland, Kanada und Japan. Die gesamte inländische Herstellungskapazität von Photovoltaik-Modulen betrug 2012 ca. 580 MW (Repetzki 2013b).

Im Gegensatz zur PV führte der Ausbau der Solarthermie in den letzten Jahren zu größeren Wertschöpfungseffekten. Die Mehrheit der Beschäftigten sind im Vertrieb und der Montage von Solaranlagen tätig, 30 Prozent in der Herstellung von Solarkollektoren. Der Ausbau der Solarthermie würde nach den Plänen der Regierung mit Arbeitsplatzentwicklungen in Höhe von ca. 30.000 Beschäftigten bis 2020 einhergehen. Auf dem polnischen Markt agieren über 70 inländische Produzenten und Handelsvertretungen ausländischer Hersteller (Grzelak 2011).

2.4.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

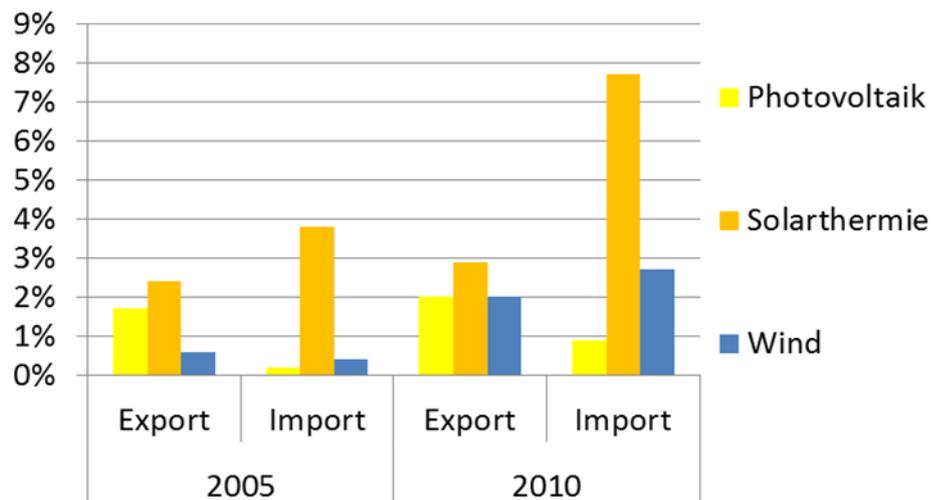
Die in der Vergangenheit auf Quotenregelung und Herkunftszertifikate setzende Strategie Polens förderte primär die Biomassemitverbrennung in konventionellen Kohlekraftwerken. Ergo ergaben sich primär Chancen für konventionelle Technologieanbieter und Anbieter für die Optimierung der Mitverbrennung sowie Anbieter von Rohstoffen (Biomasse).

Ein Nachteil des Zertifikatmodells liegt unter anderem im Risiko der schwankenden Preise für Stromerzeuger: Lag der Preis für ein Grünstromzertifikat 2011 noch bei über 70 Euro/MWh (300 Zloty/MWh), waren Anfang 2013 zu viele Zertifikate auf dem Markt verfügbar, was den Preis auf rund 23 Euro/MWh (100 Zloty/MWh) sinken ließ (Repetzki 2013c). Gleichwohl konnten große deutsche Energieversorger in den entstehenden Märkten Polens tätig werden und Chancen nutzen.

Seit 2010 führten die andauernden Diskussionen über die Weiterentwicklung der Förderinstrumente zu deutlichen Unsicherheiten in der Energiebranche. Bei Quotenmodellen fällt den Investoren die Berechnung von zukünftiger Profitabilität sowie Payback-Zeit schwer, was sich in Polen insbesondere an unerwarteten Preisentwicklungen bei grünen Zertifikaten gezeigt hat.

Im Bereich der Windenergie, der Photovoltaik und der Solarthermie spielte Polen im internationalen Vergleich im Jahr 2010 eine untergeordnete Rolle für den deutschen Handel. Verglichen mit der Situation im Jahr 2005 ist eine leicht steigende Tendenz, insbesondere bei Solarthermiekomponenten, zu erkennen (vgl. Abbildung 48).

Abbildung 48: Anteile Polens an den deutschen Exporten und Importen bei Komponenten zur potentiellen Nutzung erneuerbarer Energien



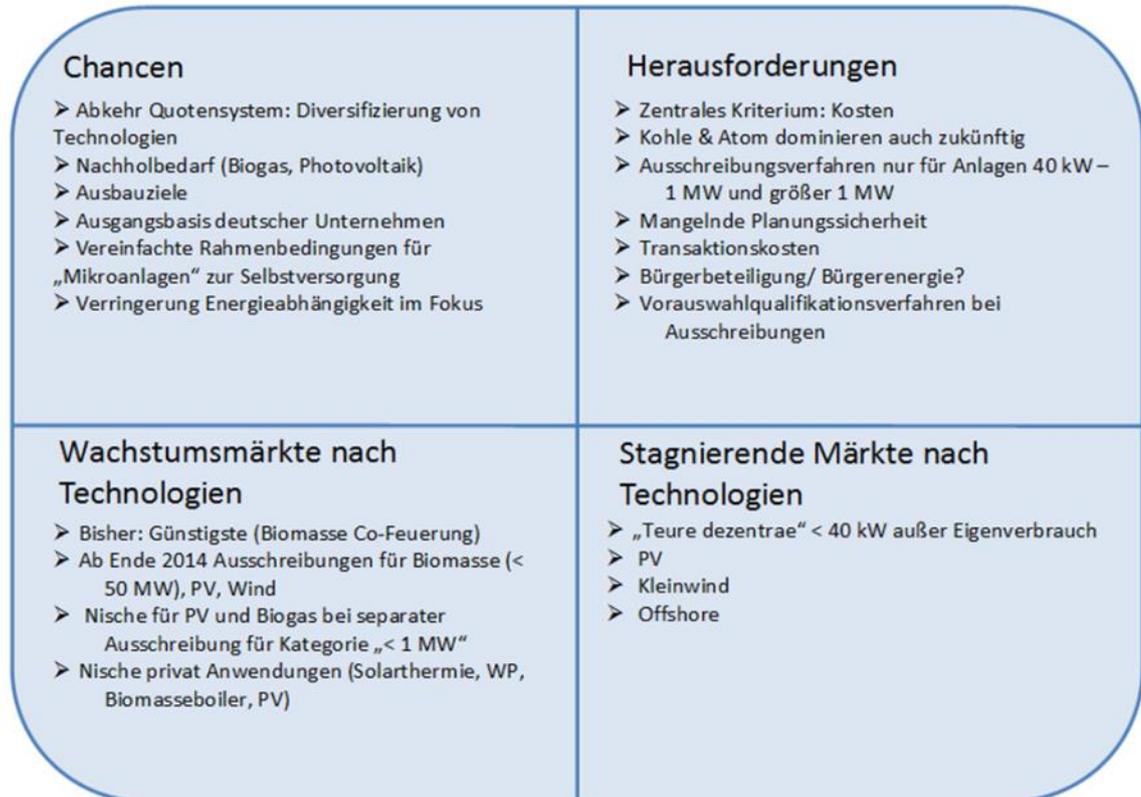
Quelle: Eigene Darstellung nach Groba und Kemfert 2011

Förderlich für den deutsch-polnischen Handel ist die bereits gute Ausgangsbasis. Deutsche Hersteller von Windenergieanlagen dominieren den Markt bei neu installierten Anlagen. Es gibt zudem zahlreiche Ableger deutscher Unternehmen in Polen, die in verschiedenen Technologiesegmente tätig sind. Auch in anderen Bereichen sind Anknüpfungspunkte für deutsche Unternehmen gegeben. So wurde z.B. ein Projekt zur Gasaufbereitung von der polnischen Niederlassung von MT-Energie gemeldet (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) 2014b). Auch politisch ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Polen und Deutschland gewollt. Jüngst wurde ein Ausschuss zur Unterstützung der deutsch-polnischen Zusammenarbeit im Bereich der nachhaltigen Energieerzeugung einberufen (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2014c).

Einen positiven Einfluss auf die Marktentwicklung könnte zukünftig der große Ersatzbedarf an Kraftwerken haben (schlechte, altersbedingte Anlagenzustände, veraltete Technologien für die Kohleverbrennung). Auch steigende Energiepreise in Polen, eine steigende Nachfrage nach Energie sowie verschärfte Emissionsanforderungen der EU und Umweltschutzaufgaben eröffnen positive Rahmenbedingungen für Investitionen im Bereich der Energieerzeugung (Gieseck und Grzelak 2013).

In Zukunft wird die Reform der Förderinstrumente primär auf Ausschreibungsmodellen beruhen und nicht auf zwischenzeitlich angenommenen Einspeisetarifen. Dieser Systemwechsel wird weitreichende Implikationen gegenüber der vorab angenommenen Einführung von festen Einspeisevergütungen haben, auch für den deutschen Export.

Abbildung 49: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien in Polen



Quelle: Eigene Darstellung

Der Systemwechsel von einem Quotenmodell hin zu einem Ausschreibungsmodell führt einerseits zu der Chance, die eingesetzten EE zu diversifizieren und durch feste Rahmenbedingungen neue Märkte entstehen zu lassen. Andererseits werden bis auf die Differenzierung der Größe der Anlagen keine spezifischen Anlagen ausgeschrieben. Somit werden weiterhin Technologien wie Biomasse mit Verbrennung oder Onshore-Windenergieparks großer Betreiber die günstigste Energieform darstellen. Hier ergeben sich Chancen für bereits etablierte deutsche Unternehmen, wie RWE. Es ist zu anzunehmen, dass Großunternehmen noch am ehesten die beim Ausschreibungsmodell zu erwartenden Markteintrittsbarrieren und Transaktionskosten meistern können. Hohe Transaktionskosten und Risiken könnten zu Hemmnissen führen. Bei Photovoltaik-Projekten stellt z.B. die bereits angekündigte Frist zwischen Antragsbescheid und der zu garantierenden Lieferung der Strommenge von 24 Monaten eine Herausforderung dar.

Für kleine Unternehmen mit geringer Wirtschaftskraft und damit begrenzter Risikostreuung sind die Marktchancen im Zuge der geplanten Ausschreibungen auf die privat installierten Mikroanlagen beschränkt. Ein hypothetischer Export des Bürgerenergie-Modells ist nicht verankert und bei Ausschreibungen zukünftig auch nicht zu erwarten. Mikroanlagen werden gegenwärtig und zukünftig primär für den Eigenverbrauch errichtet. Kleine Photovoltaik-Anlagen werden voraussichtlich nicht rentabel sein - können aber aufgrund der geplanten Vereinfachungen, der vergangenen Kostensenkungen und dem Wunsch nach Energieunabhängigkeit zukünftig ein gewisses Marktpotenzial und damit einhergehende Exportchancen eröffnen. Vorteilhaft für solch kleine Projekte sind die zukünftig vereinfachten Anforderungen für PV-Mikroanlagen (bis 40 kW Leistung) (Mrowiec und Rödl & Partner Posen 2013). In der Vergangenheit waren für eine weitere Entwicklung dieses Marktes

insbesondere Subventionen in Form von Förderprogrammen, Vorzugskrediten und Zuschüssen für internationale Investoren bedeutend (Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) 2013). Der weitere Einsatz dieser Mittel ist abzuwarten.

Bedeutende zukünftige Märkte können angesichts der offiziellen Planungen in folgenden Bereichen erwartet werden. Sie sind angesichts der noch nicht verabschiedeten Reform und wiederholt abgeänderten Fördermodellen jedoch mit Unsicherheiten behaftet:

- Windenergie: Der geplante Ausbau der Windenergie auf 6,5 GW Gesamtleistung bis 2020 geht mit geschätzten Investitionen in Höhe von ca. 10 Milliarden Euro einher (Cetnarski 2013b). Der Ausbau im Offshore-Bereich würde bei den geplanten 500 MW Leistung bis 2020 zusätzlich ca. 111 Anlagen erfordern. Die Entwicklung der Offshore-Energie ist angesichts der hohen Kosten und des geplanten Ausschreibungsverfahrens fraglich.
- Biomasse: Aufgrund der günstigen Kosten für die Co-Feuerung ist in dem Bereich ein stärkeres Wachstum im Vergleich zu den im NREAP dargelegten Zielen bis 2020 denkbar.
- „Marktnische“ für PV-Anlagen und kleine Erzeuger: Eventuell können PV-Anlagen und kleine Erzeuger (z.B. kleine Biogasanlagen) von den separat geplanten Ausschreibungen bis zu einer Leistung von 1 MW profitieren. Wie dieses Verfahren bei kleinen Anlagen durchgeführt werden soll, ist noch offen.
- Biogasanlagen: Offizielle Pläne für Biogasanlagen sehen einen Ausbau auf 980 MW Leistung vor. Dies erfordert damit zusätzliche 852 MW, was ca. 2.500 neuen Biogasanlagen entspricht (Katin 2012).
- Mikroanlagen: Vereinfachte Genehmigungen für Mikroanlagen lassen bei weiteren Förderungen durch nationale und europaweite Förderprogramme Marktchancen erwarten.

Eine starke Marktentwicklung oder gar Übererfüllung der im NREAP festgelegten Ziele für einzelne Technologiesegmente ist auch bei anspruchsvollen Ausschreibungen nicht zu erwarten: Kohle- sowie Atomkraftwerke sollen laut der offiziellen Strategie eine langfristige Zukunft im polnischen Energiemix haben (laut Strategiepapier bis mind. 2060). Angesichts der dargelegten Intention der Regierung, Kosten bei der Förderung zu sparen (40 Prozent), ergeben sich auch zukünftig primär Marktchancen für die zum jeweiligen Zeitpunkt günstigsten erneuerbaren Energien.

Wiederholte Ankündigungen einer Reform des polnischen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes seit 2010 haben bereits in der Vergangenheit zu falschen Erwartungen und Marktunsicherheiten geführt. Dazu zählt insbesondere die Ankündigung einer Einspeisevergütung. So war zwischenzeitlich ein Stopp an Investitionen bei Anlagen zur Biomassemitverbrennung zu beobachten. 2013 wurde geplant, die Förderung für Biomassemitverbrennung um 50 Prozent zu kürzen, bei Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 1 MW sollte die Unterstützung komplett wegfallen. Die seit 2010 wechselnden politischen Zielvorgaben zeugen von innerpolnischen Zielkonflikten, die einen langfristig belastbaren Förderrahmen für EE insgesamt als unwahrscheinlich erscheinen lassen.

Bei Wasserkraftwerken wird angenommen, dass diese von den bestehenden Energiegruppen in Polen dominiert werden und nicht von Privatinvestoren (Ivanov et al. 2014). Gleichwohl könnten in der Zulieferung von Komponenten bereits etablierte Unternehmen tätig werden. Aufgrund der Marktreife kann für diesen Bereich angenommen werden, dass Potenziale zur Zusammenarbeit bereits gehoben sind.

2.5 USA

2.5.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- Seit 2008 rutschten die USA bei den Investitionen in EE hinter China und Europa auf den dritten Platz ab.
- Bei der Energiewende setzen die USA neben EE auch auf Schiefergas, CCS und Atomenergie.
- Der angestoßene EE-Ausbau durch die Politikinstrumente fokussiert bisher auf Onshore-Windenergie und Solarenergie.
- Das Fördersystem führte bei PV und Windenergie in der Vergangenheit zu einem sehr volatilen Inlandsmarkt.
- Die USA sind weltweit führend bei der installierten Stromerzeugungskapazität von Geothermie.

Local Content

- Die PV-Industrie sieht sich zunehmender Konkurrenz gegenüber. Local Content-Regelungen waren wegen Ausweichverhalten bisher nicht erfolgreich.
- Im Windenergiesegment ist durch den verstärkten Ausbau ein steigender Anteil lokaler Wertschöpfung zu beobachten.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Die Ebene der Bundesstaaten spielt gegenwärtig die entscheidende Rolle bei der Förderung erneuerbarer Energien.
- Das wesentliche Instrument zur Förderung von EE sind Quotenverpflichtungen für Stromversorger, die von nationalen Steuergutschriften flankiert werden.
- Ausschreibungen für Vorrangflächen für PV und Offshore-Windenergie werden zukünftig auf Bundesebene angewendet. Erfahrungen sind bislang begrenzt.
- Auf Ebene der Bundesstaaten werden Ausschreibungsverfahren meist in Ergänzung zu weiteren Förderinstrumentarien angewendet, wie Net-Metering, Einspeisevergütungen für kleine Anlagen und Quotenverpflichtungen für Stromversorger. Die Erfahrungen sind durchwachsen.

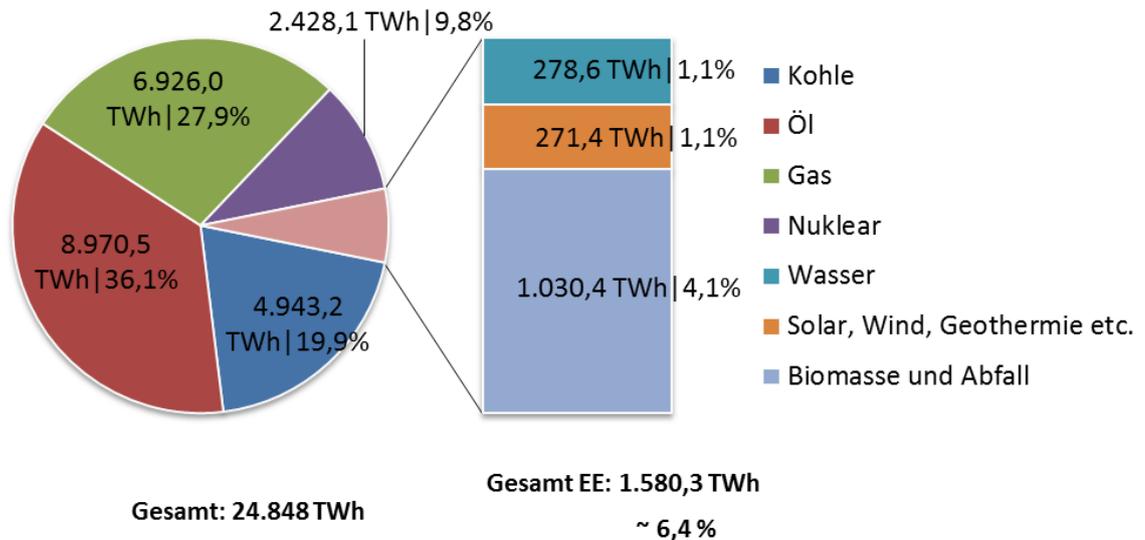
Fazit

- Angesichts großer Ausbaupotenziale, industrieller Überkapazitäten und Konkurrenz mit günstigem Schiefergas sind einzelne Bundesstaaten in den USA große, aber sehr volatile Märkte für EE.

2.5.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

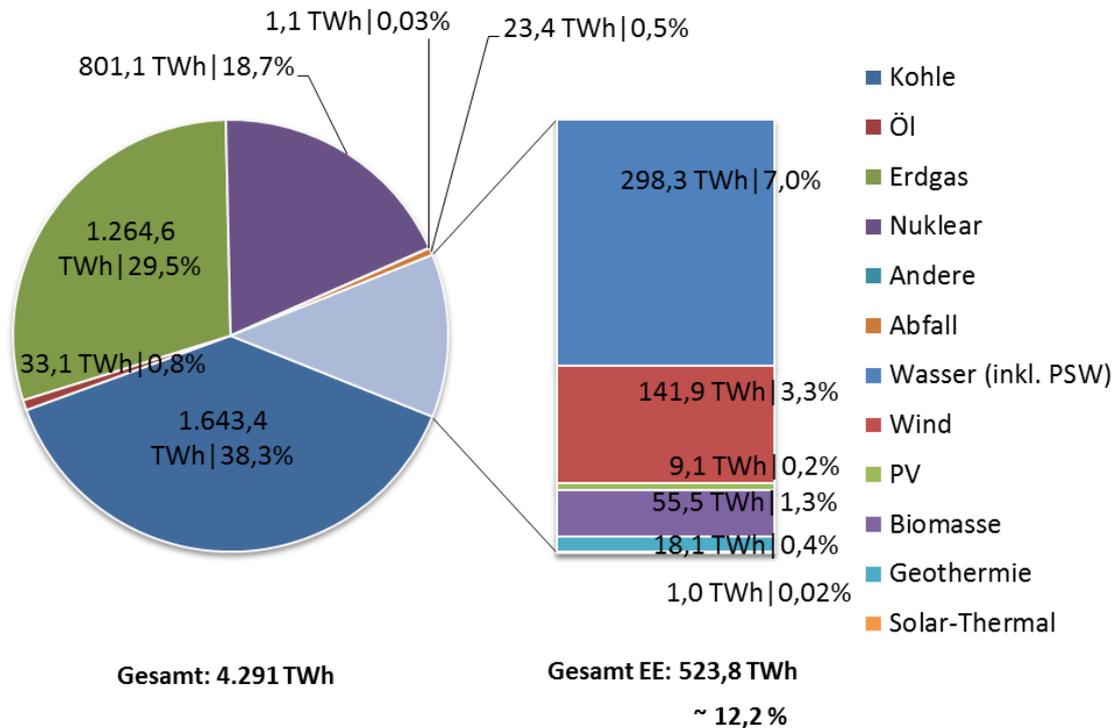
Die USA sind viertwichtigster Handelspartner Deutschlands. Im Jahr 2014 hat Deutschland Waren im Wert von 96 Mrd. Euro in die USA exportiert und gleichzeitig Importe im Wert von 48,6 Mrd. Euro durchgeführt (Statistisches Bundesamt 2015). Die USA sind Netto-Energieimporteur mit einer Importabhängigkeit von 15 Prozent (Tendenz abnehmend) (Weltbank 2015). Der Primärenergieverbrauch wird zum Großteil durch Öl und zunehmend Gas gedeckt. Größte erneuerbare Energiequelle ist Biomasse (vgl. Abbildung 50).

Abbildung 50: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in den USA 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

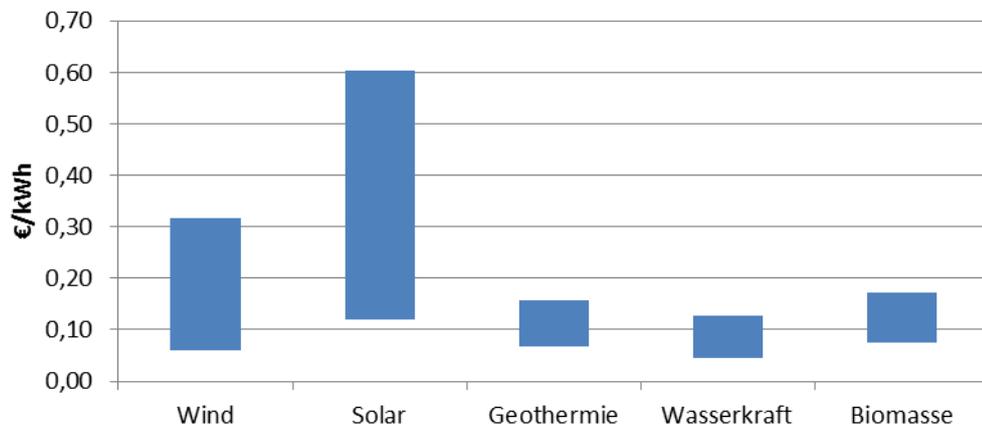
Die Stromerzeugung wird von Kohlekraftwerken dominiert, zunehmend wird aber auch durch Fracking gewonnenes Gas verwendet. Im Strombereich ist die Außenhandelsbilanz negativ: Stromimporte machen etwa 60 Milliarden Kilowattstunden aus, Exporte nur 12,5 Milliarden kWh.

Abbildung 51: Stromproduktion nach Energieträgern in den USA 2012

Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015b

Gemäß den Prognosen der EIA wird der Anteil der EE an der Stromproduktion bis 2020 bei einem unveränderten Gesetzesrahmen nur unwesentlich ansteigen (U.S. Energy Information Administration (EIA) 2013a).

Die Strompreise unterscheiden sich je nach Bundesstaat erheblich. Sie liegen im Jahr 2012 durchschnittlich bei 9,87 Euro-Cent/kWh, wobei Privatverbraucher einen Durchschnittspreis von 11,88 Euro-Cent/kWh und die Industrie einen Durchschnittspreis von 6,7 Euro-Cent/kWh bezahlen (Wutzler 2013). Die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien liegen in der Regel über den fossilen, subventionierten Alternativen. Die Spannweite der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien in den USA ist in Abbildung 52 dargestellt. Die Wirtschaftlichkeit und Nutzung von EE-Technologien ist insgesamt stark vom jeweiligen Fördersystem abhängig.

Abbildung 52: Spannweite von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in den USA

Quelle: Eigene Darstellung nach Zusammenstellung von Osmani et al. 2013

Ein zentrales und von der US-Regierung verordnetes Energiekonzept für das ganze Land gibt es nicht. Die nationalen Energiepläne nennen zwar die Ziele der Regierung für die zukünftige Energieversorgung, diese Pläne werden jedoch nicht konsequent umgesetzt (Elliot 2013).

In dem 2013 veröffentlichten *The President's Climate Action Plan* bekräftigt Obama, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 17 Prozent unter das Niveau von 2005 zu senken (Executive Office of the President 2013). Weitere Ziele sind eine amerikanische Führerschaft bei erneuerbaren Energien. Nachdem das für 2012 gesetzte Ziel von 10 GW EE auf vorzeitig erreicht wurde, sollen nun bis 2020 weitere 10 GW installiert werden.

Das Verteidigungsministerium soll als größter Einzelverbraucher 3 GW EE bis 2025 installieren. Zudem soll das Stromnetz ausgebaut und modernisiert werden für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien und eine zuverlässigere Stromversorgung. Energieeffizienz wird als Schlüssel genannt, um Stromrechnungen der Verbraucher zu reduzieren. Die Energieproduktivität soll bis 2030 verdoppelt werden. Der *Energy Policy Act* 2005 sieht bestimmte EE-Ausbauziele für Behörden und staatliche Einrichtungen vor. Während zunächst angestrebt war, 7,5 Prozent des Stromverbrauchs der US-Bundesregierung aus EE zu beziehen, wurde dieses Ziel auf 20 Prozent bis 2020 angehoben (Parnell 2013).

Bis 2030 ist es laut des im August 2015 verkündeten *Clean Power Plans* (CPP) Ziel der Obama-Regierung den CO₂-Ausstoß bis 2030 um 32 Prozent im Vergleich zu 2005 zu senken. Hierzu soll der Anteil der erneuerbaren Energieträger um 30 Prozent steigen (The White House 2015). Die EIA schätzt auf der Grundlage des CPP, dass der EE-Anteil ohne Wasserkraft 2030 18,7 Prozent der Stromerzeugung ausmachen könnten (Danko 2015).

Über die Gestaltung der Energiepolitik gibt es starke Auseinandersetzungen. Obama verfolgt die Strategie, Strukturen im Energiesektor über Verwaltungserlasse unter Umgehung des US-Kongresses zu beeinflussen. Eine Rolle spielt dabei die Umweltbehörde *Environmental Protection Agency* (EPA), welche Vorschriften zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Kraftwerken erlässt (Wiekert und Höflinger 2014). So wurde 2014 von der EPA infolge des *Climate Action Plans* ein sogenannter *Clean Power Plan* veröffentlicht (Wiekert 2014). Mit diesem soll der CO₂-Ausstoß bestehender Kraftwerke reguliert werden. Emissionen des Kraftwerksparks sollen insgesamt um 30 Prozent gegenüber 2005 vermindert werden. Da Kohlekraftwerke in den USA vergleichsweise alt sind und 40 Prozent der Stromversorgung

ausmachen, ist der Stromsektor mit 32 Prozent der größte Verursacher von Treibhausgasen. Neue Kohlekraftwerke wären nur noch unter Berücksichtigung von CO₂-Abscheidungs- und Speichertechnik realisierbar. Der *Clean Power Plant* stößt jedoch insbesondere bei Bundesstaaten, die viel Kohlebergbau betreiben, Wirtschaftsverbänden und Gegnern von Obamas Klimapolitik auf Widerstand. Es wird mit juristischen Streitigkeiten gerechnet.

Die USA haben in weiten Teilen hervorragende Windressourcen, die im Durchschnitt um 25 Prozent besser als die Windressourcen in Europa geschätzt werden (Allen et al. 2012). Im Solarsegment ist insbesondere im Südwesten der USA die Sonneneinstrahlung sehr stark, was zu hohen Marktpotenzialen für Großprojekte führt. Bei der Biomasse werden insbesondere hohe Potenziale in den Staaten der Ostküste gesehen.

Tabelle 24 stellt die technischen Potenziale für EE in den Vereinigten Staaten dar, die den Bedarf und die gegenwärtige Nutzung um ein Vielfaches übersteigen. Besonders im Bereich der Solarenergie und Windenergie werden hohe Potenziale geschätzt, die sich angesichts der Kostendegression zum Teil wirtschaftlich heben lassen.

Tabelle 24: Technische Potenziale für EE in den Vereinigten Staaten

	Stromerzeugung (TWh)	Kapazität (GW)
Onshore Wind	32.700	11.000
Offshore Wind	15.000	4.200
Große PV, städtische Freiflächen	2.200	1.200
Große PV, ländliche Regionen	280.600	153.000
PV-Dachanlagen	800	664
CSP	116.100	38.000
Bioenergie	500	62
Geothermie (hydrothermal)	300	38
Geothermie (Enhanced geothermal systems - EGS)	31.300	4.000
Wasserkraft	300	60

Quelle: Eigene Darstellung nach Lopez et al. 2012

Die entscheidende Politikebene zur Etablierung von Förderinstrumenten für EE sind die Bundesstaaten. 35 von ihnen haben EE-Ziele etabliert, 25 Effizienzziele. Die Förderinstrumente variieren teilweise von Bundestaat zu Bundestaat erheblich. Auf Bundesebene gibt es jedoch darüber hinaus erhebliche finanzielle Förderungen, wie u.a. Steuervorteile, für erneuerbare Energien. 2013 lagen diese bei ca. 3,5 Milliarden Euro (4,3 Milliarden US-Dollar). Zwischen 2002 und 2008 flossen 59 Milliarden Euro (72 Milliarden US-Dollar) an Subventionen aus Bundesmitteln (Steuern) in fossile Energien. Erneuerbare Energien erhielten im gleichen Zeitraum ca. 23,9 Milliarden Euro (29 Milliarden US-Dollar) an Subventionen (Adeyeye et al. 2009). Somit sind EE neben teilweise höheren

Stromgestehungskosten wegen ungleichen Wettbewerbsbedingungen auf diverse Förderinstrumente zur Marktdurchdringung angewiesen.

Die US-Energiewirtschaft ist weitgehend dereguliert und wird durch private Unternehmen bestimmt (Wiekert und Höflinger 2014). Der US-Strommarkt ist nur zum Teil liberalisiert. In den meisten Bundesstaaten stehen private und öffentliche Stromanbieter im Wettbewerb miteinander. Der Grad der Marktöffnung und Deregulierung variiert je nach Bundesstaat, da deren Aufsichtsbehörden weitreichende Kompetenzen haben. Jeder Bundesstaat ist damit quasi ein eigener Markt. Dominiert wird der amerikanische Strommarkt insgesamt von drei großen Anbietergruppen: private Stromversorger, staatliche oder kommunale Anbieter und Genossenschaften im ländlichen Raum (Deutsch-Amerikanische Handelskammer (AHK USA) 2013b).

Die *Federal Energy Regulatory Commission* ist auf Grundlage des *Energy Policy Act 2005* für die Regelung der zwischenstaatlichen Stromübertragung, Netzzugangsfragen und den Stromgroßhandel zuständig (Höflinger 2014b). Grundsätzlich gilt für qualifizierte Stromerzeuger ein freier Netzzugang. Stromerzeuger sind in der Regel nicht verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien zu einem bestimmten Preis abzunehmen.

2.5.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

2.5.3.1 Förderinstrumente auf Bundesebene

Grundsätzlich bevorzugen die USA marktliche Instrumente und steuerliche Anreize. Auf Bundesebene werden im Wesentlichen steuerliche Anreize, Zuschüsse und Kredite vergeben. Oftmals sind diese Förderinstrumente kurzfristig angelegt (Campbell 2010). Tabelle 25 gibt einen Überblick der wesentlichen Förderinstrumente auf Bundesebene, die im Anschluss kurz beschrieben werden. Mit aufgeführt ist die Vergabe von Vorrangflächen für einzelne EE, die insbesondere seit Obamas *Climate Action Plan* an Bedeutung gewinnen.

Tabelle 25: Wesentliche Förderinstrumente der Bundesebene

	Investment Tax Credit (ITC) (2006 – 2016)	Production Tax Credit (PTC) (Baubeginn bis Ende 2013)	Beschleunigte Abschreibungen	Vergabe von Vorrangflächen
Biomasse	Nur für KWK: 10%	Energiepflanzen: 1,73 Euro-Cent/kWh; sonstige Biomasse, Reststoffe und Deponiegas: 0,823 Euro-Cent/kWh	In der Regel 50% des Investitionswertes im ersten Jahr und 100% des Wertes der Anlage nach fünf Jahren	keine
Solarenergie (inkl. Wärme)	30% bis Ende 2016, dann 10%	In der Diskussion für den Zeitraum ab 2015		Teilweise durch <i>first-come, first served</i> ; zukünftig durch Ausschreibungen
Windenergie	Nur für Kleinwindanlagen: 30% der Investitionen bis Ende 2016	1,73 Euro-Cent/kWh		Nur für Offshore, davon teilweise durch Ausschreibungen
Geothermie	30% der Investitionskosten bis Ende 2016	1,73 Euro-Cent/kWh		Keine Angaben

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach DSIRE Database, ergänzt Database of State Incentives for Renewables & Efficiency 2014

Seit 2007 gibt es sowohl im Repräsentantenhaus als auch im Senat Bestrebungen, *Renewable Portfolio Standards* auf Bundesebene festzulegen. In der Diskussion ist ein EE-Anteil von 25 Prozent des Stromverbrauchs bis 2025. Damit könnte der Endverbraucher ca. 64 Milliarden Dollar einsparen. Zusätzlich könnten knapp 300.000 „grüne“ Arbeitsplätze geschaffen werden, und Investitionen in Höhe von ca. 216 Milliarden Euro (263 Milliarden Dollar) ausgelöst werden (Union of Concerned Scientists 2010). Ein Beschluss zur Einführung der *Renewable Portfolio Standards* ist jedoch bislang nicht absehbar (Allen et al. 2012).

Im Biomassesegment ist als weiteres Instrument ein bundesweiter *Federal Renewable Fuel Standard* etabliert, der eine Mindestproduktionsmenge an Biotreibstoffen festlegt (Jess und Kastian 2014). Das Instrument erzeugt einen Markt für Biokraftstoffe und trägt zum Wachstum der Biogasindustrie bei.

- **Investment Tax Credit – Steuergutschriften auf Investitionen in EE**

Der *Investment Tax Credit* wurde im Rahmen des *American Recovery and Reinvestment Acts* zur Bekämpfung der Finanzkrise 2009 eingeführt und sieht Steuergutschriften für Investitionen in erneuerbare Energien vor. Bei Solaranlagen können beispielsweise 30 Prozent der im ersten Betriebsjahr anfallenden Projektkosten auf die Steuer gutgeschrieben werden (Wiekert und Höflinger 2014).

Das Instrument soll gegenwärtigen Planungen zufolge Ende 2016 von 30 Prozent auf 10 Prozent gesenkt werden. In der Diskussion ist auch die Ablösung des Instruments durch den *Production Tax Credit* (Höflinger 2014a).

- **Production Tax Credit – Steuergutschrift für Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien**

Der *Production Tax Credit* wurde mit dem *Energy Policy Act* 1992 eingeführt (U.S. Department of Energy 2007). Für Windenergie ist es das wesentliche nationale Förderinstrument (REEEP Database 2014). Für zehn Jahre wurde eine Steuergutschrift von 1,9 Euro-Cents/kWh (2,2 US-Cent/kWh) gewährt. Wiederholt war zwischenzeitlich ein Auslaufen in der Diskussion, was die Planbarkeit von Projekten erschwerte und vielfach zu ausbleibenden Investitionen führte. 2013 wurde die Förderung in letzter Minute im Haushaltsstreit verlängert, Ende 2013 lief sie jedoch zunächst ohne Anschlussregelung aus (Weber 2014). 2014 wurde eine erneute Verlängerung des *Production Tax Credit* um zwei Jahre vom Senat verabschiedet und steht seitdem zur Abstimmung an. Im aktuellen Budgetvorschlag ist ein reformierter, dauerhaft erstattungsfähiger *Production Tax Credit* vorgesehen (Höflinger 2014b). Dieses Stop-and-go spiegelt sich auch anhand der Installationen und Umsätze der Unternehmen wieder.

- **Beschleunigte Abschreibung**

Ein weiteres Instrument, insbesondere für Windenergie, stellen beschleunigte Abschreibungsmöglichkeiten (*accelerated depreciation*) dar. Bei Windenergie können 50 Prozent des Investitionswertes im ersten Jahr und 100 Prozent des Wertes der Anlage nach fünf Jahren abgeschrieben werden.

- **Vergabe von Vorrangflächen durch Bundesprogramme und Ausschreibungen**

Auf Bundesebene wurden vielfältige Erfahrungen in der Verteilung von Zugangsrechten für Öl- und Gasvorkommen auf dem Kontinentalschelf gesammelt. An diese Erfahrungen wird in der jüngsten Vergangenheit mit der Vergabe von Offshore-Windenergieprojekten angeknüpft (Griffin 2013). Das Büro für Meeresenergie-Management führte bisher fünf kommerzielle Vergaben von Offshore-Windgebieten durch. Zwei davon wurden durch nicht-wettbewerbliche Verfahren vergeben (Cape Wind im Sound off Massachusetts und Delaware) sowie drei durch wettbewerbliche Verfahren (zwei in Massachusetts-Rhode Island und eins in Virginia) (Moriarty 2014).

Weitere Auktionen für Offshore-Windenergiegebiete sind geplant. So sollen in Maryland in zwei parallel ablaufenden Auktionen über 32.000 Hektar vergeben werden. Diese Fläche entspricht einer Kapazität neuer Offshore-Anlagen in Höhe von ca. 850 – 1450 MW. 16 Unternehmen haben sich für eine Teilnahme an der Auktion qualifiziert. Die Auktion wird durch ein Online-Bieterverfahren durchgeführt.

Um zukünftig verstärkt Solarkraftwerke auf öffentlichen Flächen voranzubringen, wurde im Western Solar Plan für die sechs südwestlichen Bundesstaaten der USA eine Vergabe von Vorrangflächen für Solarenergie beschlossen.

Die Zonen wurden nach zu erwartenden Umweltauswirkungen und der Nähe zu Übertragungskapazitäten ausgewählt. Im Rahmen des Planes werden auf öffentlichen Flächen in Arizona, Kalifornien, Colorado, New Mexiko, Nevada und Utah 17 Zonen mit insgesamt knapp 123.000 Hektar für Solarkraftwerke mit je über 20 MW ausgewiesen. Auf öffentlichen Flächen soll eine Solarleistung in Höhe von 6 GW erreicht werden (Colthorpe 2013).

Um die Gebiete zu vergeben, werden sowohl für Wind- als auch für Solargebiete standardisierte wettbewerbliche Verfahren inklusive der Durchführung von Auktionen angestrebt, die das Bureau of Land Management erarbeitet (U.S. Department of Energy 2012). Bisher werden dabei vorläufige Verfahren angewendet, diese können sich demnach noch ändern.

Darüber hinaus gibt es sogenannte *variance areas*, für die typischerweise Landnutzungsrechte (*rights-of-ways*) nach dem *first-come-first-served*-Prinzip vergeben werden. Das Bureau of Land Management hat aber auch hier die Berechtigung unter bestimmten Bedingungen Wettbewerbsverfahren einzuführen (Bureau of Land Management 2012). Anträge für die *variance areas* werden eine geringere Priorität eingeräumt und Fallweise bearbeitet. Dabei spielen umweltrechtliche Bedenken, Koordinierung mit übergeordneten, staatlichen und lokalen Behörden sowie weitere öffentliche Interessen eine Rolle.

Die ersten zwei Erfahrungen der Auktion von Solarprojekten durch das *Bureau of Land Management* fallen gemischt aus: Die erste Pflichtauktion für die Entwicklung von Solarenergie auf den öffentlichen Solar-Flächen fand 2013 in Denver, Colorado statt. Ausgeschrieben wurden Flächen in einer Größe von insgesamt 1.500 Hektar, auf denen eine Stromerzeugungskapazität von 400 MW erreicht werden könnte. Am Ende des Ausschreibungsverfahrens gab es trotz vorheriger Interessenbekundungen (27) und neun Anträgen keine Bieter (Colthorpe 2013). Als mögliche Gründe für das Scheitern werden Marktunsicherheiten in Colorado, Rechtsunsicherheiten sowie der bis dato nicht finalisierte verbindliche Rechtsrahmen für erfolgreiche Bieter angegeben. So gab es laut Unternehmensangaben zu geringe Möglichkeiten für Verhandlungen bei den angebotenen PPAs in Colorado. Von einigen Unternehmen wurde angeregt, kleinere Flächen zu vergeben (Brady 2014).

Im Gegensatz dazu wird die 2014 durchgeführte Auktion für sechs Vorrangflächen mit insgesamt knapp 1250 Hektar in Nevada's Dry Lake Solar Energy Zone als Erfolg gewertet. Die Auktion wurde als Reaktion auf eine Aufforderung zur Angebotsabgabe des Energieanbieters NV Energy durchgeführt, der 300 MW an zusätzlichen EE-Stromerzeugungskapazitäten über die nächsten drei Jahre ausgeschrieben hatte. Laut Angaben des *Bureau of Land Management* konnten bei der kombinierten *sealed-bid* und mündlichen Auktion kumulierte Gebote in Höhe von 4,3 Millionen Euro erreicht werden, was eine 90-fache Überschreitung des vorab festgelegten Mindestgebots darstellt (Quick 2014). Die Auktion wurde für sechs Gebiete mit unterschiedlichen Größen angeboten, um unterschiedlich große Projekte durchzuführen (Brady 2014). Das Beispiel macht deutlich, wie sehr der Erfolg der bundesweit geplanten Ausschreibungen von Solarvorrangflächen von den Rahmenbedingungen vor Ort abhängt. Die nationale Politikebene ist hier auf das Zusammenspiel mit den Regelungen der Bundesstaaten angewiesen.

Seit 2009 hat das *Bureau of Land Management* insgesamt 52 EE-Projekte mit einer Kapazität von 14.000 MW auf öffentlichen Flächen ermöglicht. Darunter sind 29 Solar-, 11 Wind- und 12 Geothermieprojekte. Diese haben zu 31,9 Milliarden Euro (36,6 Milliarden US-Dollar) Investitionen geführt. Bis auf die genannten zwei Solarprojekte wurden diese allerdings bisher fallweise nach dem Prinzip *first-come, first-served* vergeben, nicht durch Auktionen.

- **(Quoten-) Verpflichtungen staatlicher Einrichtungen**

Die Instrumentarien zur Erfüllung der bundesweiten Verpflichtungen der staatlichen Einrichtungen überschneiden sich mit den Instrumenten auf Ebene der Bundesstaaten. Es bleibt den jeweiligen Einrichtungen überlassen, ob sie den verpflichtenden EE-Anteil durch PPAs oder anderweitig, etwa durch eigene Projekte, erfüllen (U.S. Department of Energy 2011). Bei einer Erfüllung durch PPAs errichtet ein Projektentwickler die EE-Anlage auf dem Gebiet der staatlichen Einrichtung, die den Strom abnimmt. Die Behörden werden bei der Anwendung von PPAs unterstützt. Die Mittel wurden dabei wiederholt aufgestockt (2006: 14 Millionen Euro; 2014 sind 27 Millionen Euro beantragt) (Cunningham und Roberts 2013).

Eine Herausforderung bei den PPAs für staatliche Einrichtungen ist die gesetzliche Begrenzung der Vertragsdauer, die mit Ausnahme des Department of Defense (bis zu 30 Jahre) und der Western Area Power Administration in der Regel auf zehn Jahre begrenzt ist. In einigen Staaten wird die Vergabe in Form von PPAs sogar überhaupt nicht erlaubt.

Insbesondere für Solarprojekte hat sich das Instrument jedoch inzwischen stark verbreitet. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig vermehrt PPAs angewendet werden.

2.5.3.2 Instrumente auf Ebene der Bundesstaaten

Die Förderinstrumente der Bundesstaaten unterscheiden sich teilweise sehr stark. Als bedeutendstes Instrument haben sich Quotensysteme, sogenannte *Renewable Portfolio Standards*, verbreitet (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26: Förderanreize für erneuerbare Energien in den US-Bundesstaaten

Anreize für erneuerbare Energien		Verbreitung
Wesentliche Förderinstrumente	Renewable Portfolio Standards (Quoten)	29 Staaten + Washington DC und 2 US-Territorien. Weitere 8 Staaten und 1 Territorium haben unverbindliche Ziele zum Anteil EE.
	Renewable Portfolio Standards für solare und dezentrale Erzeugung	16 Staaten + Washington DC. In 6 Staaten wird solarthermische Heizung zum solaren Anteil mitgezählt.
	Net-Metering	43 Staaten + Washington DC und 4 US-Territorien.
	Erzeugungsbasierte Anreize (<i>Performance-based-Incentives</i> , wie Einspeisevergütungen)	20 Staaten auf Länderebene. 25 Bundesstaaten bei einzelnen Stromgesellschaften.
Fördermittel	Öffentliche Fonds für EE (<i>Public benefit funds</i>)	15 Staaten + Washington DC und Puerto Rico (ca. 6,7 Mrd. Euro bis 2017).
	Zuschussprogramme für EE	22 Staaten + 2 US-Territorien. Zusätzlich teilweise Zuschüsse des Bundes.
	Rabattprogramme für EE	16 Staaten + Washington DC und 2 Territorien.
	Kreditprogramme zum Ausbau EE	41 Staaten. Einzelanreize auch auf Bundesebene.
	<i>Property assessed clean energy</i> (PACE)	29 Staaten + Washington DC.
Steueranreize	Grundsteuer (<i>Property Tax incentives</i>)	38 Staaten + Washington DC & Puerto Rico.
	Reduzierung von Umsatzsteuern	28 Staaten + Puerto Rico.
	Anrechnung auf Körperschafts- oder Vermögenssteuern	24 Staaten. Auf Bundesebene einzelne Regelungen vorhanden.
Sonstige	Netzzugangsregelungen	43 Staaten + Washington DC und Puerto Rico.
	<i>3rd-party PV Power Purchase Agreements</i> (PPA)	22 Staaten + Washington DC und Puerto Rico.
	Standards für Energieeffizienz- und Einsparung	20 Staaten (7 weitere haben Ziele). Bei 12 Staaten beinhalten diese Erdgaseinsparungen.

Quelle: Eigene Darstellung nach DSIRE Database 2013a

- **Renewable Portfolio Standards - Quotensystem**

Die Ausgestaltung der Renewable Portfolio Standards unterscheidet sich von Bundesstaat zu Bundesstaat. Renewable Portfolio Standards legen einen Mindestanteil erneuerbarer Energien am angebotenen Strommix der Energieversorgungsunternehmen fest. Der Anteil wird mit der Zeit proportional erhöht. Es gibt in 16 Staaten zusätzlich spezifische Quoten für den Anteil von Solarenergie am Energieverbrauch, teilweise wird Solarthermie mitgezählt. Die Höhe der Quoten ist unterschiedlich. So verfolgte Kalifornien ein Ziel von 20 Prozent EE an der Stromerzeugung. Arizona hingegen nimmt sich 15 Prozent bis 2025 vor.

Um die Quotenziele zu erfüllen, ermittelt die Stromaufsichtsbehörde Public Utility Commission in Abhängigkeit der ausscheidenden Leistung und der Quotenverpflichtung des Staates wieviel Erzeugungsleistung insgesamt ersetzt werden soll und welchen Anteil einzelne EE-Segmente daran haben sollen. Die in dem jeweiligen Bundesstaat ansässigen Energieversorgungsunternehmen eröffnen daraufhin einen Ausschreibungsprozess. In der Regel können sich daran beliebig viele Projektentwickler beteiligen. Auswahlkriterien der geeigneten Bewerber sind unter anderem die geographische Lage des Projekts, Energieausbeute, Umwelt- und Naturschutzauflagen, der Zugang zum Stromnetz, der Preis sowie die Erfahrung des Projektentwicklers. Der Gewinner erhält dann ein *Power Purchase Agreement*, das auch die Zahlungsrate festlegt. Die Vertragslaufzeit beträgt typischerweise 20 Jahre. In einer Minderheit der Fälle entwickeln und bauen regulierte Stromunternehmen Projekte auch selbst. Die Finanzierung erfolgt in diesem Fall über eine Strompreiserhöhung.

Teilweise werden auch *Renewable Energy Certificates* (RECs) für Strom aus EE gehandelt (U.S. Environmental Protection Agency 2008). Dieses Instrument ermöglicht neben der damit einhergehenden Markttransparenz und einem freiwilligen Bezug von Ökostrom den Betreibern von Anlagen und Energieversorgern einen Handel, um die Quotenziele (rechnerisch) zu erreichen (U.S. Environmental Protection Agency 2014).

Darüber hinaus wurde von mittlerweile neun Bundesstaaten ein Zertifikatehandel von Solar RECs eingeführt (SREC Trade 2014). Diese solaren RECs werden monatlich gehandelt, teilweise bundesstaatenübergreifend. Die Erfahrungen mit den Solar RECs sind unterschiedlich. Eine Handvoll an Staaten hatten 2009 ihre Ziele durch Solar RECs nicht erreicht, mit sinkenden Preisen hat dieses Problem jedoch abgenommen. So hat sich aufgrund eines Überangebotes an Zertifikaten ein Preisverfall eingestellt. Fehlende langfristige Verträge haben sich als Hindernis für Projektentwickler von EE in einigen Märkten herausgestellt. Infolge wurden teilweise Anforderungen für langfristige Verträge, Untergrenzen oder andere Provisionen eingeführt. Insbesondere das New Jersey Programm hat zu einer Zunahme an Langfristverträgen geführt. New Jersey ist dabei bis heute der dominante SREC-Markt mit den größten Ausbauzielen.

Das kostengünstige US-Schiefergas ist für einige Akteure (z.B. American Legislative Exchange Council) ein Anlass, um die Renewable Portfolio Standards wieder aufzuheben beziehungsweise abzuschwächen, dies wird in mehr als der Hälfte der Bundesstaaten erwogen (Höflinger 2013).

- **Net-Metering**

Beim Net-Metering wird der eingespeiste Strom aus erneuerbaren Energien mit dem aus dem Netz entnommenen Strom verrechnet. Bei der Einspeisung läuft der Stromzähler des Stromverbrauchers quasi rückwärts. Net-Metering wird in 43 Staaten in unterschiedlicher Form angewendet. Teilweise ist es auf bestimmte Technologiesegmente, einzelne Energieversorger und Größenklassen beschränkt. In der Regel erhalten die Solarstrom-Produzenten für den Strom so viel, wie der Strom aus dem Netz kostet.

Etwa 20 Staaten erlauben Net-Metering für Systeme mit einer Größe von 1 MW oder größer - am meisten erlaubt Neu Mexiko mit bis zu 80 MW. In vielen Fällen limitieren Staaten die Erzeugung auf einen bestimmten Prozentsatz des Stromverbrauchs vom Verbraucher,

sodass die Einspeisung nicht zu groß wird. Bei allen Net-Metering-Regelungen kann Solarenergie angewendet werden, zunehmend können auch andere EE genutzt werden. Fast alle Staaten haben festgelegt, dass die durch Net-Metering erzeugte Strommenge den Stromkunden gehört und damit nicht zur Erfüllung der Renewable Portfolio Standards zählen.

Einige Staaten, wie Nevada und New Mexiko bieten Net-Metering-Tarife an, die von der Tageszeit abhängen (*time-of-use tariff*). In dem Fall zahlt der Stromkunde, beziehungsweise erhält für seinen selbst produzierten Strom, in Abhängigkeit der Tageszeit unterschiedliche Tarife (Barnes et al. 2013). Die Tarife haben jedoch bislang nicht genügend Anreize gesetzt, um den Ausbau der Solarenergie voranzubringen. In einigen Fällen war die Gebühr für die Nutzung sehr hoch.

Net-Metering gilt derzeit als eines der umstrittensten Themen bei den Energieversorgern in den USA. So wurde eine weitreichende Lobby-Kampagne gestartet, um Anreize für Solarkunden sowie die Net-Metering-Struktur insgesamt zu ändern (Gärtner 2013). Energieversorger sehen die mit dem Verfahren einhergehende Reduzierung des Stromverbrauchs ihrer Kunden als Bedrohung. Auch wird die mit der zunehmenden fluktuierenden Einspeisung einhergehende Aufrechterhaltung des Stromnetzes als Herausforderung angesehen. Zudem senkt Solarstrom die Margen zur nachfragestarken Mittagszeit. Aus diesen Gründen seien Stromversorger gezwungen, Strompreise zu erhöhen. Infolgedessen wurde z.B. bereits in Arizona die Einspeisung über Net-Metering begrenzt. Für Neuanlagen wurde eine moderate monatliche Gebühr von 0,61 Euro (0,7 US-Dollar) je kW für Anlagen eingeführt (vorgeschlagen waren 2,23 Euro), die am Net-Metering-Programm teilnehmen (Solar Server 2013). In Kalifornien sind ebenfalls zukünftige Einschnitte beim Net-Metering geplant (Solar Server 2014). Es ist zu erwarten, dass auch in anderen Bundesstaaten Net-Metering-Programme zukünftig eingeschränkt werden.

- **Ausschreibungen – zwei Länderbeispiele**

Auf Ebene der Bundesstaaten werden verschiedentlich Auktionen für EE-Projekte durchgeführt, am meisten bislang in Kalifornien. Hier wurden insgesamt 1.300 MW von den Stromanbietern versteigert. Das Verfahren löste die Einspeisetarife ab. Die Ausschreibungen in New Jersey sind ein Beispiel dafür, dass statt Verträgen über eine Stromlieferung nur die anfallenden Zertifikate versteigert werden. Der Strom muss hingegen anderweitig abgenommen werden, etwa durch Net-Metering.

Tabelle 27: Charakteristika der angewandten Ausschreibungsmodelle in Kalifornien und New Jersey

	Kalifornien: Renewable Energy Auction Mechanism 2011-2014	New Jersey: Solar REC based financing program 2010 – 2012
Gültige Technologien	Technologieneutral	PV
versteigerte Kapazität	1.299 MW	64 MW
Preissetzung	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Was wird ausgeschrieben	Standardvertrag zur Stromlieferung mit fester Einspeisevergütung	Vertrag über SRECs (keine physische Stromlieferung)
Versteigerte Kapazitätsgrößen	3 - 20 MW	zunächst limitiert auf 500 kW; dann differenziert nach kleinen (<50 kW), mittleren (50-500 kW) und großen (500 kW – 2 MW)
Vertragsdauer	20 Jahre	10 - 15 Jahre
Absicherung: Gebühr bei Nichterfüllung	17,5 Euro/kW (20 US-Dollar/kW) für Projekte < 5 MW, 52,4 - 78,6 Euro/kW (60 - 90 US-Dollar/kW) für Projekte 5 - 20 MW	65,5 Euro/kW (75 US-Dollar/kW) (min. 500, max. 17.500 Euro (20.000 US-Dollar))

Quelle: Eigene Darstellung und DSIRE Database 2013c und Del Río und Linares 2012

• **Einspeisevergütungen und Ausschreibungen: Kalifornien**

2007 hatte Kalifornien als einer der ersten Bundesstaaten im Rahmen der Quotenverpflichtungen für Stromversorger die Auflage eingeführt, feste Einspeisevergütungen in Höhe eines Referenzmarktpreises für Anlagen bis zu 1,5 MW zu etablieren. Diese wurden zunächst von einer Kommission ermittelt und veröffentlicht (California Public Utilities Commission 2010). Die Deckelung des Programms lag bei 480 MW. Neben der Einspeiseverpflichtung bestehen in Kalifornien Portfolio Standards (33 Prozent bis 2020), Net-Metering und ein Zertifikatehandel, der für 25 Prozent der Quotenanforderung 2013 für Stromproduzenten anrechenbar ist.

Die Einführung der Ausschreibung ergänzt das *General Feed-in Tarif Program*, indem für große Anlagen von 3 - 20 MW feste Einspeisevergütungen versteigert werden (*reverse auction*). Die Ausschreibungen wurden als Ergänzung eingeführt, um die negativen Erfahrungen zu hoher Preise für Solarstrom nicht zu wiederholen (Maurer und Barroso 2011).

Die drei privaten Stromanbieter wurden verpflichtet, innerhalb von zwei Jahren zunächst vier Auktionen mit einer Gesamtkapazität von 1,3 GW durchzuführen (Del Río und Linares 2012). Dies wurde auf fünf erweitert, um die vorgenommenen Kapazitäten zu erfüllen. Die Auktionen waren als *pay-as-bid* organisiert. Strafen für Nichterfüllung waren gestaffelt nach

Projektgrößen vorgesehen. Die Technologien wurden sowohl für die Einspeisevergütung, als auch für die Auktion differenziert:

- Baseload (Bioenergie und Geothermie)
- Peaking as-available (Solarenergie)
- Non-peaking as-available (Wind- und Wasserkraft)

Die Gebote wurden nach dem Preis sortiert und auf Machbarkeit geprüft. Bei der Machbarkeitsprüfung muss vom Teilnehmer der Nachweis über die Kontrolle des Projektgebiets, Erfahrung in der Entwicklung, Verwendung kommerzieller Technologie sowie eine Antragsstellung für Netzanschluss vorgelegt werden. Als Frist für die Inbetriebnahme wurden 18 Monate von Beginn der Genehmigung an festgelegt. Da diese nicht ausreichte, wurde die Regelung nach der ersten Ausschreibung auf 24 Monate verlängert.

Um die Marktmacht zu begrenzen konnte ein Verkäufer nicht mehr als auf 50 Prozent der ausgeschriebenen Kapazitäten bieten. Auch gab es weitere Absicherungen zur Nichterfüllung – so gab es neben der Pflicht zur Hinterlegung eines Pfands bei Nichterfüllung auch eine Strafe in Höhe von fünf Prozent, sofern der Ertrag erheblich von der Planung abweicht (California Public Utilities Commission 2013).

Die Einführung der Auktionen wurde mit dem Ziel begründet, den Wettbewerb zu fördern und geringere Kosten zu ermöglichen. Es wurde auch erwartet, dass das Instrument eine Möglichkeit für ein Marktwachstum im Segment zwischen 3 und 20 MW bietet.

Für kleine Anlagen (zunächst <1,5 MW; ab 2012 < 3 MW) wurde die feste Einspeisevergütung in abgeänderter Form beibehalten. So wird die Vergütungshöhe für die kleinen Anlagen seit der Einführung durch die Ergebnisse der Ausschreibungen bestimmt: Als Ausgangsbasis gilt der gewichtete Durchschnittspreis, der von den drei Stromgesellschaften im Rahmen der Auktion für die abgeschlossenen Verträge 2011 bestimmt wird. Der Startpreis lag damit bei 77,9 Euro/MWh (89,23 US-Dollar/MWh). Die Einspeisevergütung wird dann nach dem Prinzip *first-come, first-served* an vorab eingereichten Anträgen von Projektentwicklern vergeben. Sofern der Preis nicht von den Projektentwicklern akzeptiert wird (weniger als 50 Prozent der Kapazitäten können vergeben werden), wird der Preis um 3,5 Euro/MWh (4 US-Dollar/MWh) alle zwei Monate eskaliert bis mindestens 50 Prozent der vorgenommenen Kapazitäten beauftragt werden können. Sofern übermäßiges Interesse besteht, wird die Vergütung nach unten korrigiert. Das Programm dieser Einspeisevergütung ist auf 750 MW begrenzt (DSIRE Database 2012). Neben dieser Einspeisevergütung gibt es in Kalifornien seit 2013 noch eine separate Einspeisevergütung für Bioenergie. Das Programm ist auf 250 MW begrenzt. Für öffentliche Stromgesellschaften besteht parallel die Verpflichtung, eigene Einspeisevergütungen einzurichten.

Das bisherige Fazit des Programms fällt differenziert aus. Der Erfolg ist dabei je nach Stromgesellschaft unterschiedlich.

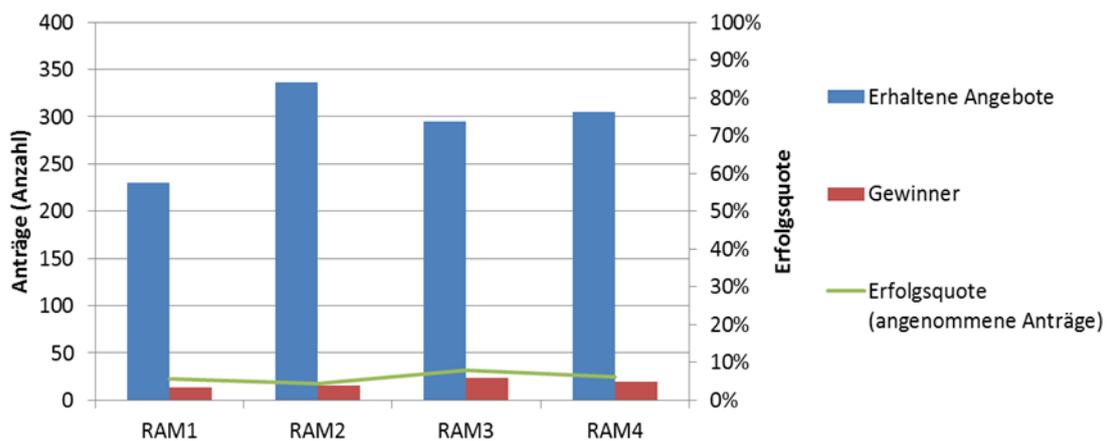
Tabelle 28 Erfolg der Stromgesellschaften im Ausschreibeprozess

	Ausgeschriebene Leistung insgesamt (RAM1-RAM4)	Pro Auktion (Durchschnitt)	Bisher unter Vertrag
Southern California Edison	723,4 MW	181 MW	530 MW
Pacific Gas and Electric	420,9 MW	105 MW	391 MW
San Diego Gas and Electric	154,7 MW	39 MW	105 MW

Quelle: Eigene Auswertung, Daten nach Middlekauff und Matahi-Jackson 2014; Smith 2014; Tsao Shigekawa und Templeton 2014

Die Beteiligung am Programm war dabei, gemessen an den Anträgen und der beantragten Leistung, sehr hoch (vgl. Abbildung 53). Über den Zeitraum wurden insgesamt Anträge in Höhe von 16.828 MW eingereicht. Aus Investorensicht entspricht dies rückwirkend einer geringen Erfolgsquote einer Projektplanung. Andererseits hat sich das Überangebot als positiv für die Erreichung der Programmziele herausgestellt. Trotz der Vielzahl an Angeboten konnten, gemessen an der angezielten Leistung, bisher nur 1006 MW der angestrebten 1.299 MW vertraglich vereinbart werden (entspricht 77 Prozent). Jeweils nur 6 Prozent (in MW und in Anträgen) wurden demnach angenommen. In einer neuen Ausschreibung (RAM5) soll die Leistung versteigert werden, die bisher nicht vergeben werden konnte.

Abbildung 53: Verlauf der Ausschreibungen in Kalifornien (2011-2013). Anzahl an eingereichten Anträgen, gewonnene Anträgen sowie Erfolgsquote nach Antragsstellung insgesamt



Quelle: Eigene Auswertung und Darstellung nach Middlekauff und Matahi-Jackson 2014; Smith 2014; Tsao Shigekawa und Templeton 2014

Die Beteiligung war je nach Kategorie verschieden. So war die Hauptbeteiligung im *Peaking as-available*-Segment (PV) sehr hoch. Das Baseload- und das *Non-peaking*-Segment waren bei zwei der drei Stromversorger (San Diego Gas and Electric und Southern California Edison) bei den eintreffenden Angeboten stark unterrepräsentiert. So wurden bei Southern California Edison im Baseload-Segment stellenweise gar keine Gebote eingereicht. Damit konnte Southern California im Baseload-Segment insgesamt aufgrund fehlenden Wettbewerbs keinerlei Verträge abschließen. Southern California ist dieser Herausforderung

damit begegnet, dass zunehmend Solarenergie- und Wind-, beziehungsweise Wasserkraftprojekte genehmigt und zukünftig ausgeschrieben werden.

Tabelle 29: Angebote Leistung bei den Ausschreibungen in Kalifornien nach einzelnen Kategorien

	San Diego Gas and Electric RAM 1 – 4	Southern California Edison RAM 1 - 4
<i>Peaking as-available</i>	2.967 MW (90% der insgesamt beantragten Leistung; 86% bei Anträgen)	6.627 MW (90% der Leistung; 88% bei Anträgen)
<i>Non-peaking as-available</i>	235 MW (7% der insgesamt beantragten Leistung; 10% bei Anträgen)	523 MW (7% der Leistung; 10% der Anträge)
Baseload	93,5 MW (3% der insgesamt beantragten Leistung; 4% bei Anträgen)	192 MW (3% der beantragten Leistung; 3% bei Anträgen)
Abgeschlossene Verträge Baseload	2 von 12 Verträgen (105 MW); (Wasserkraft: 5 MW; Biogas: 4,5 MW)	0 von 36 Verträgen (530 MW)

Quelle: Eigene Auswertung und Darstellung nach Middlekauff und Matahi-Jackson 2014; Smith 2014; Tsao Shigekawa und Templeton 2014

Wie viele der Kapazitäten insgesamt errichtet werden, kann noch nicht ausgemacht werden. Im Zwischenbericht des Versorgers Southern California Edison werden erhebliche Probleme hinsichtlich der angestrebten Errichtung im Zeitplan genannt und empfohlen, die Frist der Fertigstellung von 24 auf 30 Monate zu verlängern (Southern California Edison 2014). Bei PG&E wurden bereits 73 MW (19 Prozent der vertraglichen Leistung) abgebrochen (Pacific Gas and Electric Company 2014); diese sollen nun in RAM 5 neu vergeben werden. Prinzipiell wurde bei allen drei Versorgern keine Marktmacht festgestellt. Die Befürchtungen einer Marktkonzentration wurden bisher nicht bestätigt.

Um die Auswirkungen des Instruments auf die Marktentwicklung zu erfassen, müssen die parallel etablierten Förderinstrumente und der gesamte dadurch induzierte Ausbau in Kalifornien betrachtet werden. Insgesamt beträgt die installierte Solarleistung Kaliforniens ca. 4.000 MW (Anfang 2014). Dabei wurde Solarenergie gerade in den letzten Jahren erheblich ausgebaut. Ein Großteil des Ausbaus 2013 ist auf Dachanlagen (1.000 MW neue Installationen 2013) zurück zu führen, die besonders vom *Net-Metering-Scheme* profitieren (Kroh 2014).

- **Beispiel New Jersey – Ausschreibungen zur Lieferung von Zertifikaten**

Bereits 2004 führte New Jersey eine Solarquote ein (s.o.), auch wurde 1999 ein attraktives Net-Metering etabliert - die dabei anfallenden Zertifikate gehören in der Regel dem

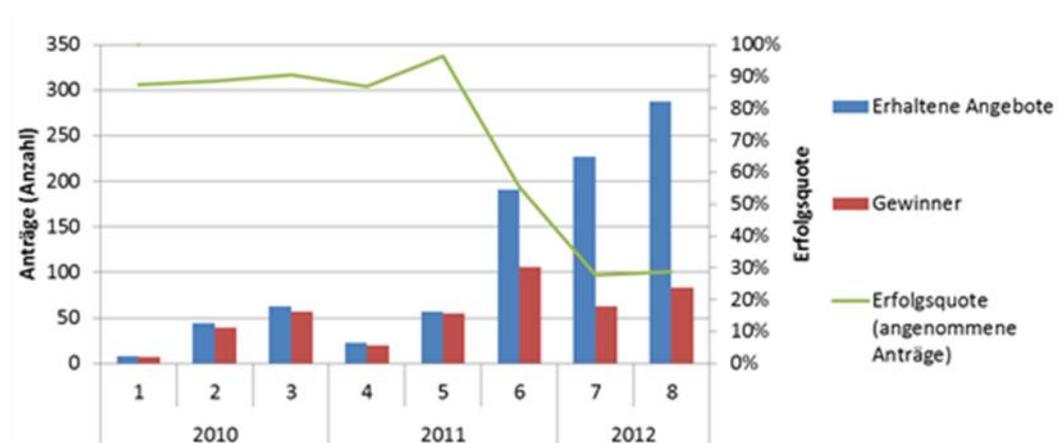
Stromproduzenten (DSIRE Database 2013b). Die Preissetzung beim Handel von Zertifikaten unterliegt naturgemäß großen Unsicherheiten, wodurch der Anreiz zum Ausbau von Kapazitäten begrenzt ist.

Neben diesen Instrumenten wurden daher im Rahmen des *SREC-Based-Financing-Program* 2009 teilweise verpflichtende Auktionen für die Stromanbieter eingeführt. Im Gegensatz zur Vorgehensweise in Kalifornien soll dabei ein Teil der Quotenverpflichtungen durch ersteigerte Zertifikate abgedeckt werden (Bird et al. 2011). Hierfür wurden standardisierte, nicht-verhandelbare langfristige Verträge versteigert, die nur die SREC-Zertifikate beinhalten - die erzeugte Strommenge muss entweder durch Net-Metering oder andere Abnahmeregulungen (*wholesale market*) abgenommen werden.

Die Stromversorger in Jersey wurden verpflichtet, zwischen 2010 und 2012 mindestens zwei Auktionen abzuhalten. Die Auktion richtet sich dabei nach den Geboten für zukünftige Zertifikatskosten. Die Gebote werden anonym nach den geringsten Kosten sortiert. Die Projekte werden bis zu dem Projekt ausgewählt, welches zu einer Überschreitung der veranschlagten Leistung des Stromanbieters führen würde (NERA Economic Consulting 2011a). Um sicherzugehen, dass die Projekte errichtet werden, muss auch hier ein Pfand hinterlegt werden. Die Projekte waren zunächst auf jeweils 500 KW begrenzt und wurden dann auf 2 MW hochgesetzt, um Kostensenkungen durch Skaleneffekte zu erreichen. Sofern die ausgeschriebenen Kapazitäten nicht erreicht werden, wird der Rest auf die zukünftigen Kapazitäten angerechnet. So waren vier Auktionen vorgesehen, letztendlich wurden acht Runden durchgeführt.

Die erhaltenen Angebote übertrafen jeweils die ausgeschriebene Leistung und Anträge, wenn auch in geringerem Maße als in Kalifornien. Insbesondere infolge der Kostensenkungen sank damit die Erfolgsquote von Anträgen von einem vorab sehr hohen Level (90 Prozent) auf 30 Prozent ab (vgl. Abbildung 54). Im Mittel betrug die Erfolgsquote damit 48 Prozent. Es wurden 76 MW an Anträgen vergeben. 178 MW wurden dagegen eingereicht. Für die Erfüllung der Programmziele war ein solch liquider Markt eine gute Voraussetzung, hingegen ergibt sich aus Sicht von Projektentwicklern eine geringe Erfolgsquote. Zunächst sind die Kosten bis zur vierten Ausschreibung leicht angestiegen, sanken dann im Zuge der starken Zunahme an Geboten wieder stark ab (durchschnittliche Kosten von 308 Euro/SREC auf 351 Euro /SREC (4. Auktion), dann auf 257,8 Euro SREC (2012).

Abbildung 54: Verlauf der Ausschreibungen in New-Jersey. Anzahl an Anträgen, gewonnene Anträge sowie Erfolgsquote nach Antragsstellung



Quelle: Eigene Darstellung nach NERA Economic Consulting 2011b; State of New Jersey 2011

Zur Einordnung der Bedeutung dieses Instruments muss beachtet werden, dass die Programme zur Versteigerung der Zertifikate nur einen geringen Anteil des gesamten Marktes in New Jersey ausmachten und andere Förderinstrumente bedeutenderen Einfluss hatten (Gesamtmarkt: 320 MW in 2011; zwischen 2009 und 2011 sollten dagegen nur 64 MW versteigert werden) (Dutzik und Sargent 2013). Aufgrund einiger Nichterfüllungen wurden letztendlich 74 MW versteigert.

2.5.3.3 Local Content-Regelungen

Local Content-Regelungen zum Schutz der EE-Branche gibt es in den USA auf nationaler Ebene nicht. Eine Regel, die den heimischen Markt insgesamt schützen soll, ist die im Rahmen des Konjunkturprogramms verabschiedete *Buy american*-Klausel (Jess und Kastian 2014). Unternehmen und staatliche Stellen, die Gelder aus dem Konjunkturprogramm beantragen wollen, dürfen demnach nur Unternehmen beauftragen, die in den USA angesiedelt sind. Ausnahmen gibt es, wenn die Preisdifferenz 25 Prozent überschreitet, die Bevorzugung internationale Abkommen verletzt, die Produkte dem öffentlichen Interesse entsprechen oder lokale Produkte nicht in ausreichender Qualität und Menge verfügbar sind. Im *Plurilateral agreement on government procurement* sind Deutschland und andere EU-Staaten von der Klausel ausgenommen, wenn mindestens 50 bis 60 Prozent des Produktwertes in Deutschland bzw. anderen EU-Staaten geschaffen wurden.

Einzelne Local Content-Regelungen existieren auf Ebene der Bundesstaaten, die auf die Förderung von dezentral erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien abzielen. So erhalten private Erzeuger in Kalifornien durch das *Self-generation incentive program* einen Bonus von 20 Prozent, wenn sie die benötigten Erzeugungs- und Speichertechnologien lokal beziehen (Gerstetter et al. 2014). Weitere solche Ansätze sind in Massachusetts und Washington etabliert. In New Jersey und Ohio gab es bis vor kurzem ähnliche Bonus-Regelungen. Die Programme zielen im Wesentlichen auf die Schaffung von Arbeitsplätzen vor Ort ab. USA-weit gesehen sind diese Regelungen aber eher die Ausnahme.

Die USA haben als Reaktion auf chinesische Subventionen und Dumpingpreise 2012 Antidumpingzölle auf chinesische Solarprodukte erhoben (Platzer 2012). Die Zölle liegen zwischen 24 und 36 Prozent. Die Einführung der Zölle ist allerdings sehr umstritten, auch innerhalb der amerikanischen Solarbranche. Im Unterschied zu der Herstellungsindustrie lehnt die amerikanische *Coalition for affordable solar energy* die Strafzölle ab, da sie ein Abwürgen der inländischen Nachfrage befürchtet, wodurch auch Arbeitsplätze wegfallen könnten (Zeng 2014). Auch gibt es Bedenken von Unternehmen, die im Export tätig sind und Gegenreaktionen von China erwarten, die sich negativ auf die amerikanischen Exporte nach China auswirken könnten. Ein weiterer Grund für Widerstand gegen die Antidumpingzölle liegt in den zunehmenden chinesischen Investitionen auf dem amerikanischen Markt, die zu Unternehmensansiedlungen chinesischer Unternehmen geführt haben, wie z.B. Suntech, Trina Solar und Yingli Solar.

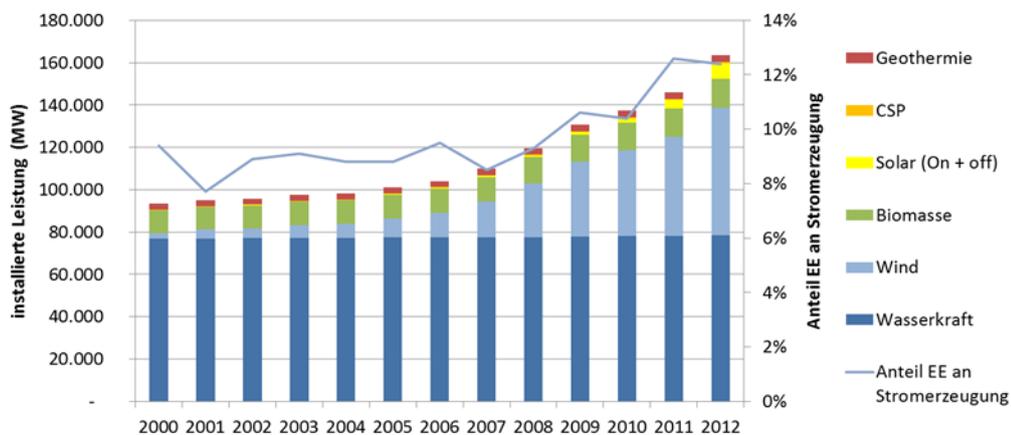
Viele der chinesischen Unternehmen konnten die Zölle vermeiden, indem die Panele mit anderen Zellen an anderen Orten produziert wurden, v.a. in Taiwan (Cardwell 2014). Daraufhin hat die USA neue Untersuchungen über die Einführung von Solarproduktionen aus China und Taiwan eingeleitet (Solar Energy Industries Association 2012). 2014 wurden vom Handelsministerium erweiterte Zölle auf chinesische Importe von Solarzellen verhängt, die zwischen 19 und 35 Prozent des Einfuhrwertes liegen. Mitte 2014 wurden die amerikanischen Zölle von der WTO als WTO-rechtswidrig qualifiziert (Willis 2014).

2.5.4 Erfolg der Instrumente

2.5.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Markt für EE ist in der Vergangenheit stark gewachsen, was zu einem großen Anteil auf die Förderinstrumente zurückzuführen ist. Die Stromerzeugung aus EE stieg von 9,3 Prozent der gesamten Stromproduktion 2000 auf 12,3 Prozent im Jahr 2012 an (vgl. Abbildung 55). Ohne Wasserkraft beträgt der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung 2012 5,5 Prozent.

Abbildung 55: Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten (linke Achse) und damit erreichter Anteil an der Gesamtstromerzeugung (rechte Achse)



Quelle: Eigene Darstellung nach Gelman 2013

Der größte Ausbau konnte insgesamt im Segment der Wind- und Solarenergie erzielt werden. Die Kapazitäten für die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Biomasse und Geothermie blieben hingegen seit 2000 weitgehend konstant.

Die in den Ländern eingeführten Renewable Portfolio Standards haben sich als wichtiger Anreiz für den Ausbau der EE herausgestellt (IEA 2013c). So beziehen sich die Portfolio Standards mittlerweile auf mehr als 50 Prozent der gesamten amerikanischen Stromnachfrage. In Staaten mit Renewable Portfolio Standards sind zwischen 1998 und 2011 mindestens 33.000 MW neue EE-Kapazitäten installiert worden (Union of Concerned Scientists 2013). 67 Prozent aller neu installierten EE-Kapazitäten (außer Wasserkraft) zwischen 1998 und 2012 wurden in Staaten mit Renewable Portfolio Standards installiert (Barbose 2013).

Insbesondere gute natürliche Potenziale sowie erfolgreiche Förderinstrumente haben dazu geführt, dass die USA zu den weltweit bedeutendsten Märkten in den Segmenten Solarenergie, Windenergie und Geothermie aufgestiegen sind. Allerdings fehlt ein verlässlicher nationaler Förderrahmen, sodass es letztendlich 50 verschiedene EE-Märkte in den USA gibt. Diese sind insbesondere durch die wechselnden flankierenden nationalen Förderungen sehr volatil. Zur geplanten Energiewende in den USA gehört auch Fracking-Erdgas sowie CCS, sodass es auf Bundesebene keine eindeutige Richtungsentscheidung hin zu erneuerbaren Energien gibt und Marktunsicherheiten vorliegen.

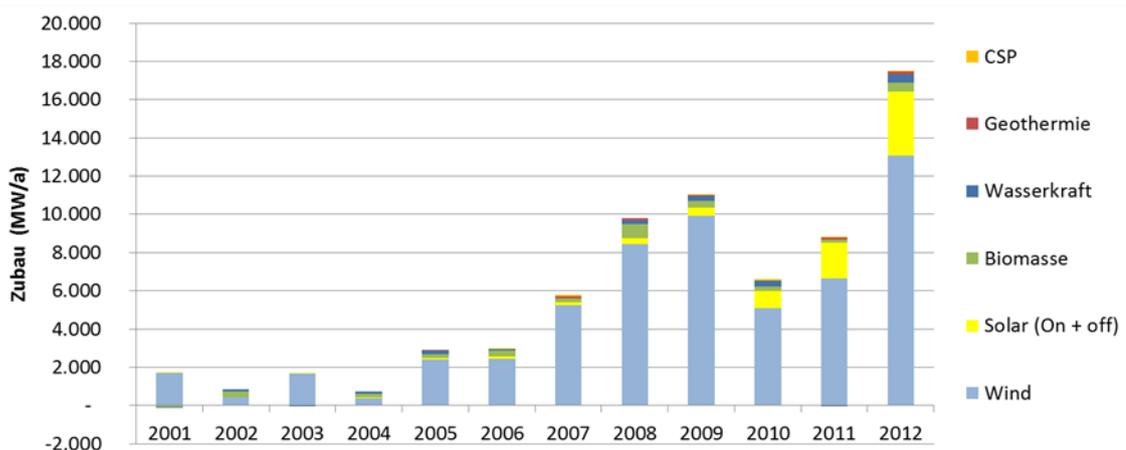
Auf Bundesebene überwiegen die steuerlichen Anreize zur Förderung erneuerbarer Energien. Des Weiteren werden seit einigen Jahren Vorrangflächen primär nach dem *first-come, first-served*-Prinzip vergeben. Zukünftig werden Vorrangflächen für Offshore-Windenergie und Solarenergie vermehrt ausgeschrieben. Die Erfahrungen dieser bundesweiten Ausschreibungen sind jedoch spärlich. Den jüngsten Erkenntnissen nach

entscheiden die jeweils auf Ebene der Bundesstaaten geltenden Fördersysteme über den Erfolg bzw. Misserfolg.

Dominierenden Anteil am bisherigen Ausbau haben die unterschiedlichen Förderregelungen auf Ebene der Bundesstaaten. Insbesondere die verbindlichen Quotenverpflichtungen in Verbindung mit den nationalen steuerlichen Abschreibungen haben günstige Windenergie gefördert.

Abbildung 56 verdeutlicht, dass die wechselnden Rahmenbedingungen zu einem stark schwankenden Markt für erneuerbare Energien führten. So sanken die Neuinstallationszahlen 2010 bei Windenergie gegenüber dem Ausbaueffort 2009 aufgrund der Finanzkrise und unklaren Förderbedingungen um nahezu die Hälfte (AWEA 2011). Der unklare Förderrahmen hat auch in den Vorjahren zu *Boom-Bust-Zyklen* geführt. Im Solarenergiesegment wird der seit 2009 stark ansteigende Markt deutlich. Die kumulierte Stromerzeugung wird trotz des Ausbauefforts nach wie vor dominiert von der Wasserkraft, gefolgt von Windenergie und Biomasse.

Abbildung 56: Jährlicher Zubau (netto) an Stromerzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien 2001-2012 in den USA



Quelle: Eigene Darstellung nach Gelman 2013

• Windenergie

Die Fördersysteme führten vor allem zu einem starken Ausbau der Windenergie. Zwischen 2000 und 2012 hat sich die installierte Windleistung um das 23-fache erhöht. Gemessen an der kumulierten installierten Leistung wurden die USA dennoch 2010 durch China als Weltmarktführer überholt (Gelman 2013).

Die gesamte installierte Kapazität der Windenergie erreichte 2013 61,1 GW. 2013 wurden „nur“ 1.084 MW neu installiert, was einem Markteinbruch von 90 Prozent gegenüber 2012 entspricht. Ende 2013 waren wiederum ein Rekord von 12 GW neuer Kapazitäten im Bau. Das aktuelle Rekordwachstum ist v.a. auf die Verlängerung des *Production Tax Credit* zurückzuführen sowie auf technologische Fortschritte, die mit Kostensenkungen von 43 Prozent innerhalb von vier Jahren einhergingen (Fried et al. 2013).

Die Quotenverpflichtungen *Renewable Purchase Obligation* haben bedeutend zum Ausbau beigetragen. So macht Windenergie 88 Prozent der kumulierten installierten Leistung aus,

die nach Einführung der Quoten errichtet wurden (Wiser und Bolinger 2013). Erwartungsgemäß hat das Quoteninstrument damit primär zum Ausbau der bereits wirtschaftlichsten Form Windenergie beigetragen. Der amerikanische Windenergie-Verband AWEA schätzt, dass die Renewable Portfolio Standards zu einem weiteren Ausbau von 28 GW Windenergieleistung bis 2025 führen werden.

Zunehmend werden auch langfristige PPAs vergeben. 2013 waren mindestens 60 PPAs für nahezu 8.000 MW unter Vertrag (AWEA 2014).

Die Errichtung von Windenergieanlagen fokussiert bisher auf die Top-Wind-Ressourcen von North Dakota und Minnesota bis nach Oklahoma und Texas, wo 94 Prozent der in der Konstruktion befindlichen Projekte stehen. Im Offshore-Segment ist bisher kein kommerzieller Windpark in den USA fertiggestellt. 12 Offshore-Windprojekte in 10 Staaten im Osten, Westen, Great Lakes und der texanische Küste sind in unterschiedlichen Stadien der Entwicklung. Die Projekte machen über 5.000 MW aus (AWEA 2014).

• Solarenergie

Solarenergie kommt gemessen an den Neuinstallationen an zweiter Stelle hinter Windenergie (Miller 2013). Auch bei der Solarenergie wird der Nutzen der Renewable Portfolio Standards zum Wachstum des Segments hervorgehoben (AHK USA - Houston 2014). Die Umweltorganisation Environment America zeigt, dass 85 Prozent der US-Solarleistung in zwölf Bundesstaaten installiert sind. Als Grund werden die effektiven staatlichen Förderprogramme für die Netzeinspeisung sowie Solarförderprogramme der Bundesstaaten genannt (Dutzik und Sargent 2013). So sind in 11 der 12 Bundesstaaten Net-Metering-Systeme etabliert. In 10 der 12 Staaten sind Netzzugangsregeln für dezentrale EE etabliert. Zudem verfügen 11 der 12 Staaten über feste Quoten zum EE-Anteil bei den Stromanbietern, 9 davon haben feste Solarquoten. Die Mehrzahl hat außerdem Finanzierungsoptionen etabliert, die z.B. Drittparteien PPAs ermöglichen.

Der Zertifikatehandel mit separaten Solarzertifikaten hat zum Ausbau beigetragen. In den meisten Märkten sind zwei Drittel der registrierten Projekte kleiner als 10 kW. Allerdings gibt es in den letzten Jahren einen Trend hin zu größeren Projekten. Gemessen an den Zielen gibt es allerdings auch Schwierigkeiten der Förderinstrumente. Einige Staaten haben 2009 von einer unzureichenden Erfüllung ihrer Ziele berichtet (Bird et al. 2011). Der Anteil der Solarenergie an den Quotenverpflichteten der Bundesstaaten sowie die Quotenerfüllung nimmt in den letzten Jahren zu. Bisher beträgt der kumulierte Anteil zwischen 1998 und 2012 8 Prozent (Barbose 2013).

Die Steuergutschriften führen dazu, dass Projektentwickler seit längerem Partnerschaften mit großen Finanzinvestitionen oder Firmen wie Google eingehen, die den *Investment Tax Credit* zur Steuersenkung vollständig nutzen können (Höflinger 2013).

Im CSP-Segment liegt die installierte Leistung 2012 bei ca. 546 MW, 2013 wurden neue Kapazitäten in Höhe von 766 MW fertiggestellt, was die bislang höchste Kapazität ist. Insgesamt sind 2013 1.275 MW installiert.

• Geothermie

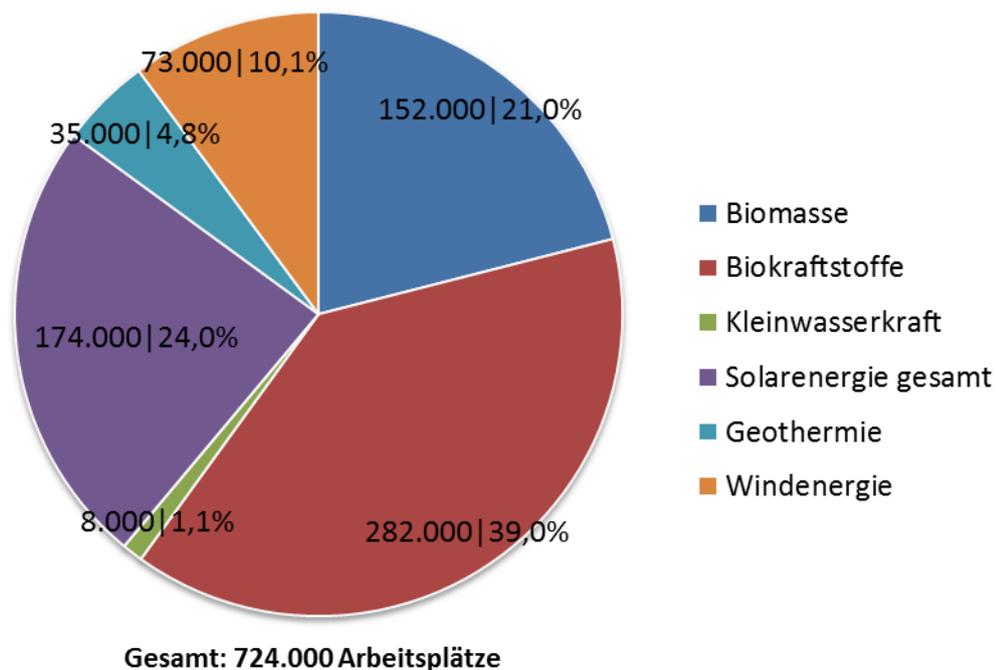
Im Segment der geothermischen Stromerzeugung haben die USA mit ca. 3.400 MW mehr Kapazität als jedes Land weltweit installiert. Zusätzlich sind ca. 5.200 MW in der Entwicklungsphase. Als bedeutend für das Wachstum wird sowohl der *Production Tax Credit*, die *Renewable Portfolio Standards* und die Unterstützung durch Demonstrationsprojekte des Energieministeriums genannt (Deutsch-Amerikanische Handelskammer (AHK USA) 2013a). Der Großteil der bestehenden Kapazitäten wurde zwischen 1981 und 1993 errichtet als sogenannte *low-hanging fruits*. Seitdem ist der Zubau

abgeflacht und erfuhr erst wieder in den letzten Jahren ein erhöhtes Wachstum (Hunter et al. 2014). 2013 wurden in 13 Bundesstaaten Förderungen für Geothermie eingeführt. Viele Geothermieprojekte weisen jedoch Verspätungen bei der Fertigstellung auf aufgrund von unsicheren politischen Rahmenbedingungen.

2.5.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

Eine umfangreiche Abschätzung der IRENA 2013a) kommt für die Vereinigten Staaten auf insgesamt 612.000 Arbeitsplätzen, die in der EE-Branche tätig sind. Damit stehen die USA an weltweit dritter Stelle nach China und Brasilien. Ein Großteil der Arbeitsplätze ist in der Produktion von Biotreibstoffen und Biomasse beschäftigt. Trotz des geringen Anteils an der Stromerzeugung werden mittlerweile 15 Prozent der Arbeitsplätze dem PV-Segment zugeordnet. Das sind mehr als im dominierenden Marktsegment der Windenergie.

Abbildung 57: Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in den USA 2013-2014



Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015a

Die Investitionen in erneuerbare Energien sind in den USA seit 2004 von 4,8 Milliarden Euro (5,5 Milliarden US-Dollar) auf 31,3 Milliarden Euro (35,8 Milliarden US-Dollar) 2013 angestiegen. Das Wachstum beträgt damit zwischen 2004 und 2012 durchschnittlich 23 Prozent pro Jahr (Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2013). Die Investitionen sind allerdings im Zuge der Unsicherheiten zwischen 2012 und 2013 um 10 Prozent zurückgegangen. Insgesamt liegen die Investitionen damit hinter den Investitionen Chinas und Europas.

Die Förderinstrumente und Local Content-Regelungen haben unterschiedliche Auswirkungen gezeigt. Untersuchungen von (2013) weisen auf die prinzipiell hohe Wirkung der *Renewable Portfolio Standards* auf Innovation durch die Erhöhung der Nachfrage hin.

Dagegen haben sich die Steuervorteile als nicht sehr förderlich herausgestellt (Horner et al. 2013).

- **Solarenergie**

Tabelle 30 zeigt die Produktionskapazitäten der amerikanischen PV-Industrie:

Tabelle 30: Produktionskapazitäten und tatsächliche Produktion der amerikanischen PV-Industrie 2012

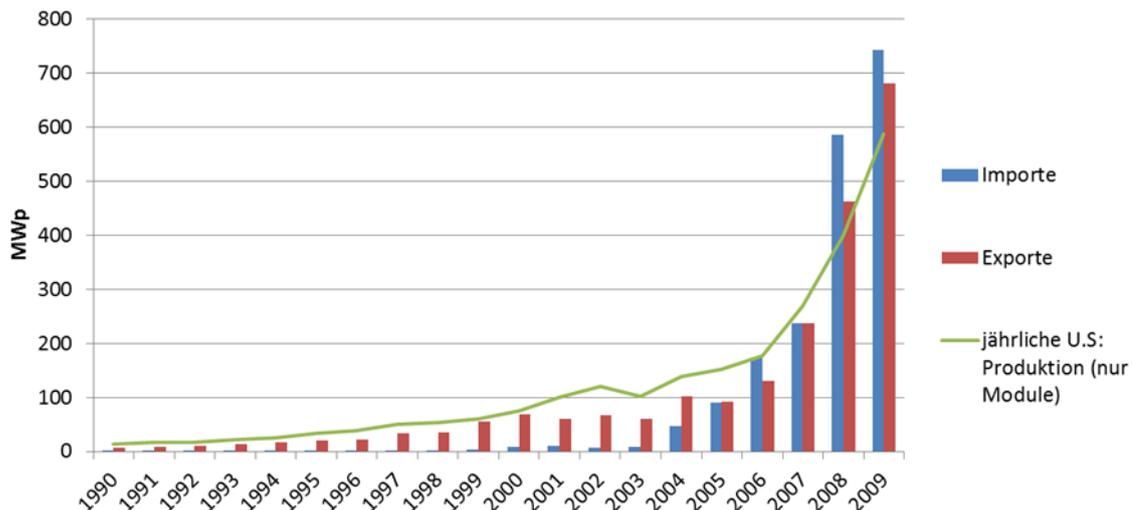
	Kapazität	Produktion
Silizium (t)	53.800	44.673
Silizium-Wafer (GW)	0,43	0,211
Solarzellen (GW)	0,670 (Mono und Multi)	0,522 (Mono und Multi)
Solarmodule (GW)	2,040 (Mono/Multi c-Si: 1,255; Dünnschicht: 0,785)	0,949 (670 Mono/Multi-c-Si; Dünnschicht: 279)
Wechselrichter (GW)	k.A.	2,7

Quelle: Eigene Darstellung nach Feldman und Margolis 2013

Insgesamt sind vier große Hersteller von Silizium-Wafern am Markt aktiv: Solar World America, SunEdison, Solar Power Industries und Sanyo/ Panasonic. Der inländische Anteil an den installierten PV-Kapazitäten variiert zwischen kristallinen Solarmodulen (21 bis 24 Prozent 2009/2010) und Dünnschicht (71 bis 77 Prozent). Im Dünnschichtsegment konnten die Vereinigten Staaten zum Weltmarktführer aufsteigen.

Wie in China wird auch hier die gegenwärtige Unterauslastung der Produktionskapazitäten deutlich, welche bei Solarmodulen bei weniger als 50 Prozent im Jahr 2012 liegt. Die Wertschöpfungskette ist stark internationalisiert (vgl. Studie zu Arbeitspaket 4: Aufbau internationaler Wertschöpfungsketten). So war First Solar der größte US-Produzent von Dünnschichtmodulen, 88 Prozent der Herstellung basiert allerdings auf Produktionen in Deutschland und Malaysia. So werden auch die gesamten Zellen des amerikanischen Herstellers SunPower (61 MW/a) sowie 93 Prozent der Module auf den Philippinen gefertigt. Die ausländischen Kapazitäten tauchen in Tabelle 30 nicht auf.

Die Herstellungskapazitäten haben sich aufgrund wechselhafter politischer Rahmenbedingungen zurückhaltend entwickelt. Mitte der 1980er Jahre mussten inländische PV-Hersteller ihre Produkte stellenweise unter Verlust verkaufen und waren einem hohen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Die Reduzierung des *Investment Tax Credit* 1988 auf 10 Prozent sowie der Einbruch der Erdölpreise führte zu einer stagnierenden PV-Industrie. Seit 2006 stieg dann zwischenzeitlich die Modulproduktion wieder an, allerdings ebenso die Importe zur Deckung der inländischen Nachfrage.

Abbildung 59: Ex- und Importe von Zellen und Modulen sowie jährliche US-Modulproduktion

Quelle: Eigene Darstellung nach Renewables and Uranium Statistics Team 2013; Brown 2011

Zwei Drittel der importierten Zellen und Module kommen aus Asien, 56 Prozent gehen auf das Konto von China (Platzer 2012). Im Gegensatz zu Zellen und Modulen konnte der Local Content bei Solarprodukten von 26 Prozent (2009) auf 45 Prozent (2010) gesteigert werden.

Trotz des Dumpingvorwurfs haben die USA 2011 einen Handelsüberschuss mit China in der Solarbranche in Höhe von 700 Millionen Euro erreicht. Damit stellen die USA für China Solarkomponenten mit weit höherem Wert her als umgekehrt (Gerstetter et al. 2014).

Die amerikanische Solarindustrie zählt 2014 ca. 174.000 Beschäftigte (Platzer 2012). Gemessen an den insgesamt Beschäftigten der Solarbranche (90.000 bei PV) sind dies damit 27 Prozent. Die Arbeitsplätze in der Herstellung sind zwischen 2011 und 2012 von 36 Prozent auf 25 Prozent gesunken (IRENA 2013a). Diese Entwicklung macht die zunehmende Bedeutung der Downstreamaktivitäten im heimischen Markt deutlich, welche die reinen Industrieaktivitäten zur Herstellung von Zellen und Modulen zunehmend übersteigen. Damit konnten die vorherigen Verluste von 8.000 der Industrie in der Vergangenheit kompensiert werden. Die Entwicklungen stellen den Nutzen von Local Content-Regelungen und der Einrichtung von Schutzzöllen gegenüber China infrage.

Das Förderinstrumentarium zum Ausbau der EE war in der Vergangenheit vergleichsweise begrenzt in der Lage Investitionssicherheiten zu bieten und lokale Industrien der PV- und Windenergiebranche zu etablieren.

Einfuhrzölle und Schutzmaßnahmen haben im PV-Segment bisher nur begrenzten Einfluss auf den Ausbau lokaler Wertschöpfung gehabt. Insbesondere aufgrund von Ausweichverhalten seitens der Hersteller, wie Fertigung in Taiwan. Darüber hinaus ist zu beachten, dass ein Großteil der Wertschöpfungseffekte bei der Installation, Wartung- und Serviceaktivitäten anfallen und diese Effekte die Upstream-Aktivitäten dominieren. Diese können dementsprechend von strengeren Local Content-Regelungen und Einfuhrzöllen negativ betroffen sein.

• Windenergie

Der amerikanische Markt für Windenergie war in der Vergangenheit sehr volatil und brach zwischenzeitlich wiederholt auf unter 200 MW/a ab. Dies hat Auswirkungen auf die Investitionen in inländische Produktionskapazitäten (Lewis und Wiser 2005). Die zwei amerikanischen Unternehmen GE Renewable Energy und Clipper erreichten bei neu installierten Anlagen im Jahr 2012 einen Marktanteil von 40 Prozent, kumuliert bis Ende 2013 ca. 44 Prozent. Die Entstehung des größten amerikanischen Windenergieunternehmens GE Renewable Energy geht auf die Übernahme der deutschen Windenergiefirma Tacke Windtechnik und des amerikanischen Entwicklers Zond zurück. Erst 2002 hatte GE den Markteinstieg in die Windbranche gestartet (General Electric Company 2012).

Von den zehn größten Windenergieanlagenbauern (vgl. Tabelle 31) auf dem US-Markt haben erst in den letzten Jahren sieben eigene Herstellungskapazitäten in den USA errichtet. Bis 2004 war nur GE in den USA als Hersteller aktiv.

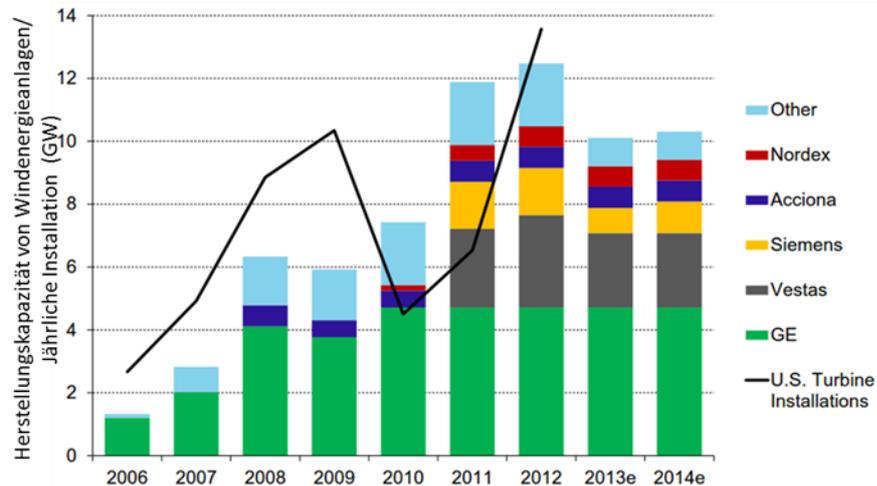
Tabelle 31: Windenergiemarkt in den USA nach Herstellern 2012

	kumuliert (MW)	Anteil	neu installiert 2012	Anteil
GE Renewable Energy (inkl. Enron, Zond, Tacke)	25.071	41%	5.014	38%
Vestas (NEG Micon, Micon, Nordtank, NedWind, Wind World)	11.392	19%	1.818	14%
Siemens, Bonus	8.593	14%	2.638	20%
Gamesa	3.923	6%	1.341	10%
Mitsubishi	3.899	6%	420	3%
Suzlon	2.685	4%	187	1%
Clipper	1.700	3%	250	2%
Senvion	1.259	2%	595	5%
Acciona	908	1%	195	1%
Nordex	674	1%	275	2%
Andere	1.006	2%	398	3%

Quelle: Eigene Darstellung und AWEA 2014

Aufgrund politischer Unsicherheiten und einer unklaren Marktentwicklung schwankten die Arbeitsplatzzahlen in der Windbranche in den letzten Jahren zwischen 75.000 und 85.000 (IRENA 2013a). 2013 waren ca. 560 Unternehmen in Branchen tätig. Die Wertschöpfungskette beinhaltet 12 große Blatthersteller, 14 Turmhersteller und neun Turbinenhersteller. Die Produktionskapazität von Windenergieanlagen liegt mittlerweile bei mehr als 12 GW Leistung im Jahr und kann damit den Großteil der inländischen Nachfrage bedienen. Der inländische Markt wuchs in den letzten Jahren zunächst schneller als es die vorhandenen Fertigungskapazitäten abdecken konnten. Dies zeigt beispielhaft die Entwicklung von inländischen Herstellungskapazitäten für komplette Windenergieanlagen:

Abbildung 58: Inländische Herstellungskapazitäten von Windenergieanlagen vs. Windenergieausbau in den USA



Quelle: nach Wisser und Bolinger 2013 modifiziert

Eine Abschätzung des Berkeley Lab der Hauptkomponenten von Windenergieanlagen Getriebe, Rotorblätter, Generatoren, Türme und weiteres Equipment beinhaltet, kommt zu dem Schluss, dass die Importe zwischen 2006 und 2008 stark angestiegen sind. 2009 und 2010 sanken sie jedoch und stiegen dann – allerdings nur geringfügig - bis 2012 wieder an. Seit 2009 steigen auch die Exporte von Komponenten an. Diese sind allerdings im gesamten Betrachtungszeitraum von 2006 bis 2012 deutlich geringer als die Importe (Wisser und Bolinger 2013).

Der Anteil lokaler Wertschöpfung bei den Hauptkomponenten von Windenergieanlagen hat sich insgesamt nach der Einführung des Energy Policy Acts nach Schätzung des amerikanischen Energieministeriums von 25 Prozent (vor 2006) auf 72 Prozent (Ende 2012) gesteigert (Wisser und Bolinger 2013).

2.5.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

Die USA stellen aufgrund ihrer Größe und unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen für EE quasi 50 einzelne Märkte für EE dar. Positive Signale geben die progressiveren Ziele der Obama-Regierung, das erhebliche Ausbaupotenzial und der liberalisierte Strommarkt. Auch die demokratische Präsidentschaftskandidatin Hillary Clinton kündigte bereits an, den EE-Ausbau massiv vorantreiben zu wollen. Das Fördersystem wird vermutlich auch zukünftig von Instrumentarien der Bundesstaaten dominiert, die von wechselnden nationalen Steuergutschriften und Subventionen flankiert werden. Onshore-Windenergie bleibt als günstigste Erneuerbare-Energieform attraktiv. Zusätzlich ergeben sich je nach Fördersystem auf Ebene der Bundesstaaten diverse Zukunftsmärkte für EE-Segmente.

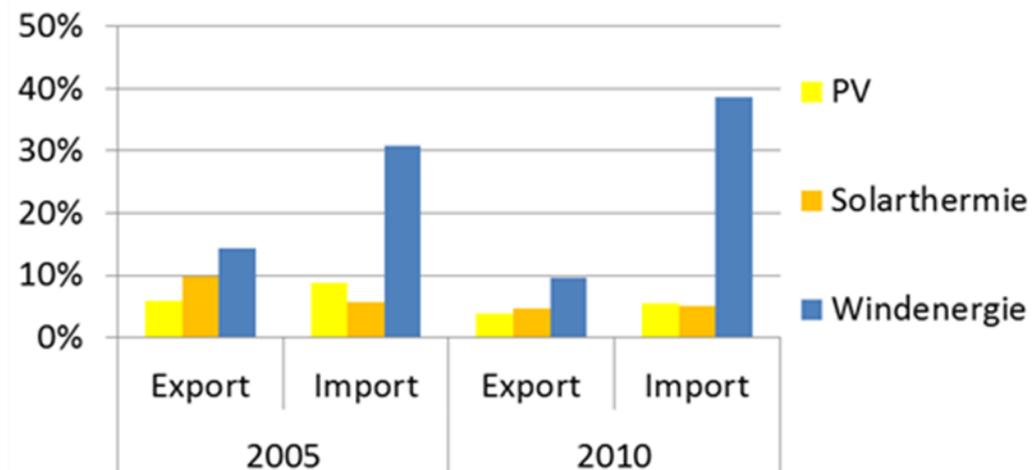
Abbildung 59: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der EE in den USA



Quelle: Eigene Darstellung

Die USA waren für Deutschland bereits in der Vergangenheit besonders im Windenergiesegment ein bedeutender Zulieferer von diversen Komponenten, sodass hier eine gute Ausgangsbasis vorliegt. Im Zulieferbereich bestehen Geschäftsmöglichkeiten bei lokalen Lieferengpässen. Wegen des Fachkräftemangels bestehen zudem auch Chancen in den Bereichen Dienstleistung und Wartung. So hat Siemens beispielsweise langfristige Serviceverträge für Onshore- und ein Offshore-Vorhaben abgeschlossen (AHK USA - Houston 2014). Abbildung 60 gibt einen Überblick über den Anteil der USA an den deutschen Importen und Exporten von Komponenten der PV, Solarthermie und Windenergie.

Abbildung 60: Anteil der USA an den deutschen Importen und Exporten von Komponenten zur potentiellen Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Groba und Kemfert 2011

Bei der Solarenergie steigt insbesondere die Nachfrage nach Großprojekten sowie im Wohnbereich (AHK USA - Houston 2014). Es ist derzeit noch ungewiss, wie die *Investment Tax Credit* nach 2016 und das *Net-Metering* zukünftig gestaltet sein wird. Bei der Windenergie ist die weitere Entwicklung der *Production Tax Credit* nach 2016 unsicher. Mittelfristig sind die Prognosen jedoch in beiden Segmenten positiv.

Neben den stark schwankenden politischen Rahmenbedingungen könnte sich die zunehmende inländische Abdeckung von Wertschöpfungsketten und deren Überkapazitäten vergleichsweise für deutsche Exportchancen herausstellen.

Die *Local Content*-Regulierungen wurden jeweils nur bei einzelnen Bundesstaaten eingeführt. Strafzölle richten sich gegen die chinesische Konkurrenz, deutsche Unternehmen sind auch von der *Buy american*-Klausel befreit. Handelsbeschränkungen sind durch diese Regelungen daher nicht zu erwarten.

2.6 China

2.6.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- 2013 hat China Europa bei Investitionen in EE überholt und steht damit weltweit auf Platz 1.
- China ist führend in den Bereichen Windenergie und Solarthermie.⁶
- Photovoltaik konnte erst in den letzten Jahren bedeutend ausgebaut werden. Der Fokus liegt dabei bisher auf netzgebundenen, großen Anlagen. Zukünftig wird auch die Entwicklung eines dezentralen Marktes für Gewerbe und Haushalte erwartet.

Local Content

- China konnte einen stabilen Inlandsmarkt aufbauen und Unternehmen hervorbringen, die in der Windindustrie große globale Marktanteile besitzen.
- Die Photovoltaik-Industrie entwickelte sich zunächst unabhängig vom Inlandsmarkt.
- Wegbrechende Auslandsmärkte bei der Photovoltaik werden zunehmend durch inländischen Ausbau kompensiert und stabilisieren die inländische Wertschöpfung.
- Die Solarthermiebranche erfuhr durch Erreichen von Wirtschaftlichkeit eine starke Entwicklung ohne grundlegendes Fördersystem.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Die zentralstaatliche Ebene spielt die entscheidende Rolle bei der Förderung erneuerbarer Energien.
- Der Ausbauerfolg der Wind- und Solarenergie ist in den letzten Jahren auf attraktive, feste Einspeisevergütungen zurückzuführen.
- Quotenverpflichtungen für Stromversorger und Netzbetreiber waren bisher keine erfolgreichen Treiber für die Marktentwicklung.
- Ausschreibungen sind für den Ausbauerfolg erneuerbarer Energien insgesamt von untergeordneter Bedeutung. Sie haben jedoch zur Bestimmung der richtigen Höhe der Einspeisevergütung beigetragen.
- Chinas Local Content-Regelungen trugen zur Etablierung von Joint Ventures und zur Ansiedlung von inländischen Produktionen im Windenergiesegment bei.
- Im Gegensatz zu anderen Märkten wurden die mit dem Ausbau einhergehenden Kostensteigerungen bisher primär auf die Industrie abgewälzt. Belastungen für Haushalte werden konstant belassen.

⁶ Die Teilnehmer des Expertenworkshops im August 2015 schätzen das Potenzial für deutsche Firmen im chinesischen Onshore-Markt kritisch ein, v.a. aufgrund von Handelshemmnissen, wie LCR, die den Markteintritt erschweren bzw. behindern.

Fazit

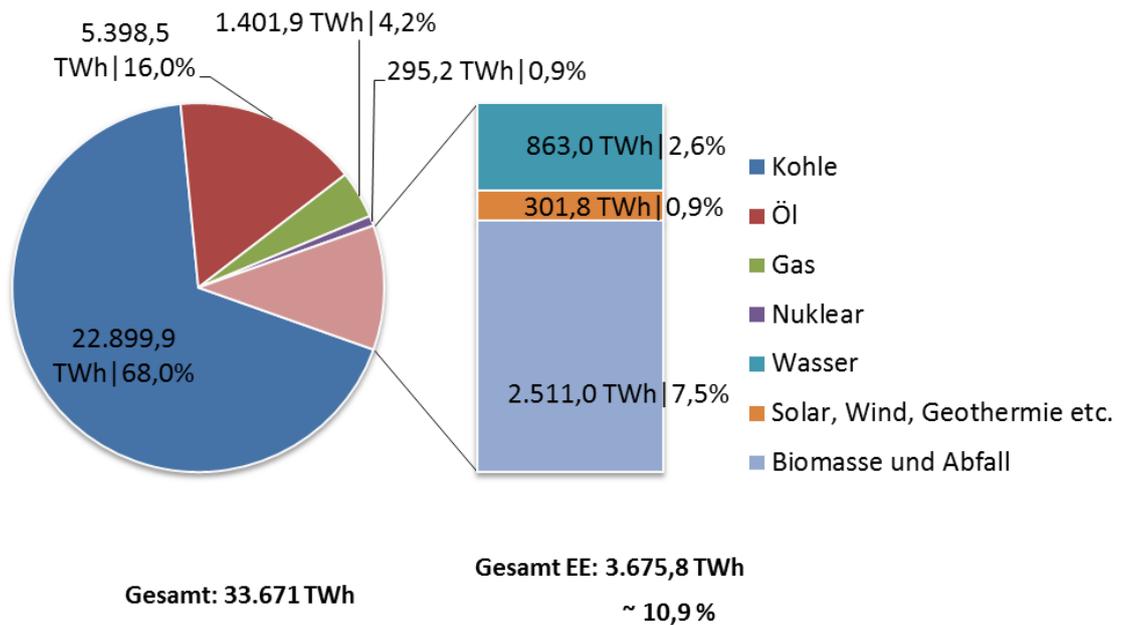
- China ist aufgrund hoher Ausbaupotenziale, steigender Energienachfrage, attraktiver Förderbedingungen und einer inländisch weit ausgebauten Wertschöpfungskette einer der größten Zukunftsmärkte für EE. Der angestrebte schnelle Ausbau in China ist aktuell keine Frage der Machbarkeit, sondern der Nutzung von größtenteils inländisch vorhandenen Kapazitäten.

2.6.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

China ist auf Platz 3 der wichtigsten Handelspartner Deutschlands mit Exporten nach China im Wert von 74,5 Mrd. Euro und Importen aus China in Höhe von 79,7 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2015). Mit einer Netto-Energieimportabhängigkeit von 13 Prozent ist China ebenfalls Netto-Energieimporteur (Weltbank 2015).

Der Primärenergieverbrauch wird zu mehr als zwei Dritteln durch Kohle gedeckt. Erneuerbare Energien inklusive Wasserkraft machen zusammen acht Prozent aus, wovon der größte Teil auf die Wasserkraft entfällt (vgl. Abbildung 61).

Abbildung 61: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in China 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

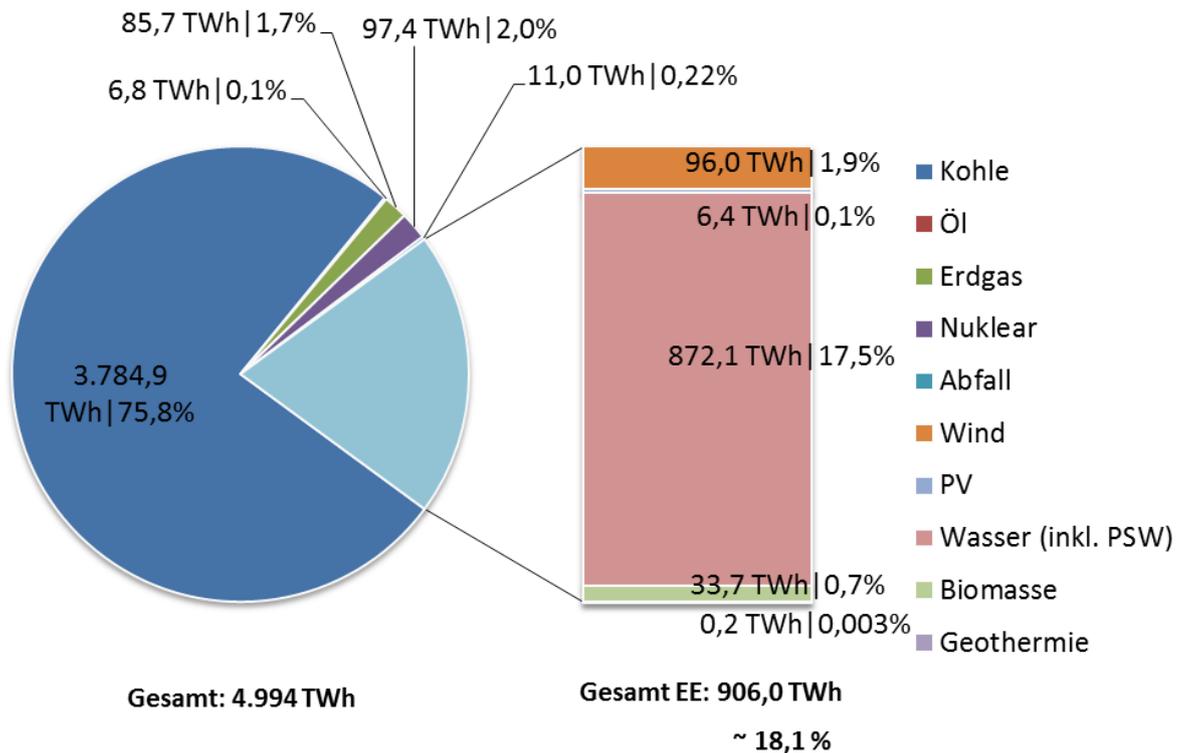
Zwischen 2005 und 2012 betrug der durchschnittliche Anstieg des Primärenergieverbrauchs in China 8,1 Prozent. Bei Erneuerbaren Energien betrug das Wachstum Chinas im gleichen Zeitraum 16 Prozent, verglichen mit einem globalen Durchschnitt von 6,9 Prozent Wachstum erneuerbarer Energien (China National Renewable Energy Centre (CNREC) 2013).

Das rasante Wirtschaftswachstum und die damit einhergehende gesteigerte Energienachfrage stellen die Energieversorgung Chinas vor besondere Herausforderungen. Die schnelle Industrialisierung Chinas hat die Energienachfrage um mehr als das 12-fache innerhalb von 20 Jahren ansteigen lassen. China produzierte 2011 dennoch einen geringen Stromexportüberschuss. Dabei lagen die Exporte bei 19,31 TWh im Vergleich zu Importen in

Höhe von 6,56 TWh (Schmitt 2014). Gleichzeitig hat China es geschafft, die überwiegende Mehrzahl der Bevölkerung zu elektrifizieren.

Die Stromproduktion Chinas lag 2012 bei 4.994 TWh. Der Stromsektor wird traditionell dominiert von Kohle (IEA 2013c). Rund 70 Prozent des weltweiten Anstiegs an CO₂-Emissionen entfallen aufgrund der erheblichen Kohlenutzung auf das Land.

Abbildung 62: Stromproduktion nach Energieträgern in China 2012



Quelle: Eigene Darstellung IEA 2015b

Hinsichtlich der EE und der Energieeffizienz werden in der chinesischen Politik im Wesentlichen fünf übergeordnete Ziele verfolgt (Lo 2013):

1. **Energiesicherheit:**
Ziel ist ein ungehinderter Zugang zu den benötigten Energiequellen, um eine Energieversorgung ohne ungeplante Unterbrechungen sicherzustellen. China hat sich von einem Rohölexporteur in den 1990er Jahren zu einem der weltgrößten Importeure von Rohöl gewandelt. Die Importabhängigkeit von Rohöl liegt bei ca. 50 Prozent (Lo 2013). Zusätzlich ist China trotz gigantischer Kohlevorräte zunehmend von Kohleimporten abhängig. Im Jahr 2013 hat China mit 327 Millionen Tonnen über 13 Prozent mehr als im Vorjahr importiert (Schmitt 2014).
2. **Klimaschutz:**
Trotz seiner historisch sehr geringen Emissionen sieht sich China zunehmend internationalem Druck ausgesetzt, seine Treibhausgasemissionen zu limitieren. Dies gilt umso mehr, seit China die USA als weltweit absolut größter Emittent abgelöst hat. Insgesamt wird auf eine schrittweise Umschichtung weg von Kohle, hin zu

anderen fossilen und nicht-fossilen Energieträgern inklusive Kernenergie gesetzt (Schmitt 2014). Die Politik hat sich vorgenommen, den CO₂-Ausstoß bis 2020 je Einheit Bruttoinlandsprodukt auf 40 bis 45 Prozent des Niveaus von 2005 zu reduzieren.

3. Förderung der inländischen Industrie und Wettbewerbsfähigkeit:
EE-Technologien und insbesondere die Herstellung von Wind- und PV-Komponenten sind für China eine wesentliche Säule der inländischen Industrie. Ziel ist es, global führender Hersteller und Exporteur von EE-Technologien zu werden (Lo 2013).
4. Umweltverschmutzung:
Insbesondere Luft-, Wasser- und Bodenverschmutzung durch fossile Kraftwerke haben schwerwiegende Implikationen für Gesundheit, Wasser- und Nahrungsverfügbarkeit und sollen reduziert werden.
5. Lebensqualität:
Viele Haushalte nutzen noch traditionelle Biomasse zum Heizen und Kochen. PV und solarthermische Wassererwärmung können hier die Lebensqualität deutlich verbessern (Lo 2013).

Nationale Ausbauziele für erneuerbare Energien sind in Chinas Fünf-Jahres-Plänen festgelegt. Der 12. Fünf-Jahres-Plan für 2011 bis 2015 sieht einen Anteil nicht fossiler Energiequellen am Gesamtenergiemix von 11,4 Prozent bis 2015 vor. Insgesamt sieht der 12. Fünf-Jahres-Plan Ausgaben für erneuerbare Energien in Höhe von ca. 203 Milliarden Euro vor. Zusätzlich sollen ca. 260 Milliarden Euro für Energieeffizienz und Emissionsreduzierungen ausgegeben werden (Ma 2013).

Tabelle 32: Stand und Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien in China

	Stand 2013	Ziel 2015
Anteil EE am Primärenergieverbrauch	10,6%	15%
Stromerzeugung aus EE	1045 TWh (davon: 864 Wasserkraft) (2012)	1.203 (davon: 910 TWh Wasserkraft)
Anteil EE an Gesamtstromerzeugung	20% (gesamt)(CNREC 2014); ohne Wasserkraft: 2,8%	20%
Wärme- und Kälte aus EE (Solar + Geothermie)	k.A.	42,4 Mio. toe
Stromerzeugungskapazität aus EE		
Wasserkraft (GW) (ohne PSW)	280	290
On- and Offshore Windenergie	77,16 GW	100 GW (davon 5 GW Offshore)
Solarenergie	15 GW (10 GW Kraftwerke und 5 GW verteilte Anlagen)	35 GW
Biomasse	8,5 GW	13 GW

	Stand 2013	Ziel 2015
Wärme und Kälte aus EE		
Solarthermie	317 Mio. m ²	400 Mio. m ²
Solarkocher	k.A.	2 Mio. Einheiten
Geothermische Wärme und Kälte	k.A.	580 Mio. m ²
Geothermisches Heißwasser	k.A.	1,2 Mio. Haushalte

Quelle: CNREC 2014; CNEA und CNREC 2012; IRENA 2013a

Der chinesische Strommarkt ist stark zentralisiert, wird aber schrittweise zu einem Wettbewerbsmarkt umgebaut. Das Unbundling wurde in den späten 1980er Jahren eingeleitet. Ein wesentlicher Schritt zur Entflechtung von Stromerzeugung auf der einen Seite und Stromübertragung und –vertrieb auf der anderen Seite erfolgte 2002 mit der Aufteilung des monopolistischen staatlichen Stromkonzerns (IRENA 2013b). Aus der Aufteilung gingen fünf unabhängige Stromkonzerne (Huaneng, Datang, Huadian, Diantou, Guodian) und zwei Netzbetreiber (Gujia Dianwang: Chinese State Grid Corporation, Nanfang Dianwang: China South Grid Corporation) hervor (Gu und Mayer 2007). Die Strompreise werden durch die Staatliche Kommission für Entwicklung und Reform (NDRC) festgelegt. Die Behörde ist auch zuständig für die Festlegung der Förderung erneuerbarer Energien. Die fünf staatlichen Stromgesellschaften produzieren 49 Prozent des Stroms. Die anderen 51 Prozent werden von kommunalen, halb-privaten und privaten Unternehmen erzeugt.

Die allgemeinen Investitionsbedingungen in China werden im *Ease of Doing Business-Index* der Weltbank als mittelmäßig eingestuft. Dies liegt vor allem daran, dass private Investitionen und insbesondere Investitionen im Energiebereich stark reguliert sind. In den letzten Jahren wurden private Investitionen in erneuerbare Energien jedoch ermutigt (Wang und Tao 2011).

Das 2006 in Kraft getretene Erneuerbare Energien-Gesetz schreibt, ähnlich dem deutschen Vorbild, einen obligatorischen Netzzugang und Einspeisevorrang für erneuerbare Energien-Anlagen vor (Gu und Mayer 2007; Zhang et al. 2013). Netzbetreiber sind demnach verpflichtet, Netzdienstleistungen und technische Hilfestellung zur Anbindung der Anlagen zu erbringen. Die Local Content-Regelung, die besagte, dass chinesische Windparks zu 70 Prozent aus in China gefertigten Elementen bestehen müssen, wurde aufgehoben (EnergieAgentur.NRW GmbH 2015). 2009 wurde das EE-Gesetz überarbeitet. Die Abnahmeverpflichtung wurde verstärkt, indem die vorherige Einschränkung „bei ausreichender Nachfrage“ aufgehoben wurde. Die überarbeitete Version legte zudem fest, dass Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen technische Grundvoraussetzungen einhalten müssen und sieht einen Netzausbau vor (Winkler 2010).

Die größte staatliche Netzgesellschaft kündigte als Reaktion auf die Forderung der Regierung nach einer stärkeren Förderung dezentraler Photovoltaikanlagen 2012 an, freien Netzzugang für kleine Photovoltaik-Anlagen (< 6 MW) zu gewährleisten, die nah an Verbrauchern installiert sind. Seit 2013 gilt diese Regelung für alle EE.

2.6.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

Überblick

China fördert mit vielfältigen Maßnahmen den Ausbau der erneuerbaren Energien. Zu den wichtigsten Politikinstrumenten auf nationaler Ebene gehören Auktionen, Einspeisevergütungen und Renewable Portfolio Standards. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass zukünftig hauptsächlich Einspeisetarife und Renewable Portfolio Standards zum Einsatz kommen und Ausschreibungen nur noch ergänzend eingesetzt werden. Tabelle 33 gibt einen Überblick über die drei Förderinstrumente, auf die im Folgenden detaillierter eingegangen wird:

Tabelle 33: Übersicht Hauptförderinstrumente in China für den EE-Ausbau

	Auktionen	Feste Einspeisevergütung	Renewable Portfolio Standards (Quotensystem)
Durchführungszeitraum	<ul style="list-style-type: none"> Onshore Windenergie: 2003 - 2007 (<i>Wind concession Program</i>) Offshore Windenergie: seit 2011 PV: 2009 - 2010 CSP: seit 2011 	<ul style="list-style-type: none"> Onshore Windenergie: seit 2007 für einzelne Projekte, seit 2009 4 regionale Tarifzonen Offshore Windenergie: seit 2012 PV: seit 2011 Biomasse: seit 2010 	<ul style="list-style-type: none"> Für alle Technologien (außer Wasserkraft): seit 2007, wirksam seit 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Durch Auktionen zu festen Einspeisevergütungen

Chinas Erneuerbare Energien-Gesetz von 2006 besagt, dass die Regierung die Einspeisetarife durch Auktionen festlegt. Die ersten Auktionen fanden 2003 statt. China hat technologie- und standortspezifische Auktionen durchgeführt. Mit Ausnahme von Onshore Windenergie fanden die Auktionen in unregelmäßigen Abständen ad-hoc statt. Ziel der Auktionen von PV und Onshore Wind war es, die Höhe zukünftiger Einspeisetarife festzulegen. Die Vergabe erfolgte nach dem *first-price-sealed-bid*-Verfahren.

Um die Einspeisetarife zu finanzieren, wurde 2006 ein Aufpreis auf den Strompreis eingeführt. Der Aufpreis lag 2011 bei 0,023 Euro/kWh und ist im internationalen Vergleich gering. Die Abgabe macht ca. 1,5 Prozent des Strompreises für Haushalte aus. Im Vergleich dazu lag der Anteil der deutschen EEG-Umlage am Strompreis 2013 bei ca. 20 Prozent (Lo 2013). Der Aufschlag wird von den Netzbetreibern eingezogen und je nach den lokalen Gegebenheiten vom Finanzministerium verteilt. Damit findet eine Umverteilung der Beiträge von Regionen mit einem hohen Aufkommen zu Regionen mit eher geringem Aufkommen statt (Deutsche Energie-Agentur (dena) 2012a).

• Onshore Windenergie

Im Bereich Onshore Windenergie wurden zwischen 2003 und 2007 jährliche Ausschreibungsrunden für große Windenergieprojekte über 100 MW organisiert (Cozzi 2012). Versteigert wurden Konzessionen für Gebiete, in denen Windenergieanlagen errichtet werden sollten. Die Anlagenentwickler sind verantwortlich für die Konstruktion, den Betrieb und die Wartung der Projekte. Die Regierung übernimmt die Landbeschaffung und die Umweltgenehmigungen, wenngleich die Kosten dafür die Unternehmen zahlen. Der

Vergütungszeitraum wurde auf 25 Jahre festgelegt, wobei nach 30.000 Volllaststunden der Preis reduziert wird.

Zu Beginn war der niedrigste Preis je Kilowattstunde ausschlaggebendes Vergabekriterium. Die ursprüngliche Gewichtung des Preises von 40% wurde jedoch 2006 auf 25 Prozent reduziert, um dem aufgetretenen Problem des Unterbietens entgegenzuwirken. Zwar führte das Auktionsverfahren, wie gewünscht, zu mehr Wettbewerb zwischen den staatlichen Stromproduzenten. Allerdings kam es gleichzeitig zu unerwünschtem Unterbieten, d.h. es wurden Gebote mit Preisen abgegeben, die zu niedrig waren, um die Projekte zu diesen Kosten zu errichten (Zhao et al. 2011). Teilweise wurden solche Angebote mit großen Kohlekraftwerken quersubventioniert. Ein Indiz für die Praxis des Unterbietens ist das Beispiel des Bieters Huarui, der 2003 Gebote in Höhe von 0,053 Euro/kWh (0,3979 Yuan/kWh) abgab und 2004 unter vergleichbaren Rahmenbedingungen Gebote zu ca. 40 Prozent höheren Preisen (Junfeng et al. 2006). Im Gegensatz zu Ausschreibungsverfahren in anderen Ländern, sind in China die Angebotspreise im Laufe der Zeit so teilweise sogar gestiegen.

Das Unterbieten wurde schließlich als Bedrohung für die Entwicklung der inländischen Windenergieindustrie eingeschätzt. Trotz der Anpassung der Preisgewichtung kam es jedoch weiterhin zu Unterbietungen. Dies lag auch an fehlenden Regelungen und Pönalen bei Nicht-Einhaltung der Verträge (Held et al. 2014).

Als Reaktion auf den zu geringen Ausbau führte die NDRC 2009 mit der *Notice on Price Policy Improvement for Wind Power* feste Einspeisetarife ein (Lo 2013). Die Vergütung entsprach dem durchschnittlichen erfolgreichen Angebotspreis der Auktionen und unterschied nach vier Eignungsgebieten für Windparks (Fürstenwerth et al. 2014). Das Beispiel China zeigt, dass Ausschreibungen dazu dienen können, die Höhe von nachfolgend implementierten Einspeisetarifen zu ermitteln.

• Offshore Windenergie

Wind Offshore-Ausschreibungen begannen 2011. Bei der Auswahl der Angebote zählte der Preis 55 Prozent, technische Planung 25 Prozent, Erfahrungen des Bieters 15 Prozent und die Projektfinanzierungsdaten 5 Prozent (IRENA 2013b). Bei der Bewertung des Preises wurde der diskontierte Durchschnittspreis, d.h. höchste und niedrigste Gebote wurden ausgeschlossen, dann wurde der kalkulierte Durchschnittspreis um 10 Prozent diskontiert. Gebote, die diesem diskontierten Durchschnittspreis am nächsten kamen, wurden am besten bewertet. Im Vergleich zur Gewichtung des Preises bei Onshore-Ausschreibungen von 25 Prozent liegt das Preiskriterium bei Offshore Wind vergleichsweise hoch. Niedrige Gebote werden also stark bevorzugt. Zudem reduziert die relativ geringe Gewichtung von Projekterfahrungen mit 15 Prozent die Chancen für erfahrene Anbieter aus dem Ausland (IRENA 2013b). Die Laufzeit der Konzessionen liegt bei 30 Jahren, worin vier Jahre für den Anlagenbau enthalten sind.

Wie bei den Onshore-Ausschreibungen kam es auch bei den Offshore-Projekten zu Unterbietungen, was dazu geführt hat, dass viele Projekte verschoben oder abgebrochen wurden. Weitere Herausforderungen waren unzureichende Projektvorbereitungen der Bieter und das Fehlen eindeutiger Compliance-Regeln, was zu Unklarheit über die tatsächlich installierte Leistung führte und zu weiteren Projektverzögerungen. Schließlich führte das Unterbieten dazu, dass staatliche Firmen die Hauptgewinner der Ausschreibungen waren und private und ausländische Unternehmen kaum zum Zuge kamen (IRENA 2013b).

• PV

Im Gegensatz zur Windenergie setzte die PV-Förderung erst später ein, u.a. da PV zunächst teurer als andere erneuerbare Energien-Technologien war und die Herstellung von PV-Modulen auf teuren Rohmaterialien, wie Silizium, Maschinen und anderen Importgütern aufbaut. PV-Auktionen fanden bislang 2009 und 2010 statt, jeweils für 10 MW bzw. 280 MW

(IRENA 2013b). Die Projekte wurden nach dem *lowest-price-win*-Prinzip vergeben. Die Ausschreibungen führten zu Tarifen zwischen 81 und 121 Euro/MWh, die für 25 Jahre gewährt werden (Becker und Fischer 2012). Da es auch hier zum Unterbieten gekommen war, waren diese Preise zu gering, um Projekte wirtschaftlich durchzuführen. Demnach wurden nur wenige Projekte realisiert und laufende Anlagen wiesen eine geringe Qualität auf.

Als Reaktion darauf wurden 2011 feste Einspeisetarife für PV eingeführt. Die Tarife lagen bei 121 Euro/MWh für Projekte, die bis Juli 2011 ans Netz gingen und bei 111 Euro/MWh für Projekte, die danach ans Netz gingen. Sie lagen über den durch die Ausschreibung ermittelten Tarifen. Die Einführung der festen Einspeisevergütung kann auch als Kompensation für die inländische Industrie gesehen werden, die sich in Folge der Finanzkrise wegbrechenden Auslandsmärkten gegenüber sah.

Im internationalen Vergleich sind die anfangs eingeführten PV-Vergütungen niedrig und führten nur zu einem geringen Ausbau der PV. Insbesondere für Aufdachanlagen, gebäudeintegrierte PV und PV-Anlagen in Ostchina, wo der Strombedarf am größten ist, war die Förderung nicht ausreichend hoch. Zudem führten unklare Regelungen, wie z.B. über die Länge des Vergütungszeitraums, zu Investitionsunsicherheiten (Becker und Fischer 2012).

2013 wurden Änderungen an den Förderbedingungen vorgenommen. So wurde die Vergütung beispielsweise auf 20 Jahre festgeschrieben und Steuererleichterungen eingeführt. Angesichts dieser Änderungen wird mit starkem Marktwachstum gerechnet (IEA 2013b).

- **CSP**

Die erste Auktion eines 50 MW CSP-Kraftwerks - in dem Autonomen Gebiet der Inneren Mongolei - fand im Januar 2011 statt. Nur drei Angebote wurden eingereicht, alle von staatlichen Firmen. Das geringe Interesse von privaten Unternehmen lag möglicherweise daran, dass CSP noch nicht als marktreife Technologie angesehen wurde und mit hohen Risiken behaftet ist (IRENA 2013b). Datang Renewable Energy hat das Projekt gewonnen zu einem Tarif von umgerechnet 117 Euro/MWh für eine Dauer von 25 Jahren. 2012 gab es eine zweite CSP-Ausschreibung über 92 MW in Yulin.

- **Biomasse**

Für Biomasse wurde 2005 eine Einspeiseprämie in Höhe von 0,025 Euro/kWh (0,03 US-Dollar/kWh) auf den bestehenden Strompreis für 15 Jahre eingeführt. Auch dieses Fördermodell wurde wiederholt geändert. 2010 wurde die Prämie durch feste Einspeisetarife in Höhe von 0,09 Euro/kWh (0,11 US-Dollar/kWh) für Biomassestrom aus Land- und Forstwirtschaft ersetzt (IRENA 2013b).

- **Local Content-Regelungen**

Bei den Onshore Windenergie-Auktionen hat China von Local Content-Regelungen Gebrauch gemacht. Der Anteil der in China produzierten und verwendeten Komponenten musste 2003 zunächst mind. 50 Prozent betragen. 2005 wurde er auf 70 Prozent angehoben. Diese Regelung wurde allerdings 2009 wieder außer Kraft gesetzt. Auf die Auswirkungen dieser Regelungen wird im folgenden Kapitel 2.6.4.2 eingegangen.

Renewable Portfolio Standards

Renewable Portfolio Standards wurden 2007 von der NDRC eingeführt (National Development and Reform Commission (NDRC) 2007). Sie legen fest, dass im Stromnetz der Anteil an erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft bis 2020 drei Prozent betragen soll. Große Stromproduzenten mit einer Erzeugungsleistung über 5 GW werden auf einen EE-Anteil der installierten Kapazitäten von drei Prozent bis 2010 und acht Prozent bis 2020 verpflichtet.

Lo kritisiert an der Regelung mangelndes Monitoring und Verpflichtungen zur Erreichung der Ziele (Lo 2013). So hat keiner der drei größten Stromerzeuger die für 2010 gesteckten Ziele erreicht. Da sich die gesetzten Ziele zudem nur auf installierte Kapazitäten beziehen und nicht auf die tatsächliche Stromerzeugung, sind viele Windparks schlecht in das Netz integriert und müssen öfters abgeschaltet werden. Als Folge wurde 2011 eine Überarbeitung der Portfolio Standards geplant, über deren Umsetzung jedoch noch nicht entschieden ist.

Sonstige Förderinstrumente

Neben den oben beschriebenen Fördersystemen gab es weitere Förderungen. Dabei ist v.a. das Golden Sun Programm (2009-2013) zu nennen, das projektbezogene Zuschüsse zur Installation von PV-Anlagen gibt. Über 300 Projekte mit einer installierten Leistung von 640 MW und einem Investitionsvolumen von 2,2 Milliarden Euro wurden im Zuge des Programms gefördert.

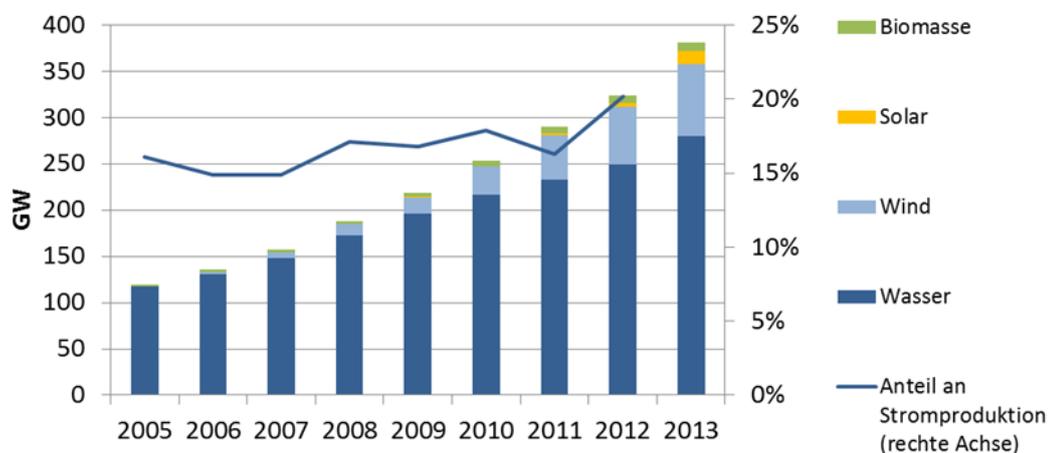
Für 2015 ist zudem die Einführung einer CO₂-Steuer geplant, wodurch EE-Projekte indirekt wirtschaftlicher werden. Die Steuer soll direkt bei Unternehmen, die fossile Rohstoffe fördern und handeln, erhoben werden. Geplant sind Preise in Höhe von ca. 6 Euro pro Tonne CO₂ (Econet China 2013).

2.6.4 Erfolg der Instrumente

2.6.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

Vor der Implementierung des Stromgesetzes 2005 wurden die im Rahmen des 9. und 10. Fünfjahresplanes gesetzten offiziellen EE-Ausbauziele nicht erreicht (Wang et al. 2014). Dies änderte sich mit der Einführung der oben beschriebenen Förderinstrumente. Im 11. Fünfjahresplan von 2005-2010 konnte China seine gesteckten Ausbauziele für Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft erfüllen. Die Stromerzeugungskapazität aus Windenergie übertraf beispielsweise mit 44,7 GW die Zielsetzung um das Neunfache (Clayton 2013). Insgesamt ist ein wachsender Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion zu erkennen, wie Abbildung 63 zeigt:

Abbildung 63: Jährlicher Zubau an EE-Stromerzeugungsleistung



Quelle: Eigene Darstellung nach China National Renewable Energy Centre (CNREC) 2013 und CNREC 2014

Die dargestellten Zubauzahlen zwischen 2005 und 2013 machen den Anstieg insbesondere im PV- und Biomassebereich deutlich. Windenergie konnte seit 2006 jährlich zwischen 10-15

GW neu zugebaut werden. Wasserkraft konnte sich in dem Zeitraum nahezu verdoppeln, insbesondere durch den Bau des Drei-Schluchten-Staudamms.

Die Kapazitäten werden dominiert von netzgebundenen Großanlagen. Zukünftig soll sich dies durch separate Einspeisetarife für dezentrale Anlagen ändern. Bis 2020 sollen große Anlagen nur noch einen Anteil in Höhe von 40 Prozent der installierten Leistung aufweisen.

Im Folgenden wird der Fokus auf den drei Bereichen Windenergie, PV und Biomasse liegen. Wasserkraft wurde im Wesentlichen durch hohe staatliche Investitionen ausgebaut. Hier werden die Vergütungen von Projekten Fallweise durch die Regierung durchgeführt. Zudem haben große Wasserkraftanlagen geringere Stromgestehungskosten und sind bei einer Betrachtung der Bedeutung von Fördersystemen weniger relevant. Geothermieanlagen haben noch eine untergeordnete Bedeutung.

• Windenergie

China ist mit einem Zubau von 14,5 GW 2013 an Windenergie und einer kumulierten Kapazität von 77,16 GW weltweit Nummer 1. Zum Ausbau der Onshore Windenergie haben insbesondere die Renewable Portfolio Standards, das *Wind Concession Program* sowie CDM-Projekte beigetragen. Mit dem *Wind Concession Program* wurden von 2003 bis 2007 Konzessionen für Gebiete für Windenergie ausgeschrieben. In diese Zeit wurden teilweise mehr Kapazitäten gebaut als vorab geschätzt, da die Konzessionen für Gebiete und nicht für einzelne Projekte ausgeschrieben wurden. Statt der im *Wind Concession Program* ausgeschrieben 6.400 MW wurden insgesamt über 7.300 MW Verträge geschlossen.

CDM-Projekte haben ebenfalls einen Anteil am Ausbau. Im Windbereich sind insgesamt 1.526 Projekte registriert, die ca. 40 Prozent der insgesamt in China registrierten CDM-Maßnahmen ausmachen (Fenhann 2014). Cozzi 2012) argumentiert, dass Windprojekte bei CDM-Projekten bis zu 1,65 Euro-Cent/kWh erhalten könnten und damit einen starken zusätzlichen wirtschaftlichen Anreiz darstellten.⁷ Hervorzuheben ist an dieser Stelle auch Chinas dominierender Anteil am gesamten CDM-Budget. Ende des 1. Halbjahres 2015 lag entfielen knapp 60 Prozent der zertifizierten Emissionsreduktionen (CER) auf China (UNFCCC 2015). Angesichts des mittlerweile stark gesunkenen CO₂-Preis wird der Effekt zukünftig jedoch geringer ausfallen.

Der Offshore-Sektor hat sich in den letzten Jahren aufgrund fehlender Vergütungsregelungen nur langsam entwickelt. Mit den geplanten neuen Regelungen, wie beispielsweise eine Einführung von standardisierten Einspeisetarifen für Strom aus Offshore-Anlagen, wird ein "Mini-Boom" erwartet (German Industry & Commerce Greater China Beijing 2014). China hat derzeit sieben Offshore-Projekte mit einer Leistung von 1.560 MW im Bau. Zusätzlich sind 3.500 MW in der Planungs- und Genehmigungsphase. China will eine Offshore-Leistung von rund 5.000 MW bis 2015 erreichen. Gemessen an der Anzahl an Verträgen wurden die Offshore-Ausbauziele erreicht. Die mit den Verträgen einhergehenden Ausbauzahlen können sich jedoch noch nicht abschätzen lassen. 2013 wurden 39 MW neu installiert, insgesamt sind erst 430 MW installiert (REN21 2014).

• Solarenergie

Den größten Anteil der installierten PV-Leistung machen Freiflächenanlagen aus. Ende 2012 entfielen von den 10,6 GW kumulierten installierten Kapazitäten 60 Prozent auf Anlagen, die subventioniert wurden, z.B. durch das Golden Sun Programm, 40 Prozent auf Anlagen, die Einspeisetarife erhielten und drei Prozent auf Anlagen, die durch Ausschreibungen gefördert

⁷ Cozzi geht in seiner Analyse noch von einem CO₂-Preis in Höhe von 13,6 Euro je Tonne CO₂ (16,5 US-Dollar je Tonne CO₂) aus.

wurden. Mit dem Rekordausbau seit 2013 und dem Auslaufen der anderen Programme, gewannen die Einspeisetarife den größten Einfluss zur Marktentwicklung. Damit fallen auch zukünftig die Abgaben auf den Stromverbrauch stärker ins Gewicht. Der sehr hohe Ausbau 2013 ist vermutlich auch auf die Ankündigung der ab 2014 regional abgesenkten Vergütungen zurückzuführen. Viele Anlagenbetreiber versuchten, noch von den bis September 2013 gültigen Vergütungen zu profitieren (Shah et al. 2014). Wie beim Wind wurden auch im Bereich PV einige Projekte durch CDM-Maßnahmen gefördert. Insgesamt sind 2011 ca. 164 Solarprojekte registriert, was 4,1 Prozent der gesamten geförderten CDM-Projekte Chinas entspricht (Fenhann 2014).

Was CSP betrifft, konnten chinaweit 2013 die ersten 10 MW der 2011 ausgeschriebenen 50 MW installiert werden (REN21 2014).

• Biomasse

Gemessen an der Stromerzeugung steht Biomasse hinter Wasser- und Windenergie an dritter Stelle der erneuerbaren Stromerzeugung. Absolut gesehen ist China weltweit viertgrößter Biomassestromproduzent (Periode 2010-2012). In den letzten Jahren hat sich das Wachstum aufgrund limitierter Verfügbarkeit abgeschwächt. Ende 2013 waren Stromerzeugungskapazitäten in Höhe von 6,2 GW zuzüglich 2,3 GW aus Abfallverbrennung installiert. Den überwiegenden Anteil stellen Anlagen zur direkten Verbrennung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse. Zusätzlich sind 1,7 GW aus der Nutzung von Bagasse, 1,2 GW aus der Vergasung von Klärschlamm und 0,3 GW von großen Biogasanlagen installiert (REN21 2014).

Im Bereich Biomasse liegen ungenutzte Potenziale in der Nutzung von Reststoffen, wie Stroh und Reishülsen. Allerdings fehlt hier bisher eine effektive Förderung (Schmitt 2014). Für die Nutzung von Energiepflanzen fehlen genügend landwirtschaftliche Flächen. Die fehlende politische Unterstützung wird auch bei der stärkeren Nutzung geothermaler Ressourcen bemängelt.

China ist der weltweit größte Markt für Biogas. Neben Millionen von kleinen Biogasanlagen gibt es tausende größere Anlagen, welche Industrieabfälle aus der Papier- und Zuckerindustrie, Gülle und Abfälle der pharmazeutischen Industrie verwerten. Das Gas wird hauptsächlich zum Kochen, zur Beleuchtung und zu Heizzwecken benutzt. Nur einige Anlagen werden zur Stromerzeugung genutzt. Zukünftig fokussiert sich die Regierung jedoch darauf, die Stromerzeugung zu erhöhen (Energypedia 2013), sodass mit weiterem Wachstum gerechnet werden kann.

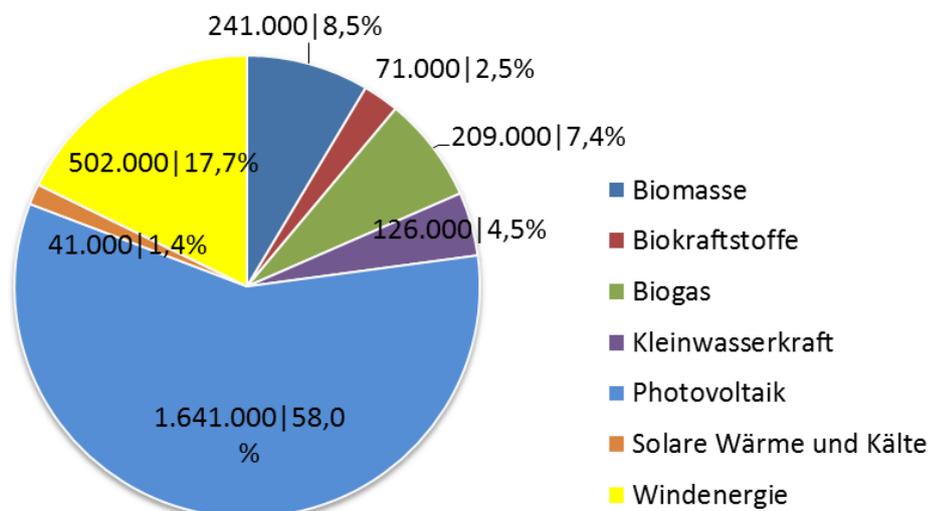
Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass China durch die Anwendung verschiedener Förderinstrumente weltweit zu einem der bedeutendsten Märkte im Bereich der Wasser-, Wind- und Solarenergie aufgestiegen ist. Die Quotenregelung hat dabei bisher nur bedingt funktioniert. Ein Ausbauboom kann seit der Einführung einer verlässlichen festen Einspeisevergütung insbesondere bei der Solar- und Windenergie festgestellt werden. Der Ausbau überstieg seitdem oftmals die Ausbauziele der Regierung. Gemessen an den inzwischen installierten Kapazitäten hatten die Ausschreibungsmodelle einen marginalen Anteil. Ausschreibungen konnten allerdings den Anfang der Entwicklung befördern und zur Ermittlung einer geeigneten Vergütung bei der Windenergie beitragen. Bei der Solarenergie mussten die Fördersätze nachträglich höher gesetzt werden. Die chinesische Regierung stellt sich hinter den Ausbau, hebt die Ziele teilweise an, stockt Fördermittel auf und diversifiziert die Förderung. Die Kosten, die durch den Ausbau der EE anfallen, werden zunehmend durch die Stromverbraucher getragen (außer direkte Subventionen/ Steuervorteile). Die zunehmende Kostenbelastung wurde im Gegensatz zu den betrachteten europäischen Märkten zuletzt im Wesentlichen auf Industriekunden abgewälzt. Gebühren für private Endverbraucher wurden gleichbelassen und sind im internationalen Vergleich gering.

Ein Abbremsen der Marktentwicklung ist angesichts der Bestrebungen der Regierung nicht zu erwarten.

2.6.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

Eine umfangreiche Abschätzung der IRENA weist für China 2,8 Millionen Arbeitsplätze in der EE-Branche aus (vgl. Abbildung 64). Nicht einbezogen sind dabei Arbeitsplätze in den Bereichen große Wasserkraftwerke und traditionelle Biomassenutzung. Im internationalen Vergleich belegt China damit mit Abstand den Spitzenplatz.

Abbildung 64: Direkte und indirekte Arbeitsplätze des EE-Sektors in China 2013-2014



Gesamt: 2.831.000 Arbeitsplätze

Quelle: Eigene Darstellung nach IRENA 2015a

Die Investitionen in erneuerbare Energien sind in China seit 2004 von 2,14 Milliarden Euro auf 46,4 Milliarden Euro (2,6 Milliarden US-Dollar auf 56,3 Milliarden US-Dollar) im Jahr 2013 angestiegen. Das durchschnittliche Wachstum beträgt damit zwischen 2004 und 2012 42 Prozent pro Jahr (Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2013). Im Gegensatz zu den Märkten in Europa, USA und Indien sind die Investitionen dabei auch zwischen 2011 und 2012 weiter gestiegen (22 Prozent) und haben sich erst 2013 geringfügig abgeschwächt (-6 Prozent). Die Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten überstiegen 2013 zum einen die Investitionen in neue fossile Kraftwerke und zum anderen die Investitionen in erneuerbare Energien in Europa (REN21 2014). Damit steht China 2013 gemessen an den neuen Investitionen weltweit auf Platz eins. Ausgenommen dabei sind Investitionen in Forschung und Entwicklung und in Wasserkraft.

- **Solarenergie**

Günstige Kredite für Fabrik-Grundstücke haben den erheblichen Ausbau von Produktionskapazitäten befeuert und damit zum Ausbau der globalen Überkapazitäten der

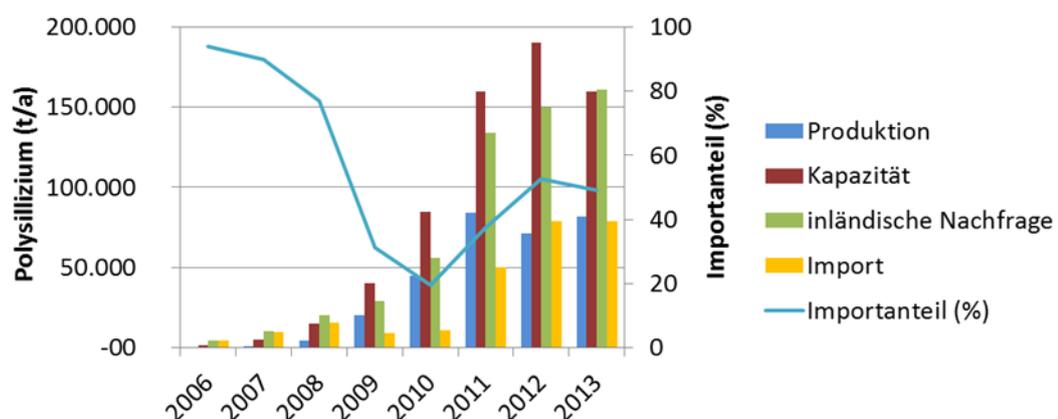
Modulproduktion beigetragen. Ein weiterer Einflussfaktor für den rasanten Ausbau der lokalen Industrie ist der Import von schlüsselfertigen Produktionsanlagen, die von Unternehmen in Deutschland und den USA gebaut wurden. In diesem Bereich ist der Local Content Chinas noch unterrepräsentiert. Die industrielle Wertschöpfungskette deckt sowohl die Produktion von Polysilizium, die Herstellung von Silizium-Wafern als auch die Produktion von PV-Zellen und kompletten Modulen ab (Fang et al. 2013).

Befeuert von der europäischen Nachfrage verzeichnete die Solarmodulproduktion seit dem Jahr 2004 zweistellige Wachstumsraten: Während im Jahr 2000 nur 3 MW Solarpaneele produziert wurden, konnte diese Kapazität auf 10.852 MW im Jahr 2010 ausgebaut werden, was 45 Prozent der Weltproduktion ausmacht (Cao und Groba 2013). Bis 2013 stieg die Produktion von PV-Modulen auf 26.000 MW weiter an. Davon waren 500 MW Dünnschicht- und 25.500 MW Silizium-Solarzellen. Mit dem massiven Export konnte China seine inländische Produktion von Solarmodulen relativ unabhängig vom inländischen Absatzmarkt entwickeln, der erst seit 2009 ein bedeutendes Wachstum erfuhr.

Um die Branche zu konsolidieren und Preiskämpfe zu vermeiden, wurde vom zuständigen Ministerium für Industrie- und Informationstechnologie (MIIT) eine Liste mit 109 PV-Produzenten veröffentlicht, welche mit Fördergeldern unterstützt und bei Ausschreibungen berücksichtigt werden sollen. 400 Firmen gingen dabei leer aus (Schmitt 2014). Inzwischen hat sich angesichts der Verwerfungen die Zahl der Modul- und Zellhersteller von 300 auf 100 reduziert.

Die Entwicklung der Produktions-, Import- und Nachfragesituation des Rohstoffes Polysilizium ist in Abbildung 65 dargestellt. Nach einem starken Wachstum der Produktionskapazitäten bis 2012 wurde 2013 ein leichter Rückgang verzeichnet. Der Importanteil der inländischen Nachfrage konnte zwischen 2006 und 2010 von nahezu 100 Prozent in 2006 auf zwischenzeitlich unter 20 Prozent in 2010 gesenkt werden, bevor in 2012 und 2013 wieder ca. 50 Prozent des Polysiliziums importiert wurden. Trotz des teilweise hohen Importanteils wurden die inländischen Produktionskapazitäten maximal zur Hälfte ausgenutzt und korrelieren mit den Importanteilen. Bei hoher Auslastung der inländischen Kapazitäten sinkt der Importanteil. Ab 2009 hätte die gesamte inländische Nachfrage aus den einheimischen Produktionskapazitäten gedeckt werden können.

Abbildung 65: Situation der PV-Polysilizium-Industrie in China



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2013b

Angesichts des Preisverfalls wurden 2012 von chinesischen Firmen Klagen gegen deutsche und europäische Billigimporte von Polysilizium nach China angeregt. Hierbei handelte es sich möglicherweise um eine Reaktion auf ähnliche Wettbewerbsklagen seitens deutscher Unternehmen (Wetzel 2012). China verzichtete allerdings im Rahmen eines Kompromisses

mit der EU 2013 darauf, Einfuhrzölle auf Polysiliziumimporte aus Europa zu erheben (Sieg und Neidlein 2013). Damit wird weiterhin ein bedeutender Anteil des verarbeiteten Polysiliziums importiert. Wie ersichtlich ist, wurden bereits infolge der Konsolidierung die inländischen Kapazitäten 2013 zur Herstellung des Grundstoffs heruntergefahren.

Bestehende Überkapazitäten werden auch bei einer Betrachtung weiterer Hauptkomponenten deutlich. Zumindest angesichts eines Inlandsmarktes von aktuell geplanten 12 GW pro Jahr bleiben erhebliche Überkapazitäten, um ausländische Märkte zu beliefern und inländische Potenziale zu heben.

Tabelle 34: Produktionskapazitäten und tatsächliche Produktion der Photovoltaik-Industrie in China 2012

	Kapazität	Produktion
Ingots (t)	360.000	k.A.
Wafer (GW)	40	28
Solarzellen (GW)	> 40	21
Solarmodule (GW)	>40	23
Wechselrichter	k. A.; 100er Hersteller vorhanden	

Quelle: Eigene Darstellung nach Fang et al. 2013

Im Bereich Solarthermie ist China mittlerweile der Weltmarktführer von Solarheizungen mit einer inländischen Produktionskapazität in Höhe von mehr als 40 Mio. m² 2009. 2008 waren mehr als 1.300 Hersteller im Bereich solarer Warmwasserheizungen aktiv. Chinesische Hersteller haben damit einen Marktanteil in Höhe von 90 Prozent des globalen Marktes der Produktion von Vakuum-Röhrenkollektoren erreicht (Mastny 2010).

• Windenergie

Die ersten Windenergieprojekte im MW-Bereich in den 1990er Jahren wurden hauptsächlich mit importierten Windenergiekomponenten errichtet (Lewis 2011). Das hat sich inzwischen deutlich geändert. Die überwältigende Industriekapazität Chinas auf dem inländischen Markt wird bei der Betrachtung der zehn größten Hersteller (gemessen an der neu installierten Kapazität) auf dem chinesischen Markt 2013 deutlich. Diese Firmen sind alle chinesischen Unternehmen, stellenweise basierend auf ehemaligen Joint Ventures mit ausländischen Unternehmen, und deckten 2013 ca. 78 Prozent der neu installierten Kapazität ab. Gemessen an der kumulierten Kapazität von ca. 91,4 GW 2013 machen diese 77 Prozent aus. Die Branche hat eine Konsolidierungsphase hinter sich, in der die Zahl der Firmen infolge des abschwächenden inländischen Marktes von rund 80 im Jahr 2011 auf etwa 20 im Jahr 2012 geschrumpft ist.

Tabelle 35: Top Ten Hersteller auf dem chinesischem Windenergiemarkt 2013

Top Ten Hersteller in Chinas Windenergiemarkt 2013	Neue Installationen 2013 (MW)	Marktanteile 2013 der 10 größten Hersteller	kumulierte MW
Goldwind	3750	23,31%	18951
Guodian United Power	1488	9,25%	8799
Ming Yang	1286	7,99%	5543
Envision	1128	7,01%	2421
XEMC	1052	6,54%	3747
Shang Hai Electric	1014	6,30%	3617
Sinovel	896	5,57%	15076
CSIC	787	4,89%	2061
Dong Fang	574	3,56%	7938
Windey	539	3,35%	2001
kumuliert	12514	77,77%	70.154

Quelle: Eigene Darstellung nach Fried et al. 2013

Im Offshore-Bereich wird der Markt mit Sinovel und Goldwind von etablierten inländischen Turbinenherstellern dominiert. 2013 lag der Marktanteil von Sinovel bei knapp 40 Prozent und von Goldwind bei gut 25 Prozent. An dritter Stelle steht Siemens. Mit 50 MW hält der deutsche Hersteller mit einem Joint Venture mit Shanghai Electric einen Marktanteil in Höhe von knapp 12 Prozent.

Insgesamt ist von einem erheblichen Anteil an Local Content auszugehen, der sich aufgrund der Anwendung von Local Content-Vorgaben, einem attraktiven Wirtschaftsumfeld sowie den Fördersystemen für Windenergie entwickeln konnte. Dabei hat sich das Fördersystem im Gegensatz zur Photovoltaik insbesondere in der Anfangsphase der Industrie als wichtig herausgestellt.

Lewis (2011) stellt fest, dass die Entwicklung des Heimatmarktes wichtig war für die Entwicklung der mittlerweile weltweit führenden chinesischen Windenergiehersteller Sinovel, Goldwind und Dongfang. Feste Einspeisevergütungen haben besonders zu einem stabilen Heimatmarkt beigetragen. Einzelne EE-Förderbereiche werden dabei allerdings auch kritisch gesehen. Junfeng et al. (2006) argumentieren, dass die geringen Preise bei den Auktionen sowohl für die Erforschung und Herstellung inländischer Windturbinen und die Produktion von Komponenten nachteilige Effekte hatten. Das Ergebnis der Ausschreibungen stehe damit im Konflikt mit dem erklärten Ziel, eine neue Industrie zu unterstützen.

Die bereits erwähnte, bis 2009 geltende Local Content-Regelung, dass Windparks zu 70 Prozent aus chinesischen Elementen bestehen mussten, führte dazu, dass sich alle großen internationalen Hersteller direkt oder über Joint Ventures im Land ansiedelten. Die Abschaffung der Local Content-Klausel änderte anschließend nichts an der Marktsituation, da mittlerweile landesweit für neu installierte Anlagen überwiegend inländische Komponenten zum Einsatz kamen und entsprechende Lernkurven durchlaufen worden waren.

Förderliche weitere Faktoren für den Einsatz von Local Content sind sicherlich die Zuschüsse der Regierung für Hersteller, der Erlass von Importzöllen für inländisch nicht herstellbare Anlagenkomponenten und temporäre Erleichterungen oder Befreiungen von der Einkommenssteuer (German Industry & Commerce Greater China Beijing 2014). Auch ist

der Technologietransfer von zu diesem Zeitpunkt führenden ausländischen Herstellern als bedeutend einzuschätzen, der eine Grundlage legte für die Etablierung von erfolgreichen chinesischen Unternehmen innerhalb der relativ kurzen Zeitspanne von 10 Jahren.

2.6.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

Es ist zu erwarten, dass das Fördersystem Chinas, welches im Wesentlichen auf festen Einspeisetarifen basiert, weiterhin zu erheblichem Marktwachstum bei Wind und PV führen wird. Ebenso ist davon auszugehen, dass die zukünftigen EE-Ausbauziele der chinesischen Regierung erreicht oder übertroffen werden, sofern keine Deckelung vorgenommen wird.

Der chinesische Markt ist charakterisiert durch den langfristig ausgelegten Förderrahmen (Einspeisevergütung), die steigende Stromnachfrage, den an seine Grenzen stoßenden Ausbau fossiler Kapazitäten (Rohstoffabhängigkeit), die zunehmend als gesundheitlich gefährlich erkannte Luftverschmutzung (inkl. wachsendem Klimabewusstsein) sowie die allgemein noch nicht ausgeschöpften Potenziale im Segment der erneuerbaren Energien. Neben den dargelegten netzgebundenen Potenzialen bestehen erhebliche Potenziale bei dezentralen, nicht netzgebundenen Anlagen, die bisher weniger gefördert wurden.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich - trotz starker einheimischer Akteure und gewisser rechtlicher Unsicherheiten - große Chancen für deutsche Unternehmen. Das gilt insbesondere auch für vor- bzw. nachgelagerte Stufen der Wertschöpfungsketten, um den steigenden EE-Anteil erfolgreich in das Stromnetz zu integrieren.

Abbildung 66: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien in China

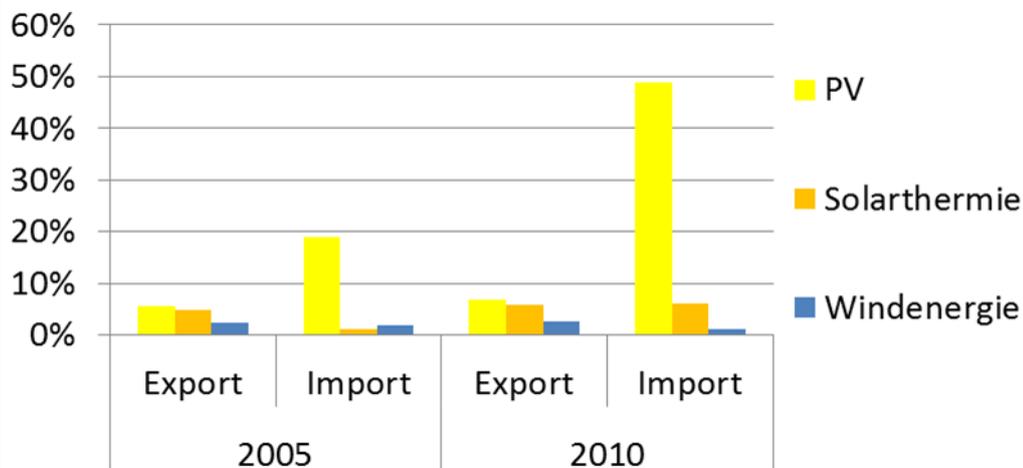


Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt war bis zum Wirksamwerden der Anti-Dumping-Maßnahmen der EU ein zunehmender Importanteil aus China zu beobachten. Dies gilt insbesondere für PV. 2013 sind die Branchenausfuhren Chinas, v.a. von Solarzellen und Modulen, um 17,9 Prozent auf

umgerechnet 12,3 Milliarden US-Dollar zurückgegangen. Besonders die Exporte nach Deutschland seien aufgrund der Anti-Dumping-Maßnahmen der EU um 75 Prozent auf 507 Millionen Dollar eingebrochen, so die China Chamber of Commerce for the Import and Export of Machinery and Electronic Products (Schmitt 2014). Die relative Bedeutung Chinas als Handelspartner im Bereich erneuerbare Energien nahm bis 2010 zu. In Zukunft ist eine Abnahme der deutschen Importe zu erwarten. Die Teilnehmer des Expertenworkshops schätzen den PV Markt in China als unattraktiv für deutsche Firmen ein, auch weil in den 5-Jahresplänen die eigene Herstellung von Produktionsanlagen vorgesehen ist.

Abbildung 67: Anteil Chinas an den deutschen Im- und Exporten



Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Groba und Kemfert 2011

Exporte von Polysilizium, Herstellungsequipment und Fabriken von Herstellungskapazitäten haben zugenommen. So hatte in der Vergangenheit der deutsche Maschinen- und Anlagenbau vom chinesischen Solarboom massiv profitiert (Deutsche Energie-Agentur (dena) 2014a). Auch ist China als Importeur von zahlreichen Solarthermie-Komponenten bedeutend.

Auf deutsche Handelszölle für chinesische Module wurde seitens Chinas nicht mit Gegenmaßnahmen reagiert. Insbesondere auf die bedeutenden deutschen Zulieferer, wie z.B. dem größten deutschen Polysilizium-Produzenten Wacker, hätte dies negative Auswirkungen. Ein Viertel des Konzernumsatzes von Wacker basiert auf der Produktion von Polysilizium, das zum größten Teil nach Asien, und insbesondere China exportiert wird (Wetzel 2012).

Angesichts der inländischen Kompetenz Chinas im Segment der Photovoltaik liegen die zukünftigen Chancen Deutschlands im Bereich der Zulieferung von Komponenten, wie Maschinen und Herstellungskapazitäten für Herstellungsanlagen. Auch ist weiterhin ein Export von Silizium zu erwarten. Im Solarthermiesegment werden angesichts der starken inländischen Konkurrenz die Chancen für deutsche Exporte als gering eingeschätzt.

Im Windenergiebereich sind historisch große Anknüpfungspunkte einer Zusammenarbeit ersichtlich. So hat das erste chinesische Windenergieunternehmen Goldwind (Jingfeng) seine Windenergietechnologie durch Lizenzen von deutschen Unternehmen erworben: von Jacobs 1999, von Repower 2001 und von Vensys 2008. Auch andere Unternehmen, wie Sinovel, Dingfang, CSIC und Beijing Beizhong haben von Lizenzen der deutschen Unternehmen Fuhrländer, Repower und Aerodyn profitiert (Lewis 2011).

Mit dem erheblichen Marktwachstum nahm die Bedeutung Chinas für deutsche Exporte im Windenergiesegment leicht zu, 2005 um 2 Prozent und 2010 um 3 Prozent. Angesichts des erheblichen Ausbaus und verstärkter Local Content-Vorschriften ist zukünftig ein starker Wettbewerb zu erwarten. 2009 hatten deutsche Unternehmen noch einen großen Anteil am chinesischen Windenergiemarkt. Nordex wies z.B. einen Marktanteil von sieben Prozent auf (Lewis 2011). Die Firma hat sich inzwischen aus dem chinesischen Markt für Produktion und Vertrieb zurückgezogen, da dieser stark umkämpft ist und die kritische Masse an Aufträgen nicht mehr erreicht wurde. Stattdessen soll China als Beschaffungsmarkt genutzt werden (dpa 2013).

Auch gibt es weitere deutsch-chinesische Kooperationen. So arbeitet Mingyang, der laut eigenen Angaben größte nicht-staatliche Windkraftanlagenbauer Chinas, mit dem deutschen Unternehmen aerodyn Energiesysteme zusammen.

2.7 Indien

2.7.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- Indien steht bei den Investitionen in neue EE-Anlagen an weltweit achter Stelle.
- Windenergie⁸ ist die am erfolgreichsten ausgebaute EE-Technologie gefolgt von Photovoltaik.
- Photovoltaik wurde im Vergleich zur Windenergie deutlich später ausgebaut. Der PV-Markt wurde bisher dominiert von Großanlagen, dezentrale EE sind bei der Anwendung noch untergeordnet.

Local Content

- Wesentliche indische Anbieter konnten im Zuge der nationalen Marktentwicklung etabliert werden, wie z.B. Suzlon. Ein Großteil der Installation von Windenergiekapazitäten in Indien erfolgte durch inländische Unternehmen.
- Bei Solarenergie konnten inländische Kapazitäten entwickelt werden. Diese sind allerdings nur bedingt wettbewerbsfähig und infolge hohen Wettbewerbs nur gering ausgelastet.
- Local Content-Regelungen hatten einen gemischten Einfluss (Handelsstreitigkeiten/negative Effekte für lokale Wertschöpfung). Die Regeln wurden durch den vermehrten Import von Dünnschichtmodulen umgangen.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Mittlerweile wird ein Mix an nationalen und regionalen Instrumenten für den Ausbau der EE angewendet, die anfangs erhebliche Probleme in der Zielerreichung aufwiesen.
- Attraktive Abschreibungsbedingungen, Einspeisevergütungen auf nationaler und bundesstaatlicher Ebene flankiert von Quotenverpflichtungen mit einem Zertifikatshandel führten zu einem starken Ausbau der Windenergie.
- Der Ausbau der Photovoltaik basiert im Wesentlichen auf den Fördersystemen der Bundesstaaten – am erfolgreichsten waren die Einspeisevergütungen in Gujarat.
- Die Erfahrungen von Ausschreibungen im Solarenergiesegment sind gemischt. Kapazitätsziele wurden trotz vieler Anträge nur zum Teil erreicht. Es steigt der Anteil an Solarprojekten, die ohne Förderung installiert werden.

⁸ Die Teilnehmer des Expertenworkshops im August 2015 schätzen das Potenzial für deutsche Firmen im indischen Onshore-Markt kritisch ein, v.a. aufgrund von Handelshemmnissen, wie LCR, die den Markteintritt erschweren bzw. Behindern.

Fazit

- Indien bleibt insbesondere bei Solar, Wind und Biomasse und auch bei dezentralen Anlagen hinter seinen Möglichkeiten zurück. Die zukünftigen Ausbauziele und Fördersysteme lassen insgesamt weiteres Marktwachstum erwarten.

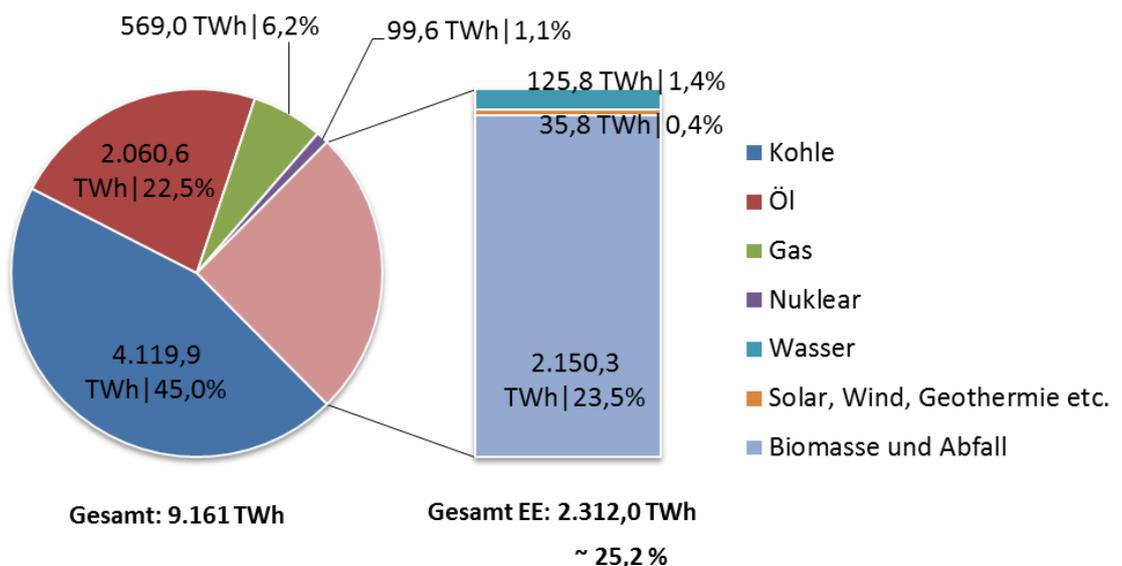
2.7.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

Im Vergleich zu den bisher analysierten Ländern ist Indiens Rolle als Handelspartner Deutschland weniger bedeutend. Die deutschen Exporte nach Indien lagen 2014 bei 8,9 Mrd. Euro, die Importe aus Indien nach Deutschland bei 7,1 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2015). Indien ist ebenfalls Netto-Energieimporteur (31 Prozent) (Weltbank 2015). Angesichts der stark wachsenden Wirtschaft, Energienachfrage und Bevölkerungszahl steht die Energieversorgung Indiens vor besonderen Herausforderungen. Im Zeitraum bis 2022 wird mit einer jährlichen Wachstumsrate der Stromnachfrage von 9 Prozent auf insgesamt 1.915 TWh/a gerechnet.

Um die Versorgungssicherheit der Bevölkerung mit Elektrizität zu gewährleisten, wird ein Anstieg der installierten Erzeugungsleistung in Höhe von 300 GW bis 2017 nötig sein. Aufgrund der geringen Elektrizitätsanschlussrate spielt die Stromversorgung durch Offgrid-Anlagen eine große Rolle.

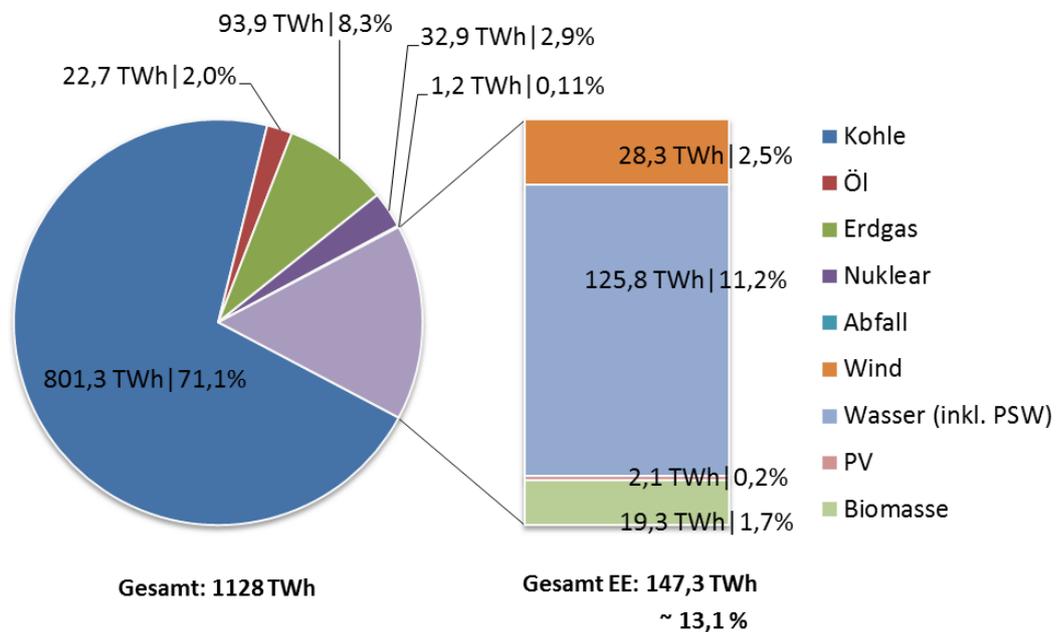
Indiens Primärenergiebedarf wird zu 45 Prozent durch Kohle gedeckt. Im Jahr 2012 stammten ca. 25 Prozent der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien, wobei Biomasse den größten Teil beiträgt. Da alternative Formen an verfügbaren Energieträgern fehlen, sind ca. 80 Prozent der ländlichen Haushalte auf traditionelle Nutzung von Biomasse, wie Feuerholz und Reststoffe der Landwirtschaft, zum Kochen angewiesen. Im städtischen Bereich sind es 22 Prozent (U.S. Energy Information Administration (EIA) 2013b).

Abbildung 68: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Indien 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Bei der Stromproduktion dominiert Kohle mit einem Anteil von 71 Prozent (vgl. Abbildung 69). Zur Stromproduktion tragen erneuerbare Energien mit knapp 150 TWh bei. Das entspricht 13 Prozent der gesamten Produktion. Den größten Anteil hat dabei Wasserkraft.

Abbildung 69: Stromproduktion nach Energieträgern in Indien 2012

Quelle: Eigene Darstellung IEA 2015b

Neben netzgebundenen Kapazitäten ist eine erhebliche Anzahl an Offgrid-Anlagen installiert. Die Stromerzeugungskapazität aus PV-Anlagen wird auf insgesamt 23 MWp geschätzt (Ministry of Statistics and Programme Implementation 2013). Zusätzlich waren 2012 etwa 1.221 MW Solarleistung bei Solarkochern vorhanden.

In Indien erzeugen rund 10 Millionen Dieselpumpen etwa 18 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid pro Jahr. Die Regierung reduziert schrittweise Subventionen für Diesel, daher liegen hier große wirtschaftliche Potenziale. Bisher fehlte das Angebot an kleinen Anlagen, um Kleinbauern durch solarbetriebene Pumpen mit Energie zu versorgen. Die indische Regierung kündigte 2013 an, Dieselpreise teilweise für Endkunden zu deregulieren. Preise werden schrittweise angehoben. Diese Maßnahmen führten zu einem Preisanstieg von circa 15 Prozent innerhalb von 13 Monaten und verstärkten die Attraktivität von Photovoltaik-Anlagen (Sengupta 2014). Der Einsatz von Biomasse, Biogas, Kleinwind, kleiner Wasserkraft und Photovoltaik für ländliche Offgrid-Anwendungen wird in Zukunft an Bedeutung zunehmen, da Indien eine Elektrifizierung mit einem flächendeckenden Stromnetz in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich nicht erreichen wird (REN21 2013a).

Das Elektrizitätsgesetz von 2003 bildet den Rahmen für die zunehmende Erzeugung aus EE in Indien. Es regelt die Entwicklung dezentraler Offgrid-Anlagen für ländliche Regionen sowie die Förderung von Strom aus EE. Auch werden die Netzanbindungen und Regelungen für die Einführung von Quotensystemen auf Länderebene festgelegt (*Renewable Purchase Obligations* – RPOs).

Indien nutzt sowohl Anreize auf Ebene der Länder als auch auf zentraler staatlicher Ebene. Oftmals greifen diese ineinander. So gibt die nationale Behörde Richtlinien, wie auf Ebene der Provinzen Fördersysteme auszurichten sind, insbesondere die RPOs. Das Design und die Implementierung der Instrumente wurden oftmals durch Unsicherheit über die Kontinuität und die geplante Weiterentwicklung gehemmt. Einige Instrumente wirken komplementär,

z.B. CDM-Projekte oder die Möglichkeiten zur beschleunigten Abschreibung, was im Folgenden erklärt werden wird.

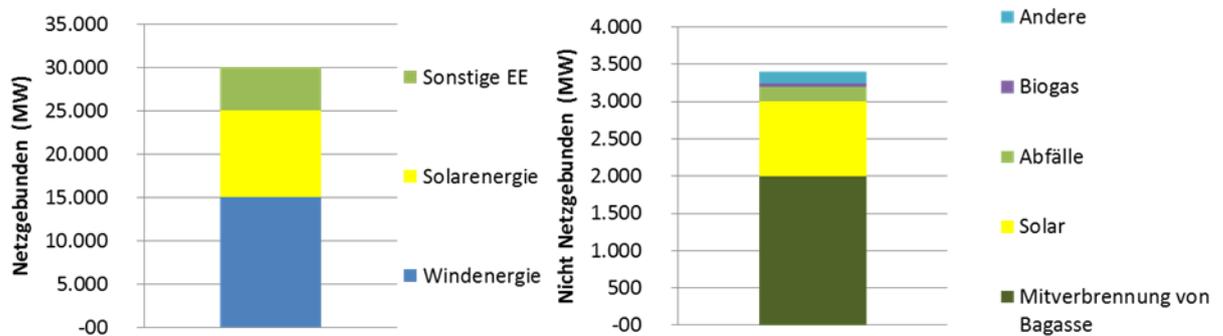
Bis 1991 war der indische Strommarkt monopolistisch strukturiert. Mit dem Electricity Act von 2003 wurde die Stromproduktion liberalisiert. Die Einspeisung in das Netz sowie die Stromverteilung sind allerdings weiterhin staatlich reguliert. Das Verteilnetz und ein Großteil der Produktion sind im Besitz staatlicher Unternehmen, d.h. der Wettbewerb ist noch eingeschränkt. So wird der Netzzugang für Produzenten durch Regulierungsbehörden genehmigt. In der Vergangenheit konnte der öffentliche Sektor die Probleme nicht ausreichend lösen, weshalb die Politik den privaten Sektor entlang der gesamten Wertschöpfungskette mit einzubeziehen versucht (Arora et al. 2010). 42 Prozent der gesamten neuinstallierten Kapazität von 2007 bis 2012 können dem privaten Sektor zugeordnet werden. Die restlichen 58 Prozent entfallen zu etwa gleichen Teilen auf die Länder und den Bund. Da die Nachfrage nach Strom höher als die Stromerzeugung ist, existiert kein bedeutender Wettbewerb (Deutsch-Indische Handelskammer (AHK Indien) 2012). Die Übertragungsnetze sind im Besitz des Bundes und der Bundesstaaten.

Die geringen Strompreise machen die Herausforderung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien deutlich. Der Strompreis wird von den einzelnen Bundesstaaten genehmigt (Deutsch-Indische Handelskammer (AHK Indien) 2013). Die Stromsubventionen werden für das Jahr 2013/2014 auf 6,17 Milliarden Euro geschätzt. Wie in anderen Schwellen- und Entwicklungsländern, so liegt auch in Indien typischerweise der Strompreis für die Industrie über dem für die Endverbraucher. 2012/2013 lag der Strompreis für die Industrie in Indien zwischen 3,9 und 10,9 Euro-Cent/kWh und der für die Endverbraucher bei 1,5 bis 8,6 Euro-Cent/kWh (Deutsch-Indische Handelskammer (AHK Indien) 2013). Eine wesentliche Herausforderung für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind relativ hohe Kreditkosten für EE-Anlagen. Diese lassen sich u.a. auf das hohe Wachstum, die hohe Inflation und das Länderrisiko zurückführen (Shrimali et al. 2013).

Bei der Stromversorgung liegt die Schwierigkeit darin, die Kosten an die Konsumenten weiterzugeben. Das bringt Versorger verschiedentlich in finanzielle Schwierigkeiten. So blieben in der Vergangenheit die Strompreise für Endkunden aufgrund von politischem Druck statisch und vergrößerten die Differenz zwischen den durchschnittlichen Stromtarifen und den durchschnittlichen Versorgungskosten (Government of India (Planning Commission) 2013).

Die wesentlichen nationalen Ausbauziele werden in Fünf-Jahres-Plänen festgehalten. Der aktuelle Fünf-Jahres-Plan von 2012 bis 2017 sieht neue EE-Kapazitäten von insgesamt 29,8 GW vor sowie 10,9 GW an großen Wasserkraftkapazitäten. Zusätzlich sollen 3.400 MW an Offgrid-Kapazitäten installiert werden (vgl. Abbildung 70).

Abbildung 70: EE-Ausbauziele im 12. Fünfjahresplan – Zusätzlicher Ausbau bis 2017 für netzgebundene und netzunabhängige Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung. Daten nach (Government of India (Planning Commission) 2013)

Zusätzlich ist ein Zubau von 72,3 GW fossilen Kapazitäten sowie 5,3 GW Atomkraftwerkskapazitäten geplant (Ernst&Young 2013).

Insgesamt sollen in der zwölften Fünf-Jahres-Periode im indischen Energiemarkt etwa 41,4 Milliarden Euro (3.186 Milliarden Rupien) an Investitionen getätigt werden. Dies kommt einer Vervierfachung der geplanten Investitionen des elften Fünf-Jahres-Plans gleich.

2008 veröffentlichte Indien seinen Nationalen Aktionsplan zum Klimawandel. Darin werden acht nationale Missionen dargelegt, u.a. die National Solar Mission zur Förderung des Ausbaus der Solarenergie. Ziel ist es, dass erneuerbare Energien gegenüber fossilen Energieträgern bis 2020 Wettbewerbsfähigkeit werden. Bis 2020 ist ein Anteil erneuerbarer Energien am nationalen Energiemix von 15 Prozent geplant (Indo-German Energy Forum 2013).

Tabelle 36: Ziele der National Solar Mission

	Phase 1 (2010-2013)	Phase 2 (2013-2017)	Phase 3 (2017-2022)
Netzgebundene Solaranlagen (inklusive Dachanlagen: 100 MW) (MW)	1100, davon Dachanlagen: 100 MW	4.000-7.000	20.000
Offgrid (MW)	200	1.000	2.000
Solarkollektoren (Mio. m ²)	7	15	20

Quelle: Indian Power Sector.Com 2012 (Indian Power Sector 2012)

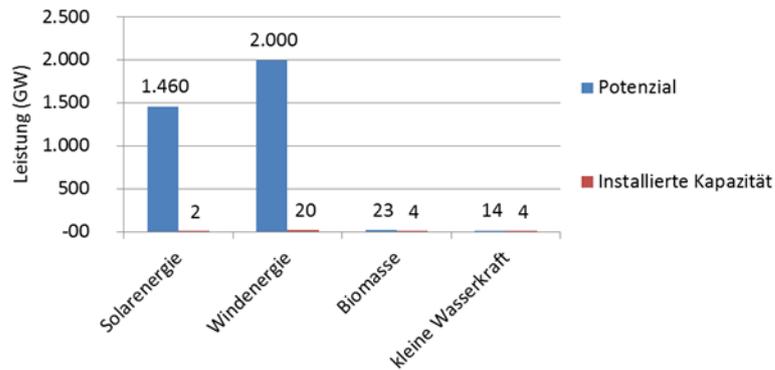
Ziel der Regierung ist eine liberale Umgebung für ausländische Investitionen in EE-Projekte. Die Regierung ermutigt ausländische Investoren 100 Prozent- Finanzierungen durchzuführen und Projekte in Form von *build-own-operate* durchzuführen.

Mit der Wahl des neuen Premierministers Modi im Mai 2014 wird ein ambitionierter Ausbau der EE in Indien erwartet. In seinem Wahlprogramm wurden mehr Erzeugung und der sparsamere Einsatz von Energie hervorgehoben. Im gleichen Zug wird die maximale Förderung der fossilen und nuklearen Erzeugungsarten genannt (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) 2014c).

Das Ministerium für neue und erneuerbare Energien (MNRE) plant eine National Wind Energy Mission. Darin soll festgelegt werden, dass die Windkraftkapazitäten bis 2022 auf 100 GW erhöht werden. Auch Offshore-Anlagen sollen stärker ausgebaut werden (Westenberger 2014).

Potenzialstudien weisen auf ein hohes Ausbaupotenzial Indiens bei den EE hin (vgl. Abbildung 71).⁹ Ersichtlich ist, dass besonders im Bereich der Solar- und Windenergie enorme Potenziale zur Nutzung vorliegen.

Abbildung 71: Potenziale vs. installierte Kapazitäten für erneuerbare Energien in Indien



Quelle: Eigene Darstellung nach (U.S. Agency for International Development (USAID) und Government of India 2013)

Mit einer täglichen Einstrahlung in Höhe von 4 bis 7 kWh/m² und einem Durchschnitt von 250 bis 300 Sonnentagen im Jahr weist Indien hervorragende Potenziale bei der Solarenergienutzung auf (Kumar 2012). Eine Greenpeace-Studie weist darauf hin, dass bis 2050 92 Prozent der Stromproduktion durch EE gedeckt werden könnten. EE ohne große Wasserkraft macht in diesem Szenario 74 Prozent der Stromerzeugung aus (Teske et al. 2012).

2.7.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die Instrumente im Überblick

Die indische Regierung nutzt verschiedene Anreize um EE zu fördern. Die wesentlichen Politikinstrumente sind Einspeisevergütungen, *Renewable Purchase Obligations* (RPOs) inklusive Zertifikatehandel sowie Subventionen und steuerliche Anreize. Des Weiteren wird auf verbesserte Rahmenbedingungen für die Netzanbindung gesetzt, um den Sektor weiterzuentwickeln (Indo-German Energy Forum 2013).

Die wesentlichen Förderinstrumente sind in Tabelle 37 dargestellt. Nicht enthalten sind die komplementären Fördermöglichkeiten, die teilweise einen bedeutenden Einfluss auf die Marktentwicklung der EE haben können, jedoch nicht den Schwerpunkt der Förderstrategie ausmachen. Insbesondere die Möglichkeiten zur beschleunigten Abschreibung haben bei Windenergie erheblichen Einfluss auf die Marktentwicklung.

⁹ Angesichts der Größe des Landes sowie der technischen und wirtschaftlichen Entwicklung ist jede Potenzialabschätzung jedoch mit Vorsicht zu genießen. So wurden z.B. in den letzten Jahren die Schätzungen für Windenergie von 50.000 auf 1000.000 MW verdoppelt, da vorab nur mit 50m Turmhöhen gerechnet wurde.

Tabelle 37: Überblick über wesentliche Förderinstrumente zum EE-Ausbau EE Indien

	Renewable Purchase Obligations (RPO) mit Handel von Zertifikaten	Einspeisevergütungen		Ausschreibungen mit fester Einspeisevergütung
Ebene	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale Vorschrift • Durchsetzung auf Ebene der Bundesstaaten • Verpflichtung für Stromversorger zum Anteil an EE 	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale Generation Based Incentives (GBIs) 	<ul style="list-style-type: none"> • Landes-spezifische Einspeisevergütungen (teilweise mit Auktion) 	<ul style="list-style-type: none"> • National bei Nationaler Solarmission, auf Landesebene unterschiedliche Regelungen
Technologien	<ul style="list-style-type: none"> • Alle EE • separate Zertifikate für Solar- und Nichtsolar-Kapazitäten 	<ul style="list-style-type: none"> • Wind und PV 	<ul style="list-style-type: none"> • Wind, PV und CSP 	<ul style="list-style-type: none"> • PV und CSP
Anwendung	<ul style="list-style-type: none"> • 2008: Notifizierung der allgemeinen RPOs • Seit 2011: Solar-spezifische RPOs und Einführung des Zertifikatehandels 	<ul style="list-style-type: none"> • Wind: 2009 – 2012, Wiedereinführung 2013 • Solar: 2007-2010 	<ul style="list-style-type: none"> • Wind seit 2008 • Solar seit 2008/2009 	<ul style="list-style-type: none"> • Phase 1: 2010-2013, • Phase 2: 2013-2017

Quelle: Eigene Darstellung

Zukünftig werden voraussichtlich 40 Prozent der geplanten 9 GW Solarkapazitäten durch die nationale Regierung vergeben werden und 60 Prozent durch die Bundesstaaten (Energy Sector Management Assistance Program und World Bank 2013). Festgelegte EE-Quoten und Einspeisevergütungen bestehen auf der Ebene der Bundesstaaten seit vielen Jahren und werden regelmäßig angepasst. Förderungen auf bundesstaatlicher Ebene werden oftmals mit der Intention, die heimische Industrie zu fördern, eingeführt (REN21 2013a).

Renewable Purchase Obligations (RPO) mit Zertifikatehandel

Durch den Einsatz der 2011 eingeführten RPOs wird bis 2020 ein Anteil der EE am Strommix von 15 Prozent angestrebt. Für die Periode von 2014 bis 2015 sollen 10 Prozent erreicht werden (Shrimali et al. 2012).

Zertifikate werden an vorab registrierte EE-Erzeuger vergeben. Sie können dann an der indischen Strombörse im Rahmen eines vorab definierten Preiskorridors gehandelt werden. Bei den RPOs wird zwischen Solar- und Nichtsolar-Erzeugung unterschieden. Solarenergie muss einen Mindestanteil an den vergebenen RPOs von 3 Prozent haben. Für andere Technologien gibt es im Rahmen des Fördersystems auf nationaler Ebene keine weiteren Auflagen.

Zur Begrenzung der Preise werden untere und obere Preislimits festgelegt. Das Minimum liegt seit 2012 bis Ende des Finanzjahres 2016/2017 für PV bei 120,75 Euro/MWh (9.300 Rupien), das Maximum bei ca. 174 Euro/MWh (13.400 Rupien). Für Nicht-PV-Anlagen liegt der zulässige Preis zwischen 19,50 Euro/MWh (1500 Rupien/MWh) und 42,85 Euro/MWh (3.300 Rupien/MWh) (Shrimali et al. 2012). Entwickler für EE können zwischen der Inanspruchnahme des Zertifikatssystems und der Einspeisevergütung wählen.

Einspeisevergütung

Das Ministerium für neue und erneuerbare Energien führte 2007 als Reaktion auf die erhöhten Zubauziele des elften Fünf-Jahres-Planes (2007 bis 2012) eine nationale Einspeisevergütung für Photovoltaik ein. Die Ausbauziele des zehnten Fünf-Jahres-Planes wurden zuvor nicht erreicht (Becker und Fischer 2012). Bei der Konzeption der ersten Einspeisevergütung wurde durch die geringen angezielten Mengen und die geringen Vergütungen die starke Fokussierung der indischen Regierung auf die Kostenseite deutlich. Angesichts des Strombedarfes Indiens ist der Deckel in Höhe von 50 MW eine eher marginale Größenordnung. Die Größe der dadurch geförderten Solarprojekte liegt zwischen 100 kW und 2 MW (Press Information Bureau, Government of India 2011).

Tabelle 38: Einspeisevergütungen in Indien

	GBI für Windenergie seit 2009	GBI für Solarenergie 2007 - 2010	Solarenergie - Ausschreibungen seit 2010
Begrenzung	keine	50 MW	500 MW (150 MW 2010/ 350 MW 2011)
Vergütungshöhe	0,006 Euro/kWh	0,178 Euro/kWh	0,276 Euro/kWh
Projektgröße	Mind. 5 MW	100 kW – 2 MW	Zunächst 5 MW
Förderzeitraum	4 – 10 Jahre	10 Jahre	25 Jahre
Vergabemechanismus	<i>first-come, first-served</i>	<i>first-come, first-served</i>	<i>Reverse auction</i> auf festgelegten Höchstpreis
Sonstiges	Begrenzung der Projektkosten, Registrierungsgebühr erforderlich	Ablösung durch Ausschreibungsmodell 2010, parallel Einführung von Einspeisevergütungen in Bundesstaaten (Gujarat)	Einführung von Strafen zur Nichterfüllung sowie Einführung von Local Content-Regelungen

Quelle: Eigene Darstellung, ergänzt mit Indian Renewable Energy Development Agency Ltd. (IREDA) 2013b

Das Fördersystem führte zunächst angesichts der kurzen Förderdauer und geringen Perspektiven zu wenig Anreizen für private Investoren und zu geringen Investitionen in Projekte (Arora et al. 2010). Um die Ziele des elften Fünf-Jahres-Planes zu erreichen, wurden die Anreize für PV-Anlagen 2010 deutlich erhöht. Der garantierte Vergütungszeitraum wurde von zehn auf 25 Jahre verlängert und die in Aussicht gestellte Vergütung angehoben. Des Weiteren wurde beschlossen, die limitierten Kapazitäten in verschiedenen Runden zu vergeben, sofern die angestrebten limitierten Kapazitäten erreicht werden. Diese Maßnahme sah bei PV-Anlagen einen Systemwechsel von der staatlich festgelegten Einspeisevergütung hin zu einem Auktionsmodell vor. Das Vergabeverfahren im Auktionsmechanismus wird im folgenden Abschnitt genauer beschrieben.

In Indien werden neben den nationalen GBIs diverse Einspeisevergütungen durch die Strombehörden auf Ebene der Bundesstaaten festgesetzt. Im Jahr 2009 wurde im indischen

Bundesstaat Gujarat, dem erfolgreichsten im Bereich der Photovoltaik, ein attraktives Einspeisegesetz verabschiedet.

Um den Marktzugang für große Unternehmen zu fördern, erweiterte das Ministerium für neue und erneuerbare Energien 2009 das GBI-Förderinstrument auf Windenergieprojekte. Gefördert wurden Entwickler, die nicht die finanzielle Unterstützung durch die beschleunigte Abschreibung in Anspruch nahmen (Sharan und Deisenrieder 2013). Die Projektkosten dürfen rund 130.000 Euro/MW nicht überschreiten (10 Millionen Rupien/MW).

Zusätzlich zum Nachweis einer Mindestkapazität muss eine Registrierungsgebühr in Höhe von rund 130 Euro/MW (10.000 Rupien/MW) bei der zuständigen Behörde IREDA hinterlegt werden (Shrimali et al. 2012). Für Windenergie wurde die Förderung zunächst 2012 aufgehoben. Bis dahin wurden nur 2.247 MW der eigentlich vorgesehenen 4.000 MW Windenergiekapazitäten unter dem Förderinstrument installiert. Das GBI wurde im Finanzjahr 2013 wieder für Windenergieprojekte eingeführt und soll für die gesamte 12. Fünf-Jahres-Periode weitergeführt werden (Indian Renewable Energy Development Agency Ltd. (IREDA) 2013a). Durch die GBIs sollen 15.000 MW neue Windenergieleistung gefördert werden.

Ausschreibungen

Ausschreibungen wurden sowohl im Rahmen der nationalen Solarmission als auch auf Ebene der Bundesstaaten durchgeführt. Sie waren bislang begrenzt auf PV-Projekte. Zwei Versuche der Bundesstaaten Karnataka und Rajasthan Windenergieauktionen durchzuführen, sind aufgrund rechtlicher Schwierigkeiten abgebrochen worden (Shrimali 2014). Im Folgenden wird auf die beiden Ausschreibungsphasen der nationalen Solarmission eingegangen, die die zuvor bestehende Einspeiseregulierung ablöste.

1. Phase der Solarmission

Die nationale Solarmission war das erste Solarprogramm in Indien, bei dem der Prozess des *reverse bidding* zur Tarifsetzung und Projektzuteilung genutzt wurde. Projekte wurden auf Basis des höchsten angebotenen Abschlages auf einen vorher festgelegten Benchmark ausgewählt. Um die Durchführung von PV-Projekten zu fördern und unrealistische Gebote zu verhindern, wurden verschiedene Kriterien eingeführt. Die Förderung bei der ersten Bierrunde beinhaltete verschiedene Auswahlkriterien, Gebühren für Angebote und finanzielle Strafen.

Die Förderung ist limitiert auf kommerziell-geprüfte Technologien. Anbieter müssen einen vorhandenen Netzanschluss der regionalen Stromversorger einreichen.

Um unrealistische Gebote auszuschließen, fallen die Gebühren für die Angebotseinreichung umso höher aus, je geringer der angebotene Strompreis ist. Für ein 5 MW-Projekt liegen diese bei 800 Euro, sofern diese mehr als 10 Prozent unter dem vorab festgelegten Höchstpreis des Bieterverfahrens von 0,276 Euro/kWh liegen. Die Gebühren können bis zu 4.000 Euro für Projekte betragen, die mehr als 25 Prozent Discount angeben.

Zusätzlich müssen Anbieter bei einem 5 MW-Projekt erhebliche Leistungsgarantien abgeben, welche teilweise oder vollständig verfallen, sofern die angenommenen Projekte nicht realisiert werden.

In der ersten Runde durfte jeder Anbieter nur ein Angebot einreichen. In der zweiten Runde wurde diese Anforderung aufgeweicht und es durften bis zu einer Gesamtsumme von 50 MW mehrere Projekte eingereicht werden. Auch wurde die akzeptierte Projektgröße auf bis zu 20 MW erhöht.

Local Content-Regelungen sahen eine Beschränkung auf die inländische Produktion von kristallinen Siliziummodulen vor. Diese Regelung führte zu starkem Ausweichverhalten hin zu Dünnschichtmodulen und wurde daher später abgeändert. In der zweiten Runde mussten

Entwickler alle Solarzellen und Module aus Silizium (mit Ausnahme von Dünnschichtmodulen) aus Indien beziehen. Es wird diskutiert, in Zukunft auch Wechselrichter in die Local Content-Regelungen mit einzubeziehen. Bei Solarthermieprojekten mussten 30 Prozent des Wertes lokal generiert werden (Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) 2008).

Um die Kosten zu verteilen, wird der staatliche Energieversorger NTPC verpflichtet, den Solarstrom zu kaufen und den Strom mit eigenem Kohlestrom zu bündeln. Dieser Mix wird dann von der zuständigen Behörde weiter vermarktet. Damit werden keine staatlichen Fördermittel für den Ausbau der Solarenergie verwendet, sondern Zahlungen der Energieversorger.

2. Phase der Solarmission

Bei der ersten Bieterunde ist ein Aufbau an Photovoltaikkapazitäten in Höhe von 750 MW vorgesehen. Die Kraftwerksbetreiber verkaufen ihren Strom nun an die staatliche Solar Energy Corporation of India (SECI). Diese verkauft den Strom weiter an staatliche Versorger oder Großkunden. Der Abnahmetarif wird für einen Zeitraum von 25 Jahren festgeschrieben und beträgt ca. 0,07 Euro/kWh (5,45 Rupien/kWh) (Westenberger 2014).

Im Vergabeverfahren erhalten diejenigen Bieter das Projekt, die ein geringes sogenanntes *viability gap funding* ansetzen, d.h. bei denen der Betrag, den der Staat zur Finanzierung beitragen muss, um ein Projekt wirtschaftlich zu machen, möglichst gering ist. Das *viability gap funding* wurde eingeführt, da mit dem Anstieg des Ausbaus der PV Zweifel an der Zahlungsfähigkeit des staatlichen Stromversorgers NTPC aufkamen und zukünftig ungenügende Mengen an bündelbarem Kohlestrom vorlägen. Damit werden zukünftig Solarprojekte aus Staatsmitteln gefördert und nicht mehr durch den Stromverbraucher. Die Finanzierung des Projekts müssen die Firmen zunächst ohne staatliche Hilfe bewältigen. Die erste Hälfte des Investitionszuschusses wird erst ausgezahlt, wenn die vollständige Kapazität des Kraftwerks errichtet wurde. Die restlichen 50 Prozent der Summe werden über fünf Jahre verteilt an die Betreiber gezahlt. Voraussetzung ist, dass die Stromerzeugungsziele erreicht werden.

Es werden auch hier Anreize gesetzt, Projekte langfristig auszurichten, ein Abschöpfen der Förderung zu vermeiden und keine Marktmacht entstehen zu lassen (Westenberger 2014, 2013). So hat z.B. die SECI das Recht, Teile oder das vollständige *viability gap funding* zurückzufordern, wenn innerhalb der 25-jährigen Betriebszeit ein Jahr lang kein Strom erzeugt, elementare Ausrüstung verkauft oder das Projekt demontiert wird (Westenberger 2013). Die minimale Kapazität eines Vorhabens beträgt zwischen 10 MW und 50 MW. Damit wird im Gegensatz zur vorherigen Strategie auf größere Projekte gesetzt.

Die Erfahrungen des *viability gap fundings* in anderen Bereich, wie Straßen, Flughäfen oder Brücken, zeigen, dass Betrieb und Wartung vieler Projekte relativ schlecht verlaufen. Ähnliches wird von Kritikern für die Photovoltaik-Ausschreibung erwartet.

Die Vorgaben zum Local-Content wurden in der zweiten Phase der Solarmission verschärft. Von den 750 MW müssen 375 MW auf lokal hergestellte Zellen und Modulen entfallen. Wegen dieser LCRs droht ein Handelsstreit mit den USA vor der WTO. Die Regelungen würden amerikanische Hersteller von Solarzellen und Modulen diskriminieren. Dennoch kündigte die USA an, dass es eine Streitschlichtung mit Indien anstrebe (Sengupta 2014). Neben den in den Ausschreibungen festgelegten LCRs bestand die Auflage, einen Teil des inländischen Kapitals in Höhe von 51 Prozent bei Investitionen in führende Industrien einzusetzen. Diese Verpflichtung sollte den Technologietransfer von globalen Akteuren vorantreiben und diese dazu befähigen, lokale Komponenten und Arbeitskräfte zu nutzen. Seit 2009 akzeptiert Indien allerdings 100 Prozent Direktinvestitionen im erneuerbaren Energiesektor.

Weitere vom Volumen her untergeordnete Ausschreibungen beziehen sich auf Pilotvorhaben zur Förderung von netzgebundenen solaren Dachanlagen. 30 Prozent der Projektkosten werden zukünftig durch das Ministerium für neue und erneuerbare Energie übernommen und durch Ausschreibungen vergeben. Vorgesehen sind im Programm bisher 26,8 MW, die in drei Phasen vergeben werden sollen (Solar Energy Corporation of India (SECI) 2014).

Sonstige Instrumente

Große Solarprojekte über 500 MW sollen teilweise in Eigenregie und durch Public Private Partnerships (PPP) gebaut werden. So plant Indien das weltweit größte PV-Projekt mit einer Leistung von 4 GW. Die geschätzten Kosten für das Kraftwerk betragen rund 3,6 Milliarden Euro (Shankleman 2014). Bisher wurden Verträge mit sechs Unternehmen geschlossen, um das Projekt umzusetzen. Es ist in einer Wüstenregion mit idealen Standortbedingungen geplant. Die Bauzeit wird auf insgesamt sieben Jahre geschätzt. Teilweise soll dieser Bau durch Ausschreibungen realisiert werden (Westenberger 2013).

Weitere Förderung ist die Befreiung von der Einkommenssteuer für alle Infrastruktureinrichtungen und Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien für zehn Jahre. Des Weiteren können Erzeuger erneuerbarer Energien – mit Ausnahme von Windenergie - höhere Abschreibungsraten vornehmen (Arora et al. 2010).

Die beschleunigte Abschreibung hat Investitionen im Bereich der EE ermöglicht. Allerdings wurde die Abschreibungsregelung 2012 zurückgezogen. Eine Wiederaufnahme für Windenergie ist in der Diskussion (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) 2014a).

Der Nutzen von steuerlichen Vorteilen bei EE-Projekten ist beschränkt und bevorteilt eher große Marktakteure. EE-Projekte sind kapitalintensiv, d.h. die zu versteuernden Einkommen in den ersten Jahren sind gering. Die beschleunigte Abschreibung ist demnach nur vorteilhaft, wenn das Unternehmen genug Profite aus anderen Geschäftstätigkeiten generiert. IPPs, welche die größten treibenden Kräfte von Investitionen in EE sind, befinden sich gegenüber großen Unternehmen mit Muttergesellschaften im Nachteil.

Als weitere Förderungen vergeben das Ministerium für neue und erneuerbare Energien und verschiedene Bundesstaaten Subventionen, z.B. für Biomasseanlagen. Einige Staaten haben auch Kapitalsubventionen, welche bis zu 60 Prozent der gesamten Projektkosten für Biomasseprojekte ausmachen. Eine weitere Förderung sind CDM-Projekte, welche für Wind- und Solarenergie 2005 eingeführt wurden und zusätzlich zu bestehenden Förderungen in Anspruch genommen werden können (Shrimali et al. 2013).

• Förderungen für nicht netzgebundene Anlagen

Im Rahmen der Solarmission können Subventionen für netzungebundene Energien ca. 30 Prozent der Projektkosten betragen (maximal 1,05 Euro/W bzw. 81 Rupien/W). Gefördert werden dabei Solarlaternen, Beleuchtung, Straßenlaternen, Wasserpumpen und eigenständige Systeme. In einigen Bundesstaaten werden für Ministerien und lokale Behörden 90 Prozent der Projektkosten übernommen (bis zu 3,16 Euro/W bzw. 243 Rupien/W). Insgesamt ist die Förderung von netzungebundenen Anlagen allerdings untergeordnet. Bis Ende 2012 konnten im Rahmen der Solarinitiative etwa 57 MW an Offgrid-Kapazitäten gefördert werden (Ministry of New and Renewable Energy 2013a). In Anbetracht der gesamten Ausbauzahlen netzgebundener Energien ist dies marginal. Dennoch können zukünftig auch Offgrid-Projekte von vereinfachter Kreditvergabe profitieren. Banken sind beauftragt, 40 Prozent der Projekte in vorrangigen Sektoren durchzuführen, wozu nach der neuen Regelung auch Offgrid-Anlagen gehören (U.S. Agency for International Development (USAID) und Government of India 2013).

- **Net-Metering**

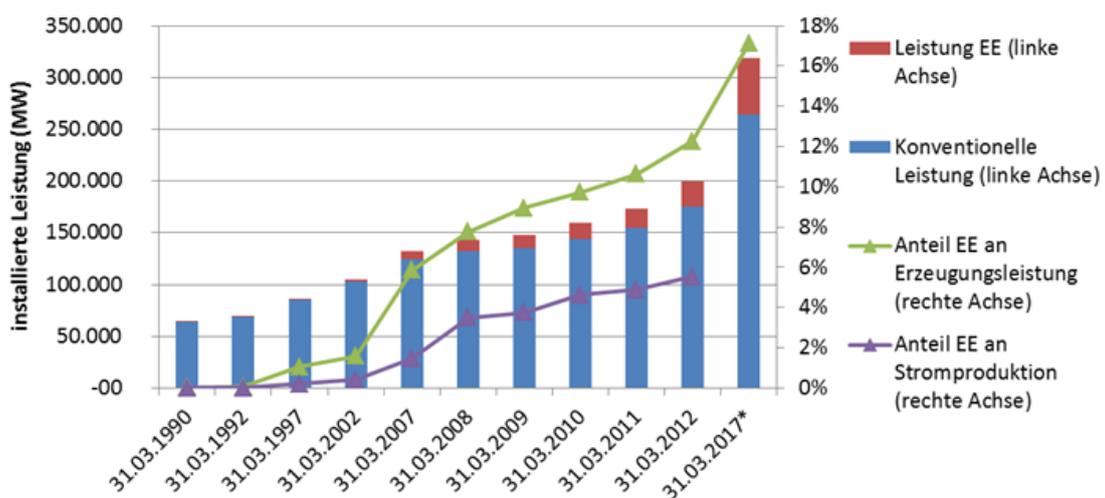
Net-Metering-Regelungen wurden 2014 erstmals in den drei Bundesstaaten Tamil Nadu, Andhra Pradesh und Karnataka eingeführt. In weiteren Bundesstaaten bestehen Pläne für eine solche Einführung. Dies könnte insbesondere den Markt solarer Dachanlagen fördern (Khurana 2014).

2.7.4 Erfolg der Instrumente

2.7.4.1 Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Förderinstrumente wurden zu verschiedenen Zeiten eingeführt und hatten jeweils unterschiedlichen Anteil an der Entwicklung der EE in Indien. Vor ihrer Einführung war der Ausbau im Bereich der EE sehr gering: Bis 1990 waren 18 MW netzgebundene erneuerbare Energien installiert Central Electricity Authority (CEA) 2012. Bis 2014 erreichte der Ausbau kumuliert 31.707 MW. Der Anteil der EE an der Stromerzeugung stieg von 11,5 Prozent im Jahr 2002 auf 13,6 Prozent im Jahr 2012 (inklusive große Wasserkraft; ohne große Wasserkraft: 5,5 Prozent) (Government of India (Planning Commission) 2013).

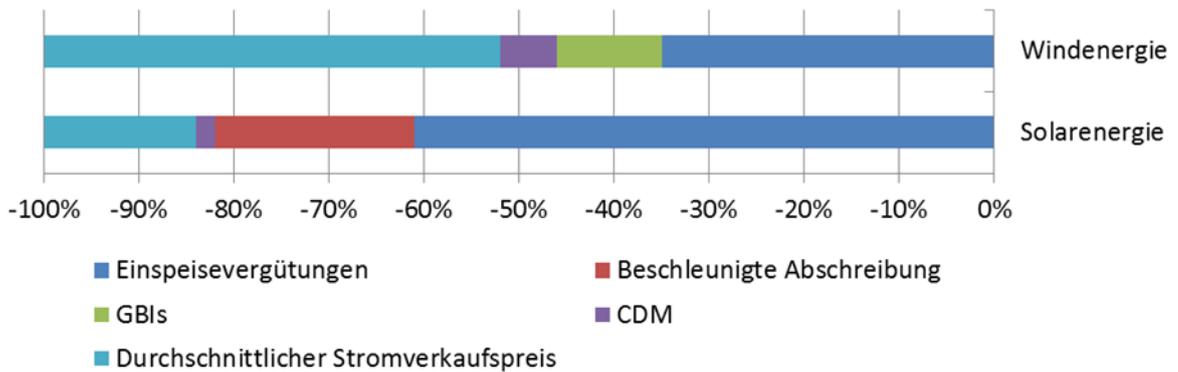
Abbildung 72: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Indien (ohne große Wasserkraft)



Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach (Central Electricity Authority (CEA) 2012). * Ziel laut aktuellem Fünf-Jahresplan

Eine Untersuchung über den Einfluss des Fördersystems auf Stromgestehungskosten aus dem Jahr 2013 zeigt, dass der Beitrag der Förderinstrumente bedeutend für die Durchführung von Projekten ist. So liegt der Anteil der Förderungen an den mindestens zu erwirtschaftenden Stromgestehungskosten zwischen 84 Prozent bei Photovoltaik und 52 Prozent bei Windenergie (Shrimali et al. 2013). Den größten finanziellen Einfluss könnten die Einspeisevergütungen haben mit 61 Prozent bei Solar und 35 Prozent bei Wind. Bei Projekten im Rahmen der nationalen Solarmission ist darin die festgelegte Vergütung durch Ausschreibungen beinhaltet (U.S. Agency for International Development (USAID) und Government of India 2013).

Abbildung 73: Einfluss von Politikmaßnahmen auf die Senkung der Stromgestehungskosten (LCOE) von beispielhaften Projekten in Indien



Quelle: Eigene Darstellung nach G. Shrimali et al. 2013 (Shrimali et al. 2013)

Die Ausbauziele Indiens wurden in unterschiedlichem Maße erreicht. Bis zum Ende des zehnten Fünf-Jahres-Planes 2007 waren 10.407 MW netzgebundene EE installiert (ohne große Wasserkraft). Mit einer neu installierten Leistung von 6.711 MW wurde das Ausbauziel von 3.075 MW übertroffen. Ab 2008 stieg der Anteil der EE an der gesamten Kapazität Indiens stärker an. Die Zielerreichung variiert jedoch je nach Segment (Government of India (Planning Commission) 2008).

Die Ausbauziele des elften Fünf-Jahres-Planes bis 2012 wurden im Wesentlichen erfüllt. Eine Ausnahme betrifft den Ausbau der Müllverbrennung (Government of India (Planning Commission) 2013). Insbesondere bei der Photovoltaik wurde das – wenn auch geringe – Ausbauziel von 2011 bis 2012 nach vorheriger Stagnation übertroffen. Seit dem Finanzjahr 2012/13 wurden die Ausbauziele gemessen an der angestrebten zugebauten Leistung deutlich unterschritten. Bei Offgrid-Systemen wurden die Ziele 2012/2013 mit einer installierten Leistung in Höhe von 148,1 MW zu 118 Prozent übererfüllt.

Das Elektrizitätsgesetzes von 2003 sowie die Tarifpolitik seit 2006 haben maßgeblich zum Ausbau der EE und zur Steigerung des Anteils der EE an der Stromerzeugung beigetragen. Dies zeigt eine Untersuchung zum Ausbau der EE in neun indischen Bundesstaaten (Schmid 2011). Das Elektrizitätsgesetz von 2003 setzte einen förderlichen Rahmen, um auf Bundesstaatenebene erneuerbare Energien durch verschiedene Instrumente zu fördern. Des Weiteren legt die indische Regierung seit 2006 in ihrer Energiepolitik den Fokus auf die Förderung der Stromproduktion und nicht mehr auf die der Kapazitäten. Dies wird unter anderem durch verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten erreicht.

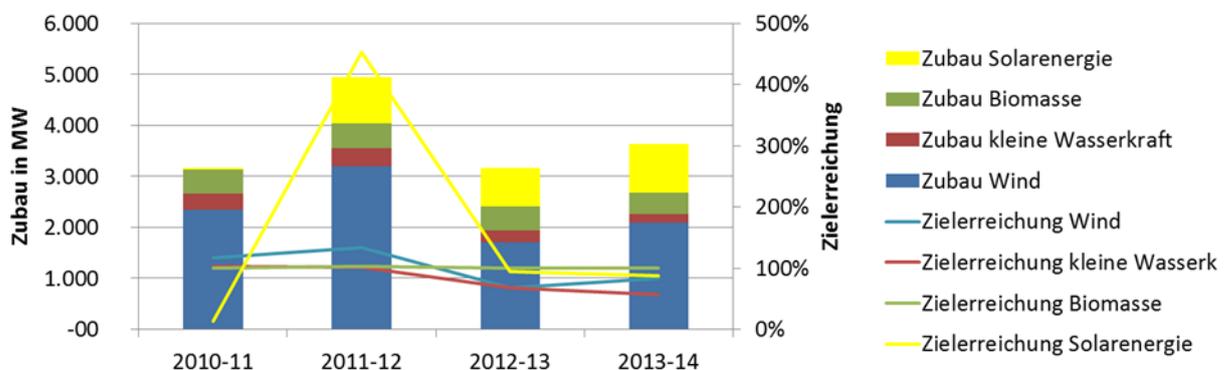
Das nationale Quotensystem war aus den folgenden Gründen an der EE-Zielerreichung jedoch nur bedingt beteiligt. Das Quotensystem wurde in den Bundesstaaten nicht erfolgreich durchgesetzt, da die Regelungen zur Bestimmung der Ziele nicht konsistent sind. Die Quote variierte 2012/2013 substanziell und reichte von einem Prozent in Tripura bis zu über zehn Prozent in Himachal Pradesh (U.S. Agency for International Development (USAID) und Government of India 2013). Die Ziele sind zudem sehr kurzfristig angelegt. In nur drei Bundesstaaten werden langfristige Ziele genannt, die über das Jahr 2017 hinausgehen (Indian Renewable Energy and Energy Efficiency Policy Database 2013). Staatliche Agenturen sind verpflichtet, vierteljährlich einen Bericht über die Erfüllung der Quoten veröffentlichen, was jedoch von noch keinem Bundesstaat umgesetzt wurde (Ernst&Young 2013). Des Weiteren wurden Verstöße gegen Kaufverpflichtungen nicht geahndet (Westenberger 2014). Einzelne Bundesstaaten haben unter Verweis auf zu

geringe EE-Installationen ihre Ziele zwischenzeitlich wieder gesenkt. Dies führte zu zusätzlicher Unsicherheit bei der bestehenden Nachfrage. Ein weiterer negativer Einflussfaktor auf das indische Quotensystem ist die kritische finanzielle Lage von staatlichen Energieversorgern, die 95 Prozent des Verteilnetzes kontrollieren. Die Zahlung der Zertifikate hängt von den Energieversorgern ab und beeinflusst somit die Investitionsbereitschaft in EE-Anlagen, da die tatsächlich möglichen Zahlungen durch ebene mit einer großen Unsicherheit belastet waren.

Die Renewable Energy Certificates (RECs) waren für den Ausbau der EE bisher kaum relevant. Aufgrund des Überangebots lagen die Preise für nicht solare erneuerbare Energien am unteren Preislimit. Eine Zwischenbilanz des 2011 eingeführten Zertifikatehandels fällt negativ aus. Nach der ersten Periode wurden nur 12,5 Prozent (2.513 MW) der neu installierten EE für Zertifikate akkreditiert und damit durch das Instrument gefördert. In der Periode wurden 1,1 Millionen nicht solare RECs gehandelt, womit nur 4 Prozent der gesamten nicht solaren Verpflichtungen (36,4 GWh in 2011/2012) gedeckt werden konnten. Auf die Wirkung der solaren RECs wird im Abschnitt Solarenergie eingegangen (Ernst&Young 2013).

Für einzelne Technologien ist der Zubau der letzten Jahre in Abbildung 74 dargestellt. Deutlich ist der insgesamt schwankende Ausbau insbesondere bei der Solarenergie und Windenergie.

Abbildung 74: Ausbau einzelner erneuerbarer Energieträger seit dem Finanzjahr 2010/2011



Quelle: Eigene Darstellung nach (Government of India (Planning Commission) 2013)

• Solarenergie

Die Entwicklung der Photovoltaik verlief zunächst schleppend. Im Rahmen des zehnten Fünf-Jahres-Planes von 2003 bis 2007 wurde ein von fünf ursprünglich geplanten Megawatt Photovoltaikleistung zugebaut (Government of India (Planning Commission) 2013).

Die Einspeisevergütung führte zu einem geringen Anreiz für Investoren. 2010 waren etwa 17,8 MW Leistung installiert. Die Ziele der nationalen GBIs wurden gegen Ende der Periode schließlich erreicht und deutlich übertroffen. 939,74 MW wurden zugebaut, das Ziel lag bei 50 MW. In Anbetracht des Potenzials und der Größe Indiens waren die Ausbauziele des elften Fünf-Jahres-Planes im Bereich der Photovoltaik allerdings bescheiden. Die anschließend höher gesteckten Ziele konnten aus verschiedenen Gründen meist dennoch nicht erreicht werden. 2012/2013 waren 800 MW neue Kapazitäten vorgesehen. Hiervon wurden 94 Prozent erreicht. Bis März 2014 waren als Zwischenziel 1.100 MW vorgesehen. Hier wurden mit 962 MW 87 Prozent erreicht. Der Zubau in den ersten vier Monaten 2014 war mit 89 MW dennoch sehr gering. Die Wahlperiode, während der in verschiedenen

Bundesstaaten keine Genehmigungen erteilt wurden, wirkte sich 2014 verzögernd auf diverse Projektrealisierungen aus (EnergyNext 2014). Insgesamt konnte bis Anfang 2014 die Leistung auf 2.208 MW ansteigen.

Nachteilige Herausforderungen für die Photovoltaik liegen in den höheren Kosten für Solarequipment, Finanzierungsschwierigkeiten sowie Engpässen in der Akquisition von Flächen. Auch eine höhere Inflationsrate, Preisspitzen bei Solarmodulen sowie ein sinkender Wert der indischen Rupie machen der indischen Photovoltaikindustrie zu schaffen.

Die Ausschreibungen unter der JNNSM haben sich seit 2009 neben den Förderinstrumenten auf Ebene der Bundesstaaten als ein Treiber für den Ausbau der Solarenergie erwiesen. Bei den Auktionen sanken, wie erhofft, die Preise der Gebote im Projektverlauf. In der ersten Phase konnte bei der zweiten Ausschreibung eine Tarifiereduktion von durchschnittlich 43 Prozent erreicht werden. Dabei stieg die durchschnittliche Größe der Projekte von knapp 5 MW je Abnahmevertrag auf 13 MW in der Phase 1. In Phase 2 stiegen sie weiter auf 16 MW je Projekt. Mit diesem Trend zu größeren Anlagen waren entsprechende Kostensenkungen durch Skaleneffekte zu erwarten. Dennoch hatte das Förderinstrument in der Umsetzung mit Schwierigkeiten zu kämpfen. Eine Errichtung der Anlagen ist noch ungewiss. Die vergebenen Abnahmeverträge für CSP-Anlagen konnten bislang nicht eingehalten werden. So waren 2013 erst 50 MW der vertraglich vereinbarten 470 MW installiert. Sechs der Kraftwerke, die unter dem JNNSM entwickelt wurden, haben sich aufgrund technischer oder finanzieller Schwierigkeiten verzögert (REN21 2014). Ein erstes 50 MW-Kraftwerk in Rajastahn wurde 2013 in Betrieb genommen.

In den Ausschreibungen der ersten und zweiten Phase haben die eingereichten Angebote die ausgeschriebene Leistung deutlich überschritten. Trotz der mehrfach überzeichneten Angebote in den ersten Ausschreibungsrunden konnten aber auch bei der Photovoltaik nur Verträge in Höhe von 140 MW statt der ausgeschriebenen Leistung in Höhe von 150 MW vertraglich festgelegt werden, was einer Zielerreichung von 93 Prozent entspricht. Auch bei der zweiten Ausschreibung wurden 10 MW Leistung weniger unter Vertrag genommen als ausgeschrieben.

Die festgelegten Fristen und Strafen zur Nichterfüllung haben nur begrenzte Wirksamkeit gezeigt. So zeichnete sich das Verfahren durch Verzögerungen aus. 2012 wurden 14 Photovoltaik-Projekte für das Nichteinhalten von Fristen bestraft. Weitere 14 wurden verworfen (Del Río und Linares 2012). Die Projekte befinden sich gegenwärtig in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung, sodass Aussagen nur vorläufig sind.

Auch die angelaufene zweite Phase der Ausschreibungen zeigt Probleme auf. Die Auktionen im Bereich der Solarenergie wurden wiederholt verschoben (Priyanka 2014). Bei einer Bewertung des relativen Erfolgs der eingeführten Ausschreibungen im Rahmen der JNNSM im Vergleich zur Einspeisevergütung muss beachtet werden, dass die finanzielle Förderung, der Vergütungszeitraum sowie die in Aussicht gestellten Volumina bei Einführung des Ausschreibungsmechanismus deutlich gegenüber vorherigen anderweitigen Förderinstrumenten erhöht wurden. Zudem fiel gerade in der zweiten Ausschreibungsrunde die Kostensenkung der Gebote mit den allgemeinen Kostensenkungen bei PV-Modulen zusammen.

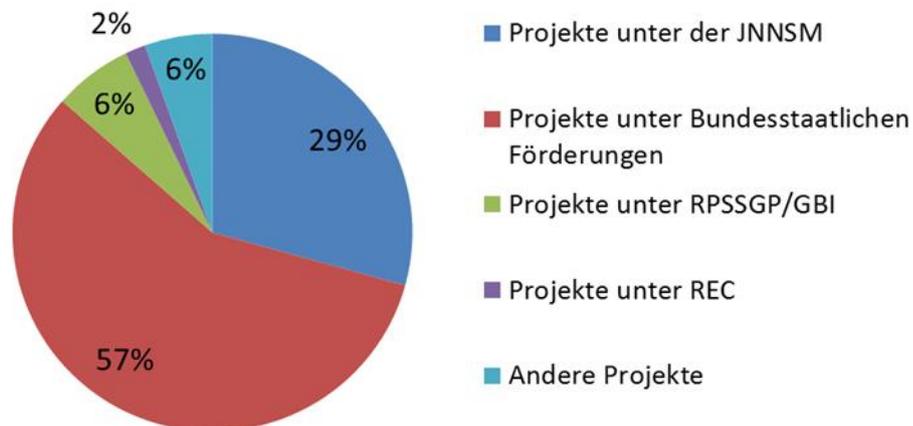
Für die Zukunft sind die Wirkungen skeptisch zu sehen. So wurden in den Bundesstaaten teilweise sehr niedrige Gebote abgegeben. Eine Realisierung der meisten Projekte steht noch aus.

Die Bilanz des Quotensystems und des Zertifikatehandels fällt bei der Photovoltaik negativ aus. Aufgrund des Preisverfalls bei Zertifikaten wird keine weitere Steigerung angenommen. Die Preise für solare RECs stiegen zunächst aufgrund eines zu geringen Angebotes in die Höhe der oberen Preisgrenze. Aufgrund folgender sinkender Nachfrage und dem steigenden Angebot sanken die Preise bis zum Juni 2013 auf das untere Preislimit (Anstieg an Zertifikaten Juli 2013: 72 Prozent; Anstieg der Nachfrage in diesem Zeitraum 27 Prozent). Besonders im Solarbereich war die Beteiligung von Akteuren gering. Im ersten Jahr der

Einführung wurden keine solaren RECs gehandelt (Shrimali et al. 2012). Der Hauptteil der Stromproduzenten hat sich für die parallel angebotenen Einspeisevergütungen beworben. In der Hochrechnung des Ministeriums konnten die solaren Quotenziele 2013 nur von 8 der 29 Bundesstaaten erreicht werden (Ministry of New and Renewable Energy 2014). Das Instrument des Zertifikatehandels hat zum Ausbau der Solarenergie bisher nur geringfügig beigetragen. Eine Auswertung der bis März 2013 gehandelten Zertifikate zeigt, dass bis zu diesem Zeitpunkt nur 70,51 MW an solarer Kapazität unter dem Fördersystem akkreditiert sind, weitere 26,41 MW waren unter dem REC-Schema registriert (Ministry of New and Renewable Energy 2013c).

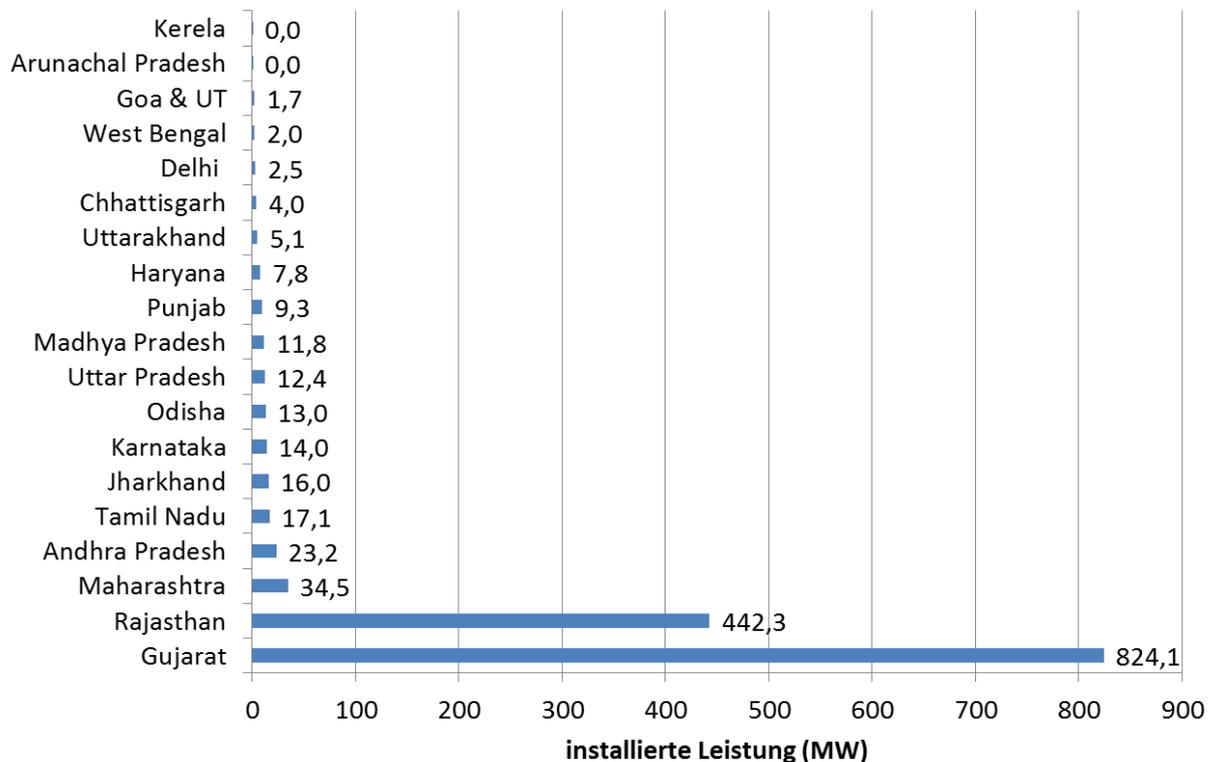
Maßgeblich für den bisherigen Ausbau der Solarenergie in Indien sind die Maßnahmen der Bundesstaaten. Diese konnten zum Teil große Ausbauerfolge erzielen.

Abbildung 75: Anteile verschiedener Fördersysteme an den durchgeführten Projekten im Photovoltaik-Segment (gemessen an installierten MW). Stand: 9. März 2013



Quelle: Eigene Darstellung nach Ministry of New and Renewable Energy 2013b

Der indische Bundesstaat Gujarat beispielsweise hat in den letzten Jahren zum überwiegenden Teil zur Erfüllung der nationalen Ziele beim Ausbau der Photovoltaik beigetragen (vgl. Abbildung 76). Ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist das angewendete Einspeisesystem, welches seit 2009 greift (The Statesman 2013). Im Gegensatz zu den Förderinstrumenten der anderen Bundesstaaten werden in Gujarat fixe Einspeisetarife vergeben. Die Förderhöhe wird durch Auktionen nach dem Prinzip *first-come, first-served* vergeben. Das führte zu hoher Sicherheit für Investoren. Zusätzlich wurden die PPAs mit einem der wenigen als zahlungssicher geltenden Stromversorger in Indien abgeschlossen. Dies wirkte sich ebenfalls positiv auf die Einschätzung der Investitionssicherheit aus.

Abbildung 76: Installierte PV-Kapazitäten in den indischen Bundesstaaten (MW) (2013)

Quelle: Eigene Darstellung nach Ministry of New and Renewable Energy India 2015

Aufgrund der verwendeten Fördersysteme und der bevorzugten Projektgrößen wurde der Großteil der PV in Indien in Form von Freiflächenanlagen installiert. Sie besitzen einen Anteil von nahezu 100 Prozent der mehr als 1,7 GW kumulierter PV-Kapazität im Land. Der Anteil von Dachanlagen ist vernachlässigbar. Langfristig wird jedoch auch in diesem Bereich ein steigendes Wachstum erwartet. Zwischen 2013 und 2017 sollen 1.000 MW an Dachanlagen on- und offgrid installiert werden (World of Solar Thermal 2013). In sechs Städten wurden im Rahmen der ersten Phase des eingeführten Dachanlagenprogramms 5,5 MW durch die neue Solar Energy Corporation of India (SECI) zugeteilt. In der zweiten Phase werden 11,6 MW in sechs Städten ausgeschrieben.

• Windenergie

Indien ist mittlerweile zum fünftgrößten Windenergieproduzenten weltweit aufgestiegen. Windenergie machte von 2012 bis 2013 circa 68 Prozent der erneuerbaren Kapazitäten in Indien aus (Energy Sector Information Service 2013). Zwischen 2006 und 2013 stieg die jährlich neu installierte Leistung um durchschnittlich 17,9 Prozent auf circa 19,1 GW an (Stand: März 2013). Das gewählte Förderinstrumentarium konnte damit in den letzten Jahren hohe Erfolge verbuchen und die gesetzten Ziele zum großen Teil erreichen.

In der frühen Phase basierte das Wachstum der Windenergie in Indien auf den Anreizen der Bundesstaaten in Verbindung mit der Einführung der seit 1995 bestehenden, beschleunigten Abschreibung. Windenergie ist die präferierte Technologie, um von steuerlichen Anreizen zu profitieren. Sie ist vergleichsweise einfach zu betreiben, weist geringe Betriebs- und

Wartungskosten auf und hat kurze Investitionszeiten. Ende der 1990er Jahre hatten Reduktionen von Steuervorteilen sowie verspätete Genehmigungen zu einem Abflauen der Marktentwicklung geführt. Infolge des Elektrizitätsgesetzes von 2003 kam es zu einem starken Wachstum im Bereich der Windenergie in Indien (Lewis und Wiser 2005). Schon seit 2001 lag der jährliche Zubau bei über 200 MW.

Im Gegensatz zu anderen EE wurden im Windenergie-Bereich bereits im Rahmen des zehnten Fünf-Jahres-Plans bis 2007 die Ausbauziele übertroffen. Für den elften Fünf-Jahresplan wurden diese 2011 zu 94 Prozent mit insgesamt 16.078 MW erreicht (Shrimali et al. 2013). Zwischen 2007 und 2011 stieg mit der Einführung von zusätzlichen Anreizen der GBIs sowie der Einspeisetarife auf Ebene der Bundesstaaten das Wachstum um durchschnittlich 19,7 Prozent pro Jahr.

Auf Ebene der Bundesstaaten hatten die eingeführten Einspeisevergütungen sowie die nationalen Förderungen somit einen bedeutenden Einfluss. Zwischenzeitlich wegfallende nationale Förderungen hatten einen starken negativen Einfluss auf die Marktentwicklung. 2012 führten 13 der 25 indischen bundesstaatlichen Behörden Einspeisevergütungen für Windenergieprojekte ein (IRENA 2012). Die Bundesstaaten erarbeiteten auf Basis der landesspezifischen Bedingungen, wie Ressourcen und Projektkosten, verschiedene Tarife für die einzelnen Staaten. Diese werden, im Gegensatz zu den Einspeisetarifen für PV, nicht durch Auktionen festgelegt.

Windenergieprojekte beliefen sich im Jahr 2012 auf über die Hälfte der im Zertifikatssystem registrierten 110 Projekte. In der Periode von 2012 bis 2013 sank der Zubau mit 1,7 GW gegenüber dem Vorjahr (3,2 GW) deutlich ab. Dies lag am Wegfall der Förderung der beschleunigten Abschreibung und des zeitweisen Aussetzens der GBIs. Die angestrebten Ziele wurden 2012/2013 und 2013/2014 nur zu 68 Prozent bzw. 83 Prozent erreicht.

Offshore-Windenergie wird in Indien bisher nicht ausgebaut. Im direkten Vergleich hat sich das Fördersystem in den letzten Jahren hauptsächlich beim Ausbau der Windenergie im Onshore-Bereich als erfolgreich erwiesen. Auffällig ist, dass Ausschreibungen bisher keinerlei Anteil am Ausbau der Windenergie hatten. Nachdem von Branchenakteuren Bedenken hinsichtlich eines Einbruchs des Windmarktes in Höhe von 47 Prozent proklamiert wurden, wurde die geplante Ausschreibung in Rajasthan über 1.200 MW abgebrochen (Obiko Pearson 2013). Infolge dieser Entwicklungen und des Markteinbruchs 2012/2013 ist angesichts der Wiedereinführung der GBIs sowie der angekündigten nationalen Windenergiemission mit vergleichsweise stabilen Rahmenbedingungen und zukünftigem Wachstum zu rechnen.

• Biomasse

Die relativ moderaten Ausbauziele Indiens zur Stromerzeugung aus Biomasse wurden in der Vergangenheit zum Großteil erfüllt. Gemessen an der Verfügbarkeit großer Mengen von Agrarabfällen bleibt Indien allerdings deutlich hinter seinem Potenzial zurück (Westenberger 2014). Bis Ende März 2014 waren insgesamt 4.120 MW an netzgebundenen Stromerzeugungsanlagen im Segment der Biomassenutzung installiert. 65 Prozent davon fallen auf die Verwendung von Bagasse in KWK-Anlagen, der Rest auf anderweitige Nutzung von Biomasse (Westenberger 2014).

Zum überwiegenden Teil liegt der erfolgreiche Ausbau der Biomassenutzung an den Potenzialen von Produktionsreststoffen. Die Nutzung von Bagasse findet meist in Blockheizkraftwerken statt, die an Zuckermühlen angegliedert sind. Der Erfolg von Förderversuchen der Regierung, unter anderem im Rahmen von PPP-Projekten, erwies sich bislang als gering.

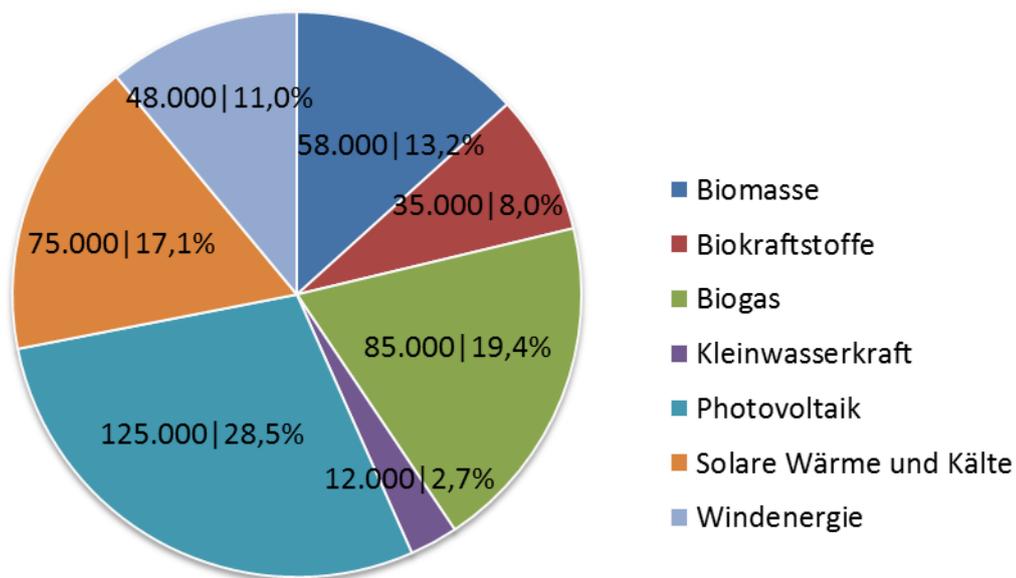
Netzungebundene Kapazitäten beliefen sich 2014 auf 681 MW. 164 MW davon sind der Vergasung von Biomasse zuzuordnen. Diese werden zur Energiegewinnung für den Betrieb von Beleuchtungssystemen, für Wasserpumpen sowie für Mikroanwendungen, wie

Telefonmasten, genutzt. Den Rest stellen Blockheizkraftwerke mit 517 MW. Deren Nutzung ist auf die Papier-, Textil-, Düngemittel-, Petro- und Nahrungsmittelindustrie fokussiert. Ein Teil der nicht für den Eigenbedarf genutzten Kapazitäten wird in das Netz eingespeist. Das Ausbauziel von 195 MW für netzgebundene und –ungebundene Kapazitäten in der Periode 2013/2014 wird vermutlich nur zur Hälfte erreicht. Problematisch ist der Zugang der energieerzeugenden Unternehmen zu den Rohstoffen. Einspeisetarife für Biomasse sind in den Regionen sehr unterschiedlich und lagen im Finanzjahr 2010/2011 zwischen 3,6 Euro-Cent/kWh und 7,1 Euro-Cent/kWh (2,8 und 5,5 Rupien/kWh). 2013 wurde zudem ein CDM-Projekt zur Nutzung von Biomassekochern gestartet, welches einen weiteren Anstieg in diesem Segment bewirken soll (EnergyNext 2014).

2.7.4.2 Wertschöpfung und Wirkung auf den Local Content

Laut indischer Regierung waren 2010 350.000 Beschäftigte direkt oder indirekt in der EE-Industrie tätig (Ministry of New and Renewable Energy 2010a). In den Angaben sind Design, Installation, Herstellung, Betrieb und Wartung, Projektentwicklung sowie Marketing enthalten. Eine umfangreiche Abschätzung der IRENA aus dem Jahr 2015 kommt für Indien auf 438.000 Arbeitsplätze. Dabei nicht enthalten sind jeweils die induzierten Arbeitsplätze sowie Arbeitsplätze im Bereich der großen Wasserkraft und der Nutzung von traditioneller Biomasse. Der Großteil der Beschäftigten ist im Bereich der PV angestellt. Neben China, der Europäischen Union, den USA und Brasilien fällt damit auf Indien ein wesentlicher Anteil der weltweiten Beschäftigung im Bereich der EE (Shukla und Sawyer 2014). Wesentliche Hersteller von EE-Equipment, Produzenten von Biomasse sowie Installateure konnten sich hier ansiedeln.

Abbildung 77: Direkte und indirekte Arbeitsplätze der erneuerbaren Energien in Indien 2013-2014



Gesamt: 438.000 Arbeitsplätze

Zwischen 2004 und 2012 haben die Investitionen im EE-Sektor in Indien durchschnittlich um 13 Prozent zugenommen, was auf einen starken Anstieg der Wertschöpfung hindeutet. Zwischen 2011 und 2012 sind die Investitionen von rund 10,7 Milliarden Euro auf etwa 5,3 Milliarden Euro zurückgegangen (Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2014). Der Großteil der Investitionen in EE geht 2012 in den Ausbau der Windenergie (etwa 2,47 Milliarden Euro). Investitionen in Solarenergie stehen mit rund 1,48 Milliarden Euro an zweiter Stelle. Gefolgt wird dies von Kleinwasserkraft mit einer Summe von etwa 527,9 Millionen Euro und Biomasse sowie Abfällen mit Investitionen von rund 448 Millionen Euro (Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2014). Die Wiedereinführung der GBIs für Windenergie war positiv. Dagegen wirkt sich die mangelnde Klarheit der Energiepolitik Anfang 2014 noch negativ auf die heimische Industrie aus (EnergyNext 2014).

• Solarenergie

2012 wurden in Indien Solarmodule in Höhe von 1.932 MW produziert (Germany Trade and Invest 2012). Die Produktionskapazität ist damit trotz eines zu diesem Zeitpunkt noch sehr geringen Inlandsmarktes entstanden. Allerdings ist die Inlandsbranche nur bedingt wettbewerbsfähig und stark von Importen bei Komponenten und Rohstoffen abhängig, insbesondere von Silizium-Wafern (Ministry of New and Renewable Energy 2010b).

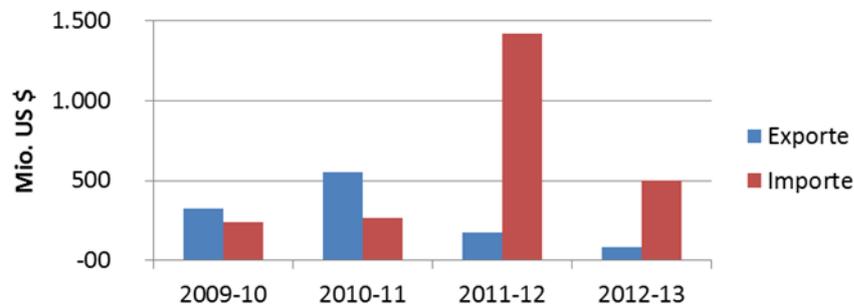
Indien beschränkt sich nahezu vollständig auf die Herstellung von kristallinen Modulen (Germany Trade and Invest 2012). Gemessen an den nationalen Zielen wären bei Wafern 2.000 MW Produktion pro Jahr nötig, um 20 GW an PV-Kapazität bis zum Jahr 2022 zu erreichen. Dies bedeutet einen Materialbedarf von 14.000 Tonnen jährlich (Energy Sector Management Assistance Program und World Bank 2013). Wechselrichter werden fast vollständig importiert, ebenso wie Rohstoffe und Komponenten für Solarzellen. Die Herstellungskapazität bei Dünnschichtsolarzellen von 208 MW liegt bei weniger als 2 Prozent der weltweiten Kapazität, bei kristallinen Solarzellen- und Modulen bei fünf Prozent (Sahoo und Shrimali 2013).

Tabelle 39: Produktionskapazität der indischen Solarindustrie

	Produktionskapazität
Silizium (t)	0
Si- Wafer (MW)	15 MW
Solarzellen (GW)	0,848
Solarmodule (GW)	2
Wechselrichter	Nahe null

Quelle: Eigene Darstellung nach Energy Sector Management Assistance Program und World Bank 2013

Die indische Solarindustrie war 2012 im Bereich der installierten Kapazitäten zu 50 Prozent ausgelastet (Energy Sector Management Assistance Program und World Bank 2013). Trotz dieses Zustandes überstiegen die Importe die Exporte bei Solargütern in den letzten Jahren um ein Vielfaches. So wurde der Boom des inländischen Solarmarktes im Wesentlichen durch billigere ausländische Solarzellen, meist aus China, gedeckt.

Abbildung 78: Entwicklung von Im- und Exporten der indischen Solarindustrie

Quelle: Eigene Darstellung nach Energy Sector Management Assistance Program und World Bank 2013

Für die ungenügende Auslastung zur Deckung der inländischen Nachfrage sind verschiedene Faktoren verantwortlich. Einer Untersuchung zufolge sind die Module 5 bis 7 Prozent teurer als vergleichbare Module internationaler Anbieter. Aufgrund mangelnder Nachfrage haben viele Hersteller ihre Produktion heruntergefahren. Die niedrigverzinsten Kredite der USA haben dazu beigetragen, dass 80 Prozent der inländischen Modulherstellungskapazitäten und mehr als 90 Prozent der Zellherstellung stillgelegt wurden.

Weitere Einflussfaktoren liegen in sinkenden Preisen aufgrund weltweiter Überkapazitäten, *Economies of scale* sowie einem Anstieg der Importe von günstigen Modulen aus den USA um mehr als das Achtfache zwischen 2010 und 2012. Hemmnisse liegen an dem mangelnden Innovationssystem, in welchem starke Clusterstrukturen fehlen (Shukla und Sawyer 2014).

Eine Herausforderung für die lokale Wertschöpfung stellen die Auktionen in verschiedenen Bundesstaaten dar. Infolge des verstärkten Wettbewerbs wird von Industrievertretern vor einem Kollaps der inländischen Solarproduktion gewarnt. So wird auf erhebliche Einschnitte durch Überkapazitäten und Dumping chinesischer Module hingewiesen. Infolge dessen wird auch eine Einführung von Anti-Dumping-Zöllen gegen chinesische Solarzellen vom Finanzministerium diskutiert.

Die Local Content-Regelungen konnten die negativen Auswirkungen des verstärkten Wettbewerbs nicht ausgleichen. So hatten diese in der Vergangenheit jenseits von rechtlichen Herausforderungen Probleme mit ihrer Effektivität, um ökonomische und arbeitsmarktpolitische Ziele zu erreichen. Das wurde insbesondere in der ersten Runde der JNNSM deutlich. Bei Projekten, die kristalline Solarzellen verwenden, mussten indische Module verbaut werden. In der zweiten Runde von 2011 bis 2012 wurde die Regelung auf alle PV-Produkte ausgeweitet.

Das Nicht-Erfüllen des angestrebten Anteils lokaler Wertschöpfung liegt insbesondere am unerwarteten Wachstum der Dünnschichtsolarellen. Diese fielen nicht unter die Regelung und es wird geschätzt, dass 2013 circa 50 Prozent der Projekte im Rahmen der ersten Bieterunde (140 MW) auf Dünnschichtmodule entfiel. Zum Vergleich: Weltweit haben Dünnschichtmodule einen Marktanteil von circa 14 Prozent. Zu den Gründen für diese Entwicklung gehören:

- Es war einfacher Projekte zu finanzieren, die nicht unter die Local Content-Regelung fallen. Dazu trugen auch einzelne US-Banken sowie Investorengruppen bei, die niedrigverzinsten Kredite für indische Solarprojekte vergaben. Als Bedingung der Banken musste Dünnschichtsolarequipment von US-Unternehmen genutzt werden (*foreign content requirement*).
- Der Boom an Dünnschichtmodulen führte zu einer Überproduktion von lokalen Siliziumsolarellen, welche nicht vom Solarboom profitieren konnten.

Kritisiert wird, dass die LCRs auf die Schaffung von Arbeitsplätzen im Bereich der Herstellung von Modulen fokussierten. Die Schaffung von Downstream-Aktivitäten wurde hingegen durch die indische Politik vernachlässigt.

Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungen der zweiten Phase der Solarmission werden von der Branche wie folgt beurteilt: Die Local Content-Regelungen seien ein teures Unterfangen, welche spezifisch circa 129.800 Euro/MW (10 Mio. Rupien/MW) höhere Kosten verursachten und wenig zur Branchenentwicklung beitrügen (Bridge to India Pvt. Ltd. 2014). Eine Untersuchung von (Sahoo und Shrimali 2013) kommt zu dem Schluss, dass die nationale Solarmission zu keiner Erhöhung des Anteils an kristallinen Solarzellen geführt habe. Es wird empfohlen, die Local Content-Regelungen ab zu schaffen.

Auch der Nutzen der neuen LCRs im Rahmen der zweiten Phase der Solarmission wird teilweise kritisch gesehen. 375 MW, die unter die LCRs fallen, seien zu wenig, um die heimische Industrie zu stützen. Eventuell sei dies aber genug, um einen Handelsstreit zu bewirken (EnergyNext 2014). Die meisten Bieter haben sich bei der zweiten Phase der Solarinitiative für die offene Ausschreibung ohne vorgeschriebenen Local Content-Anteil entschieden (1470 MW). 700 MW fallen unter die Ausschreibung von Local Content-Regelungen (Indian Power Sector 2014). Neben den verschärften LCRs könnten den Herstellern zukünftig mögliche Anti-Dumping-Zölle zugutekommen, die noch untersucht werden (Westenberger 2013).

Was CSP-Technologien betrifft, habe Indien laut einer Studie der Weltbank große komparative Vorteile und Potenziale, um lokale Sub-Komponenten für CSP-Projekte herzustellen (Energy Sector Management Assistance Program und World Bank 2013). Die gegenwärtigen Herstellungskapazitäten sind allerdings gering. Nur im Bereich von Spiegeln und Turbinen werden derzeit mittlere bis hohe Herstellungsmöglichkeiten attestiert.

Bislang deckt Indien seinen Bedarf an solarthermischer Ausrüstung überwiegend aus lokaler Produktion. Im Bereich der solaren Wärme gab es 2013 indienweit 113 Hersteller von Vakuumröhrenkollektoren und 70 Hersteller von Flachkollektoren, die vom Ministerium für neue und erneuerbare Energie bzw. dem Bureau of Indian Standards für die staatlichen Förderprogramme anerkannt sind (Germany Trade and Invest 2012).

Große Potenziale für die Schaffung von Arbeitsplätzen werden im Bereich der dezentralen Solarenergie gesehen. So ist Indien der größte Markt für tragbare Solarlampen, mit etwa 930.813 Stück im Jahr 2012. Das jährliche Marktpotenzial wird auf 300.000 bis 500.000 Einheiten geschätzt. Indien ist in einigen Segmenten sehr stark in der Herstellung vertreten. 40 Prozent der Hersteller von tragbaren Solarlampen sind in Indien angesiedelt, was 30 Prozent des globalen Handelsvolumens ausmachen (Lighting Africa 2010).

• Windenergie

2012 haben sich mit Auslaufen der GBIs und der verbesserten Abschreibungsmöglichkeiten die Investitionen deutlich abgeschwächt (Halbierung zwischen 2011 und 2012). Mit der Wiedereinführung des GBIs könnte sich der Bereich zukünftig besser entwickeln. Windenergieanlagen werden in Indien von dutzenden Herstellern entweder in Form von Joint Ventures unter lizensierter Produktion, Tochtergesellschaften ausländischer Unternehmen oder indischen Unternehmen produziert (Ministry of New and Renewable Energy k.A.). Bei kleineren Anlagen unter 500 kW wurde laut Angaben des Ministeriums für neue und erneuerbare Energien 2012 ein Anteil der inländischen Anlagen von 70 Prozent erreicht.

2013 waren in Indien 19 Windenergiehersteller ansässig. Angeboten werden etwa 50 Modelle. Die Produktionskapazität beträgt circa 10 GW. Zu den führenden angesiedelten nationalen Herstellern liegen Suzlon, Wind World und RRB Energy ebenso wie Regen Powertech, Gamesa, Inox, Kenerys, GE Siemens, Nupower, Sinovel und Garuda (Fried et al. 2013).

Die Entwicklung der Windenergieindustrie in Indien hat in den frühen 1990er Jahren begonnen. Ende der 1990er sank die Industrieentwicklung, was auf die Reduktion von Steuervorteilen für Windenergieanlage, verspäteten Genehmigungen für Windflächen, und technische Probleme zurückgeführt wird. Infolge des Elektrizitätsgesetzes von 2003 stieg das Wachstum der Branche wieder. Der wechselhafte Ausbau der Windenergie führte zwar nicht zum Stopp von Investitionen, verkomplizierte aber den Prozess des Aufbaus einer erfolgreichen Windindustrie (Lewis und Wiser 2005).

Abweichend zum Aufbau der PV-Industrie war der inländische Markt für den Aufbau der Windindustrie bedeutend, was insbesondere die Entwicklung des Branchenprimus Suzlon zeigt: Der Aufstieg von Suzlon begann mit dem Markteintritt auf dem heimischen indischen Markt 1995 (Lewis 2011). Ursprünglich startete der Gründer mit der Installation von einzelnen Anlagen für seine Textilfabrik. Ziel war eine stärkere Unabhängigkeit von Stromausfällen. Innerhalb von fünf Jahren stieg das Unternehmen in die Reihe der weltweit zehn größten Windenergieunternehmen auf und 2009 lag der Marktanteil von Suzlon bei circa 55 Prozent. Zu dem Zeitpunkt war Indien bereits der fünftgrößte Windenergiemarkt weltweit (Lewis 2011). 2012 hatte Suzlon einen Marktanteil an den weltweit aufgestellten Turbinen in Höhe von 7,4 Prozent (REN21 2013a). Das Unternehmen profitierte seit den 1990er Jahren auch vom Förderrahmen für EE. Daneben waren die frühe Zusammenarbeit mit weltweit führenden Anbietern sowie der Erwerb großer Mitbewerber, wie insbesondere Repower (seit 2014 Senvion), von Bedeutung für die Entwicklung Suzlons sein. Zusätzlich zu den Maßnahmen, die den Ausbau fokussierten, hatte Indien Maßnahmen zur Förderung der lokalen Windbranche durchgeführt. So wurden Zölle manipuliert, um den Import von Windenergiekomponenten statt von Anlagen zu fördern.

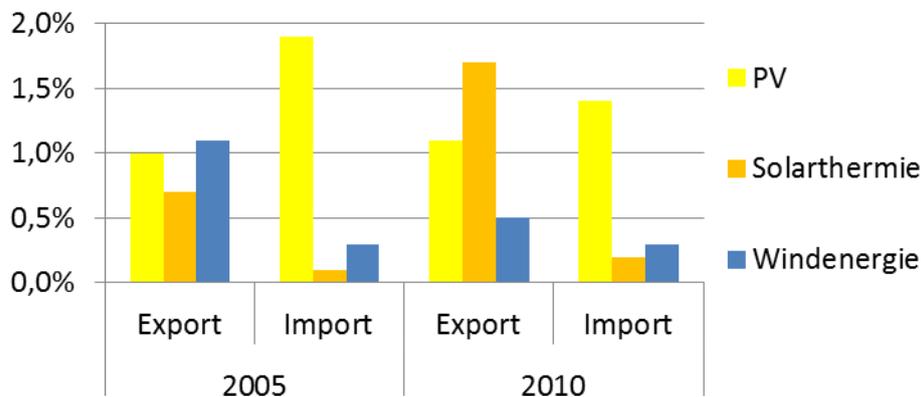
Obwohl es keine Local Content-Regelungen gab, konnten ausländische Windunternehmen auf andere Art und Weise vom Markteintritt in Indien abgehalten werden. Die Zusammenarbeit zwischen Mehra und dem deutschen Unternehmen Enercon führte zum Beispiel zur Abspaltung der indischen Yogesh Mehra Enercon India Limited (Walter 2011). Mit der damit verbundenen erwirkten Freigabe von zehn Patenten kann Enercon-Technik in Indien kopiert werden, obwohl die Patente in Industrieländern anerkannt sind. Laut Angaben von Enercon wird damit deren identische Windenergieanlage unter der gekaperten Marke produziert und vertrieben. Bedenklich stimmt das indische Rechtsurteil, denn demnach sei Indiens nationales Interesse höher zu bewerten als die Rechte eines einzelnen Unternehmens an seiner Technik (Hein 2011). Der Fall scheint damit einen Präzedenzfall zu schaffen, der als Marktbarriere gesehen werden kann. Enercon will sich angesichts des unfreiwilligen Know-how-transfers zukünftig aus Indien fernhalten.

2.7.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

Indiens Förderpolitik führte in den letzten zehn Jahren zu einer steigenden Marktentwicklung. Allerdings ist der Einsatz der Förderinstrumente je nach Bundesstaat sehr unterschiedlich organisiert. Zudem gab es wiederholt Änderungen bei der Förderung, was zu Markt- und damit zu Investitionsunsicherheiten führte. Seit 2003 hat sich jedoch ein relativ stabiler Förderrahmen etabliert. In Zusammenhang mit den erheblichen Potenzialen ist Indien damit ein attraktiver Markt für EE.

Die Bedeutung des indischen Marktes für deutsche Unternehmen ist infolge des erheblichen Ausbaus im Segment der Photovoltaik und der Solarthermie stark gestiegen. Besonders im Bereich der Photovoltaik werden viele Komponenten importiert.

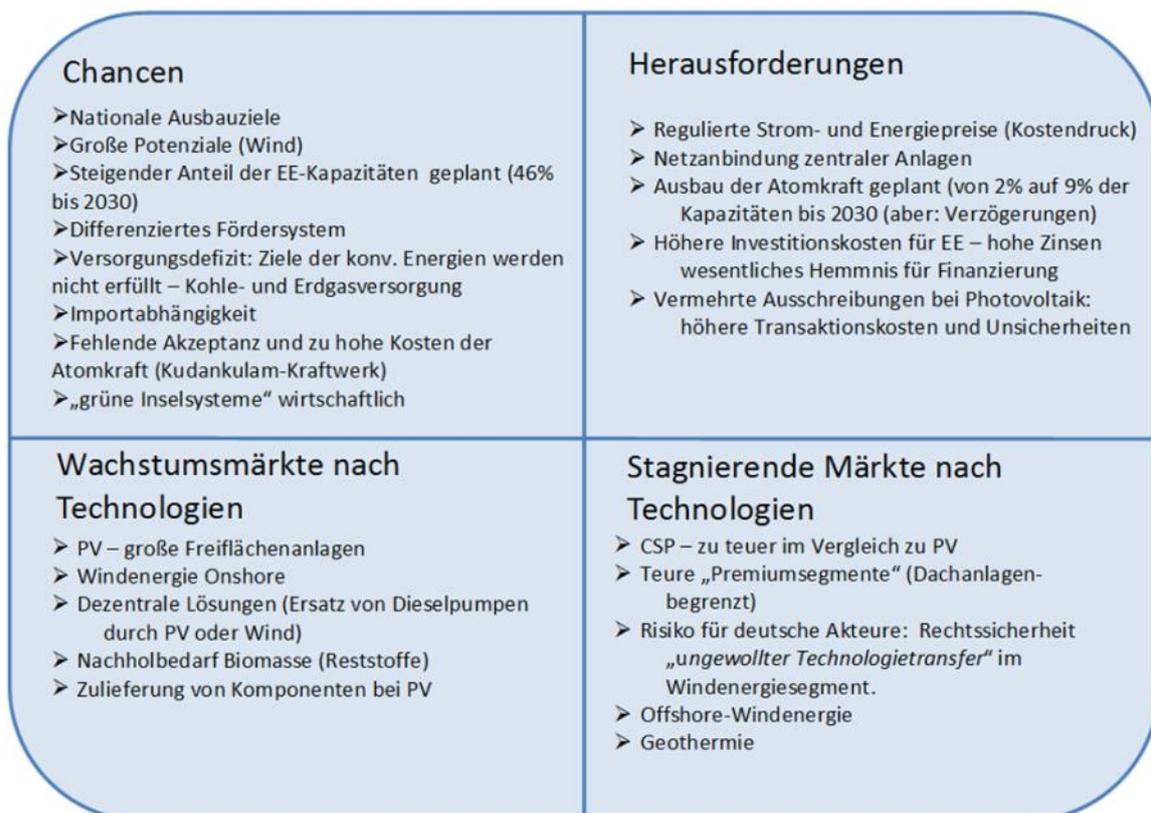
Abbildung 79: Anteil Indiens an den deutschen Importen und Exporten von Komponenten zur potenziellen Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Groba und Kemfert 2011

Trotz der genannten Probleme hinsichtlich der Energiemarktreformen ist Indien als Markt für EE äußerst attraktiv. Die Förderinstrumente haben sich in ihrer Wirkung auf die Marktentwicklung der EE-Segmente sehr unterschiedlich gezeigt, wie die folgende Abbildung zeigt.

Abbildung 80: Chancen, Herausforderungen und Marktentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien in Indien



Quelle: Eigene Darstellung

Eine kritische Unbekannte für die Marktentwicklung sind die unregelmäßigen Ausschreibungen im PV- und CSP-Segment, die bereits in der Vergangenheit verzögert durchgeführt wurden und damit auch für Zulieferunternehmen eine Herausforderung darstellen. Eine Chance ist wiederum die stärker diversifizierte Förderlandschaft, in der auch zukünftig Aufdachanlagen sowie einzelne Mega-Solarparks durchgeführt werden sollen.

Die Wirkungen der Quote sind widersprüchlich. Da in der Vergangenheit nur ein geringer Anteil der Bundesstaaten die Quoten erfüllt hat, sind die dadurch induzierten Investitionswirkungen und Handelschancen unsicher.

Förderliche weitere Faktoren sind erkennbar. So ist die Zusammenarbeit mit Indien politisch gewollt. Anfänge liegen im Indo-German Energy Forum, das 2006 etabliert wurde und eine Plattform für verstärkten Wissenstransfer bietet (Indo-German Energy Forum 2013).

Im Segment der Windenergie waren in der Vergangenheit keine LCRs angewendet worden. Dennoch ist der Markteintritt für deutsche Unternehmen kritisch. Das Beispiel Enercon zeigt, dass insbesondere bei Technologieführer das Risiko besteht, wertvolle Patente zu verlieren. Die Entwicklung des Herstellers Suzlon zeigt, dass das Marktsegment der Windenergieanlagen zur Eigenbedarfsdeckung attraktiv war. Nach dem vorgeschlagenen National Wind Energy Mission Plan, soll das Ministerium für neue und erneuerbare Energie ab 2014 den Netzzugang für Windenergie, eine Identifizierung von potenziellen Windeignungsgebieten, Landerhebungen, regulierte Windtarife und Anreize für diesen Sektor in Angriff nehmen. Die Förderungen sollen dabei nicht wie bei der Solarmission über Ausschreibungen vergeben werden, sondern lediglich durch festgelegte Tarife ein Anreiz für Investitionen geschaffen werden (Shreya 2014). Diese Planungen lassen einen stabilen zukünftigen Förderrahmen erwarten.

Im Segment der Photovoltaik ist Indien angesichts des Potenzials noch ein unterentwickelter Markt. Erst seit 2012 liegt der Zubau der Solarenergie bei jährlich über 700 MW, was u.a. auf die per JNNSM durch nationale Ausschreibungen vergebenen Projekte zurückzuführen ist. Die LCRs sind zwar ein theoretisches Hindernis für deutsche Exporte, konnten jedoch in der Vergangenheit keine große Wirkung erzielen. Zudem sind die LCRs nur auf die Hälfte der national vergebenen Projekte beschränkt. Es ist davon auszugehen, dass andere Faktoren die Exportchancen Deutschlands stärker tangieren, wie z.B. günstige chinesische und US-amerikanische Module und Zellen.

Die Strategie Indiens führte in der Vergangenheit primär zur Errichtung von großen Anlagen, womit das Marktsegment dezentraler Anlagen und Aufdachanlagen bisher begrenzt ist. Dennoch weist es erhebliche Potenziale auf. Die Durchführung von Ausschreibungen begünstigt verfahrensbedingt durch den starken Wettbewerb weiterhin große Anlagen, um durch Skaleneffekte die Kostensenkungen einhalten zu können. So stieg die durchschnittliche Leistung von PV-Projekten von 6,6 MW auf 12,6 MW. Bei den Ausschreibungen 2012 lag der Durchschnitt bei 22 MW (Anand 2012). Deutsche Modul- und Zellhersteller, welche eher im teuren Premiumsegment aktiv sind, haben im niedrigpreisigen indischen Markt prinzipiell geringe Marktchancen. Da Indien im Gegenzug noch sehr abhängig von Solarkomponenten ist und diese importieren muss, sind hier weiterhin Marktchancen für Zulieferer gegeben, z.B. für Polysilizium und weiteres Equipment.

2.8 Thailand

2.8.1 Key Facts

Marktentwicklung Erneuerbarer Energien

- Thailand ist seit 2007 einer der am schnellsten wachsenden EE-Märkte in Südostasien, insbesondere im Bereich der Solar- und Biomasse.
- Ein unerwarteter Ausbauboom bei Photovoltaik führte zu erheblichen Änderungen im Fördersystem und zwischenzeitlichem Abfall der Anzahl neuer Anträge.
- Der angestoßene Ausbau neuer EE durch Förderinstrumente fokussiert sich bisher auf Onshore-Wind- und Solarenergie.
- Bei PV dominieren bisher große Anlagen; das Segment dezentraler, privater Anlagen ist noch nicht ausgebaut.

Local Content

- Thailand ist auf den Import von Komponenten und Anlagen angewiesen.
- Thailand wendet keine Local Content-Regelungen zum Schutz heimischer Wertschöpfung an.
- Angesichts hoher Energieabhängigkeit liegen in Thailand hohe Wertschöpfungspotenziale durch vermiedene Energieimporte vor.

Wesentliche Treiber der Entwicklung

- Das eingeführte Adder-Programm führte zu einem erheblichen Ausbau bei erneuerbaren Energien, ausgenommen Biomasse.
- Ausschreibungen werden nur bei einzelnen Biomassesegmenten (> 10 MW) angewendet, um die notwendige Zuschlagszahlung zu bestimmen.
- Zukünftig werden feste Einspeisevergütungen bei der Photovoltaik eingeführt, die solare Aufdachanlagen sowie kommunale Solarprojekte fördern werden.

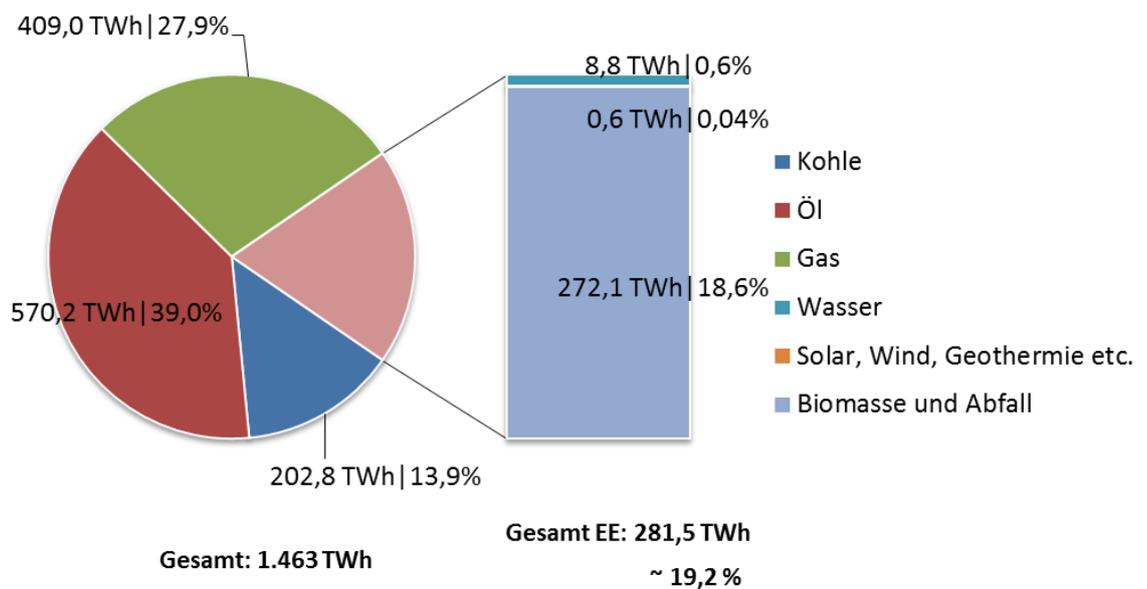
Fazit

- Angesichts großer Ausbaupotenziale und erhöhten nationalen Ausbauzielen ist zukünftig mit einem starken Marktwachstum bei EE zu rechnen. Dabei wird auch auf dezentrale, private Solaranlagen sowie eine Beteiligung von Kommunen gesetzt.
- Produkte „made in Germany“ genießen einen sehr guten Ruf. Es besteht jedoch eine starke Konkurrenz zu billigeren Anbietern aus Asien.

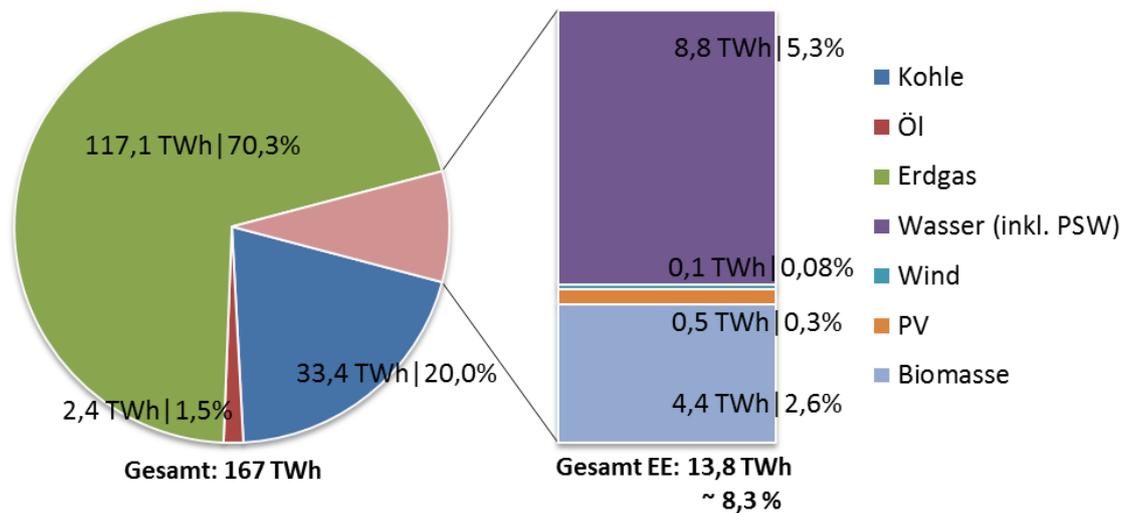
2.8.2 Einführung Energiemarkt und Energiepolitik

Wie Indien gehört auch Thailand innerhalb der acht ausgewählten Ländern zu den weniger wichtigen Handelspartnern gemessen am gesamten Warenverkehr. 2014 lagen die deutschen Exporte nach Thailand bei 3,9 Mrd. Euro, die deutschen Importe nach Thailand bei 4,6 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2015). Thailand ist ebenfalls Netto-Energieimporteur (40 Prozent) (Weltbank 2015). Verglichen mit anderen südostasiatischen Staaten hat Thailand die höchste Stromnachfrage und importiert in erheblichem Maße Energie aus angrenzenden Ländern wie Laos, Myanmar und China. So werden nur 44 Prozent des Energieverbrauchs von insgesamt rund 73 Millionen Tonnen Erdöläquivalenten durch die inländische Produktion gedeckt. Der Energieimport kostete 2012 rund ein Zehntel des Bruttoinlandsprodukts (ca. 27 Milliarden Euro) (Duscha 2014). Der Strombedarf wird hauptsächlich aus Erdgas und Kohle gedeckt. Die Entwicklung einer energieintensiven Industrie und hohe Wachstumsraten hatten seit 1990 einen stetigen und schnellen Anstieg der Stromnachfrage zur Folge (Maurer und Barroso 2011). Das Stromsystem ist verbunden mit Laos und Malaysia.

Abbildung 81: Primärenergieverbrauch (TPES) nach Energieträgern in Thailand 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA 2015a

Abbildung 82: Stromproduktion nach Energieträgern in Thailand 2012

Quelle: Eigene Darstellung IEA 2015b

Atomenergie spielt im Energiemix gegenwärtig keine Rolle. Im Zuge der Reaktorkatastrophe von Fukushima wurden Ausbaupläne überdacht und die Entscheidung hinsichtlich eines Einstiegs in die Atomkraft auf 2017 verschoben. Es ist geplant, zukünftig Erdgas stärker durch sogenannte saubere Kohle (CCS) und Stromimporte durch Wasserkraft zu substituieren. Der Anteil der EE soll bis 2021 mehr als verdoppelt werden (Duscha 2014).

Zur Deckung seines Strombedarfs ist Thailand in hohem Maße auf Importe angewiesen. Der Stromimport liegt bei insgesamt 10.527 GWh. Der Stromexport hingegen nur bei 1.535 GWh. Der Stromverbrauch ist steigend. Der Leistungsbedarf zur Stromerzeugung wird sich zwischen 2012 bis 2030 voraussichtlich von 36.517 MW auf 70.686 MW nahezu verdoppeln. Dies geht mit einem geschätzten Investitionsvolumen in Höhe von 1,8 Milliarden Euro einher (Duscha 2014).

Zu den staatlichen Institutionen, die für die Regulierung des Energiesektors zuständig sind, zählt seit 1992 das National Energy Policy Council, welches Betriebserlaubnisse gewährt und Preise reguliert. Es setzt sich aus Ministern verschiedener Ressorts zusammen, wie zum Beispiel Energie, Finanzen und Landwirtschaft. 2002 wurde das Energieministerium gegründet, welches den Energiesektor reguliert. Zudem sind mit dem Energy Conservation Promotion Fund Committee, dem Energy Policy Committee und dem National Energy Policy Office drei Regierungsvertretungen für den Energiesektor zuständig. Zur Förderung von EE wurde der Energy Conservation Promotion Fund gegründet. Dieser verfolgt das Ziel, Unternehmen in diesem Bereich finanziell zu fördern und Energiesparprogramme zu entwickeln (Mehner et al. 2014).

Es gibt verschiedene EE-Pläne in Thailand mit unterschiedlichen Ausbauzielen. So werden sechs verschiedene nationale Energiepläne für jeden Energietyp formuliert, die von verschiedenen Behörden erstellt und kontrolliert werden. Es gibt jedoch keinen übergeordneten Plan, um die Koordination dieser verschiedenen Politiken und ihre Zielerreichung sicherzustellen. Die hierdurch entstehende Ambivalenz spiegelt sich in einer wechselhaften Ausgestaltung von Förderinstrumenten wider, wie zum Beispiel an der diskontinuierlichen Förderung für das sogenannte Adder-Programm (vgl. Kapitel 2.8.3) (Tongsopit und Greacen 2013).

Eine bedeutende langfristige Energieplanung ist im Power Development Plan 2012-2030 festgelegt. Der 2011 eingeführte und mehrfach geänderte Plan sieht vor, die

Energieindustrie neu zu ordnen, Energieeffizienz zu erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit Thailands zu verbessern. Für EE ist vorgesehen, den Ankauf von Strom aus EE weiter zu unterstützen, insbesondere auch von sehr kleinen Erzeugern. Zur Unterstützung werden Kraftwerke dazu verpflichtet, fünf Prozent der Energiekapazität aus EE zu erzeugen. Aus dem Energy Conservation Promotion Fund erhalten Erzeuger erneuerbarer Energien Subventionen (Mehner et al. 2013).

Weitere Grundsätze und Ziele werden jeweils im langfristig ausgelegten Alternative Energy Development Plan 2012-2021 (AEDP) und im Energy Efficiency Development Plan 2011-2013 beschrieben. Gemäß AEDP soll der Anteil von erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch bis 2021 auf 25 Prozent angehoben werden. 2012 lag der Anteil noch bei 9,9 Prozent (Mehner et al. 2013). Der Plan sieht vor, die Energieintensität gemessen am Verhältnis von Energiekonsum zum Bruttoinlandsprodukt bis 2030 um 25 Prozent zu reduzieren (Duscha 2014). Die Ziele zum Ausbau der Solarenergie wurden wiederholt angehoben. 2008 wurden noch 500 MW geplant, 2012 dann 2.000 MW. 2013 wurden die Ziele von 1.000 auf 3.000 MW erhöht. Vorab waren Anträge für das thailändische Einspeisevergütungssystem nicht weiter akzeptiert worden (GIZ Thailand 2013).

Tabelle 40 stellt die wesentlichen Ziele des Energieministeriums nach Technologien dar.

Die größten Potenziale werden bei der Biomasse verortet. So verfügte Thailand in 2011 über 61 Millionen Tonnen fester Biomasse aus Agrarabfällen des Reis- und Zuckerrohranbaus und aus Abfällen der Holz- und Möbelindustrie (Duscha 2014).

Auch bei der Windenergie hat Thailand gute Eignungsgebiete. Entlang der Küste liegt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit bei 6,4 m/s in einer Höhe von 50m (Chingulpitak und Wongwises 2013). Weitere gute Gebiete liegen entlang der westlichen Gebirge.

Die Strompreise sind in Thailand gestaffelt nach dem Verbrauch (<150 kWh/Monat, >150 kWh/Monat und abhängig nach der Zeit) (Metropolitan Electricity Authority 2014). Die Preise nehmen innerhalb der Tarife mit zunehmendem Verbrauch zu. So kosten die ersten 15 kWh nur 4,8 Euro-Cent/kWh (1,86 Baht/kWh), die nächsten 10 kWh 6,54 Euro-Cent/kWh (2,5 Baht/kWh). Weitere Tarife sind für die Unternehmen und Industrie gestaffelt. Insgesamt wird aufgrund steigender Preise für Erdgas mittelfristig mit einem Anstieg der Strompreise gerechnet.

Tabelle 40: Wesentliche Ziele und Stand zum Ausbau der EE-Segmente in Thailand

	Stand 2010 (MW)	Stand 2013 (MW)	Ziel 2021 (MW)
Windenergie	6	223	1.800
Solarenergie	49	823	3.000
Kleine Wasserkraft	59	109	324
Biomasse	1.650	2.321	4.800
Biogas	103	266	3.600 (davon 3.000 aus Napiergras)
Wärme (insgesamt) (ktoe)	k.A.	5.279 (Solarthermie: 4; Biomasse: 3.399; Biogas: 409)	9.800 (davon: 100 Solarthermie; 8.500 Biomasse; 1000 Biogas)

Quelle: Eigene Darstellung nach Ministry of Energy 2014 und Budnard 2014

Der thailändische Energiemarkt ist von einem staatlichen Oligopol geprägt, befindet sich aber seit einigen Jahren in einer Transformationsphase. Der staatliche Stromversorger EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) ist gegenwärtig verantwortlich für ca. 60 Prozent der Stromnachfrage und kontrolliert die Verteilung und das Stromnetz (Mehner et al. 2013). Die Liberalisierung des Energiemarktes wurde 1991 eingeleitet. Zunächst wurde Independent Power Producers gestattet, Kraftwerke zu errichten, zu betreiben und die Erzeugung an die EGAT zu verkaufen. Auch wurden Pläne zur Privatisierung der EGAT erarbeitet.

Die Hälfte des Strom wird damit gegenwärtig von *Independent power producers*, Kleinenergieerzeugern (10-90 MW) und Kleinstenergieerzeugern (< 10MW) erzeugt. *Independent Power Producers* und Kleinstenergieerzeuger verkaufen den Strom an die EGAT. Kleinstenergieerzeuger verkaufen ihren Strom an die zwei staatlichen Verteilnetzbetreiber: PEA (Provincial Electricity Authority) und die MEA (Metropolitan Electricity Authority) (Tongsopit und Greacen 2013).

Der staatliche Stromversorger EGAT hat verschiedene Programme für IPPs initiiert (Maurer und Barroso 2011). Im Rahmen eines sogenannten IPP-Programms beschafft EGAT Strom von unabhängigen Stromerzeugern auf *Build-operate-own*-Basis. IPPs bauen die Anlagen und werden die Eigentümer. Die Zahlung für den Stromertrag wird in Form von PPAs festgeschrieben. Die PPAs werden nach einem Ausschreibungsverfahren an Investoren übergeben.

2.8.3 Bestehende und geplante Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Energie

Die Förderinstrumente im Überblick

Im Vergleich mit den anderen Staaten Südostasiens sind die thailändischen Politikmaßnahmen zur Förderung von EE weit entwickelt. Viele verschiedene Anreizinstrumente wurden in den letzten Jahren eingeführt. In Tabelle 41 sind die

bedeutendsten Instrumente dargestellt. Im Wesentlichen wurde auf Marktprämien gesetzt. Die gesamte Vergütung hing damit vom Marktpreis sowie der zugesagten Marktprämie ab. Seit 2013 vollzieht sich (zunächst bei Solarenergie) ein Wandel hin zu einer festen Einspeisevergütung, welche konstant über die Laufzeit gezahlt wird.

Seit 1992 darf EGAT Strom aus erneuerbaren Energiequellen von Dritten beziehen. Bis 2001 wurden allerdings an nur 47 Kleinerzeuger Abnahmeverträge über insgesamt knapp 2.000 MW vergeben. Davon nutzten nur 24 Kleinerzeuger erneuerbare Energiequellen (282 MW). Aus diesem Grund wurde 2001 eine wettbewerbliche Vergabe von EE-Kapazitäten durch einen Ausschreibungsprozess eingeführt. Projekte mit der geringsten benötigten zusätzlichen Subvention auf den Strompreis erhielten einen Stromabnahmevertrag inklusive des ersteigerten Preiszuschlags (Weltbank k.A.). Diese frühen Programme trugen jedoch kaum zum Ausbau von EE bei. Mehrheitlich bezogen sich die Förderprogramme auf die effiziente Nutzung konventioneller Energien. Die nötigen Mehrkosten wurden durch Förderfonds getragen. Die Tarife für die Stromlieferung wurden auf die Höhe der vermiedenen Kosten für die Stromgesellschaften festgelegt. 2001 wurden dann Preiszuschläge für EE-Projekte eingeführt.

Die Ausbauziele des frühen Förderprogramms konnten gemessen an den abgeschlossenen Verträgen nur zu 81 Prozent erreicht werden. Auch das Budget wurde nicht ausgeschöpft. Bedingt durch die mangelnde Differenzierung des Preiszuschlags konnten keine anderen EE-Segmente außer Biomasse ausgebaut werden. 2002 wurden dann Zuschlagszahlungen („Adder“) für kleine Anlagen eingeführt (kleiner 1 MW). Das Kleinerzeuger-Programm zielte vorher primär auf große Kraftwerke (ab 10 MW) ab.

Tabelle 41: Förderinstrumente für EE in Thailand (seit 2007)

Art	Einspeisevergütungen			
	Adder-Programm (Marktprämie)		Einspeisevergütung	
	Festgelegter Aufpreis	Aufpreis bestimmt durch Ausschreibung	PV- Aufdachanlagen	Kommunale Solarprojekte
Einführung	Seit 2007 für Klein- und Kleinsterzeuger	Seit 2007 für Anlagen 10 - 90 MW	Seit 2013	Seit 2013
Technologien	Abfall, Wind, kleine Wasserkraft, Solarenergie	Reishülsen, Holzschnitzel etc.	Solarenergie	Solarenergie
Volumen	200 MW Kleinerzeuger; bei Kleinsterzeugern kein Kontingent	300 MW	200 MW	800 MW
Vergütung	Differenziert nach Technologien, installierter Kapazität und Geographie		Differenziert nach Anlagengröße	Zeitlich differenziert
Finanzierung	Kosten werden an Stromverbraucher weitergereicht			
Förderdauer	10 Jahre: Wind und Solar; 7 Jahre: Biomasse	7 Jahre	25 Jahre	25 Jahre

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Das Adder-Programm

Das 2007 eingeführte Adder-Programm sieht eine fixe Zuschlagszahlung für Klein- und Kleinsterzeuger vor, die zusätzlich („addiert“) zum Entgelt gezahlt wird, welches die Erzeuger für die Einspeisung ins staatliche Stromnetz erhalten. Diese Marktprämie wird bei mittelgroßen Biomasseprojekten über Ausschreibungen bestimmt, bei anderen EE dienen Abschätzungen zu Stromerzeugungskosten für die Tarifsetzung. Die Tarife werden nach Technologiegruppen differenziert.

Das Adder-Programm löste das zuvor eingeführte Net-Metering ab, das sich auf Anlagen bis 1 MW beschränkte. Die Größenbeschränkung der Anlagen wurde im Adder-Programm auf 10 MW angehoben. Ansonsten wurden die gleichen vereinfachten Regeln des Net-Meterings für kleine Anlagen angewendet. Einen klaren Deckel für einzelne Segmente gab es nicht. Es gab hingegen die Vorgabe, alle EE-Projekte bis zu einem „akzeptablen Einfluss auf die Stromkosten“ hinzunehmen. Dieser ungenaue Richtwert spezifizierte das damit verbundene

Niveau allerdings nicht. Wie mit dieser Grenze umzugehen war, lag damit bei den Stromgesellschaften, welche für die Durchführung verantwortlich sind.

2007 wurde eine Angebotsanfrage für Kleinenergieerzeuger zur Nutzung erneuerbarer Energien für 300 MW eingereicht. Der maximale Preis wurde auf 0,78 Euro-Cent/kWh (0,3 Baht/kWh) festgelegt. Sieben Projekte mit einer gesamten Leistung von 335 MW wurden angenommen mit einem durchschnittlichen Preis von 0,7 Euro-Cent/kWh (0,297 Baht/kWh).

Tabelle 42: Ziele des Adder-Programms für Klein- und Kleinsterzeuger 2007 und eingesetzter Fördermechanismus

	Kapazität (MW)	Fördermechanismus
Abfälle	100	Feste Marktprämie
Wind	115	
Solar	55	
Andere: Reishülsen, Holzschnitzel etc.	300	Ausschreibungsprozess zur Findung der Marktprämie

Quelle: Eigene Darstellung nach Tongsopit und Greacen 2013

Die folgende Tabelle 43 fasst die Rahmenbedingungen des Adder-Programms zusammen.

Tabelle 43: Wesentliche Rahmenbedingungen des Adder-Programms

Berechtigte Teilnehmer	Kleinstenzeuger (0-10 MW), Kleinerzeuger (10-90 MW)
Vergütungsstruktur	Marktprämie (Zahlung zusätzlich auf den Markterlös)
Vergütung	Differenziert nach Technologie, Größe und Lage (höhere Raten in südlichen Provinzen, welche von politischen Unruhen betroffen waren), keine Degression
Kostenkontrolle (Deckel/ Deadline)	Eine erste feste Deadline bei Anträgen von 2008 wurde 2009 aufgehoben. Außer für Solarenergie werden alle anderen EE bis zu einem "akzeptablen Einfluss" auf die Kosten akzeptiert.
Auswahlprozess und Kriterien	Die finale Entscheidung wird durch das Energieministerium getroffen. Zulassungskriterium: Erfüllung des MW-Deckels
Vertragslaufzeit	5 Jahre mit automatischer Verlängerung
Förderdauer	10 Jahre für Solar- und Windenergie; 7 Jahre für Biomasse, Biogas, MSW, kleine/ Mikro- Wasserkraft
Finanzierung	Die Kosten werden auf die Stromrechnung aufgeschlagen.
Überprüfung des Programms	Unregelmäßig; Vorbehaltlich der Genehmigung durch die National Energy Policy Commission

Quelle: Eigene Darstellung nach Tongsopit 2014; Tongsopit und Greacen 2012

Die einfachen Rahmenbedingungen, sinkende Solarmodulpreise seit 2008 und eine zunächst gültige Deadline zum Ausfüllen der Anträge führten dazu, dass extrem viele Anträge gestellt wurden, um sich die PPAs für EE-Projekte zu sichern: Ende 2008 wurden 1.075 Anträge für 5.147 MW neuer erneuerbarer Kapazitäten gestellt, davon fiel mit 471 Anträgen (für 2000 MW) der Großteil auf Solarprojekte, die das Ausbauziel für EE zu dieser Zeit damit bei weitem übertrafen (500 MW). Teilweise wurden die Projekte ohne eine angemessene Untersuchung der Machbarkeit beantragt.

Das Problem wurde erst bemerkt, als die meisten Projekte den vereinfachten Genehmigungsprozess durchliefen und sich die PPAs sicherten. Viele Projekte wurden von kleinen Unternehmen eingereicht, die keine Möglichkeiten zur Realisierung der Projekte hatten und darauf spekulierten, die Projektberechtigungen weiter zu verkaufen. Es wurde befürchtet, dass der damit verbundene Ausbau zu einem steilen Anstieg der Abgaben für die Stromverbraucher führt. Auch wurde erwartet, dass viele der beantragten Projekte "spekulativ" sind und den Anträgen keine tatsächlich durchführbaren Projekte zugrundeliegen.

Aufgrund dieser Bedenken wurden schrittweise Änderungen am Programm beschlossen. Aufgrund der hohen Nachfrage wurde 2009 zunächst eine verpflichtende Bietungsgarantie („Big Bond“) in Höhe von ca. 5,24 Euro/kW für neue Bieter eingeführt. Die Bietungsgarantie sollte Anbieter abhalten, die sich die PPAs mit der Intention erwarben, diese weiterzuverkaufen. Die anderen Regelungen blieben zwischen 2009 und 2010 einfach und

transparent. Die Tarife wurden bei Biomasse, Biogas und kleiner Wasserkraft erhöht, ansonsten gleich belassen. 2010 verabschiedete die National Energy Policy Commission eine Resolution, um die Adder-Rate für Solarprojekte zu reduzieren. Auch wurde ein Komitee eingerichtet, das Maßnahmen zur Förderung von EE koordinieren soll.

Die Änderungen hatten erheblichen Einfluss. In der Anfangsphase des Kleinstenergieerzeuger-Programms mussten Stromversorger Projekten einen Netzzugang gewähren, wenn die vorgeschriebenen Sicherheits- und Stromqualitätsstandards eingehalten wurden. Die neuen Regeln des Komitees hatten zusätzlichen bürokratischen Aufwand zur Folge, wie zum Beispiel die Prüfung des Finanzstatus, um die Durchführung der Projekte bis zur Fertigstellung zu gewährleisten. Auch war nicht klar geregelt, wie lange das Komitee Anträge gewähren würde. Diese Faktoren führten unter anderem zu Marktunsicherheiten und schließlich dazu, dass kaum neue Anträge eingereicht wurden.

Im Unterschied zur Implementierung des Adder-Programms wurden bei den Reformen seit 2010 keine öffentlichen Beteiligungen mehr durchgeführt und gesetzliche Änderungen wurden direkt beschlossen (Tongsopit und Greacen 2012).

Tabelle 44: Änderungen beim Adder-Programm 2010 gegenüber dem vorherigen Förderregime

	Adder-Programm 2007 – 2010	Adder-Programm 2009/2010
Sicherungsgebühr	Keine	4,52 Euro/kWh bei Antragsstellung; rückwirkend für Projekte ohne PPAs vor 2009
Auswahlkriterien der eingehenden Anträge	Nachweis der technischen Verfügbarkeit des Netzes	Zusätzlich: Nachweis zum Landnutzungsrecht (bei Wind); Nachweis von verfügbarer Energiequelle und Nutzungsplan bei Biomasse
Kriterien zur Vertragsunterzeichnung von PPAs	Keine	Angenommene Projekte müssen PPAs mit den Stromgesellschaften basierend auf zusätzlichen Kriterien abschließen: Projektstatus bei Landnutzung; Darlehen; Technologie; sowie Genehmigungen anderer Behörden; Evtl. Vereinbarung um für erforderliche Netzertüchtigung zu zahlen; teilweise EIA-Report
Kriterien nach Vertragsabschluss	Keine	Projekte mit PPAs müssen Berichte über den Status ihrer Berichte 6 Monate vor geplanter Inbetriebnahme abgeben.
Frist für den kommerziellen Betrieb	Sehr vereinfacht	6-Monatsfrist für Projekte, die Deadline für den kommerziellen Betrieb nicht einhalten können und in Kontakt mit Stromgesellschaft stehen. Kündigung von Projekten, die nicht im Kontakt mit Stromgesellschaften stehen.

Quelle: Eigene Darstellung nach Tongsopit und Greacen 2013

Community-based Solar Programme

Für kommunale Solaranlagen gibt es ein separates Förderprogramm. Die Förderung wird ohne Ausschreibung vergeben und als feste Einspeisevergütung für 25 Jahre gezahlt. Die Vergütungszahlung soll gestaffelt erfolgen, das heißt, die ersten drei Jahre werden höhere Vergütungen gezahlt, anschließend sinken diese ab. Durch das Programm sollen neue Arbeitsplätze, lokale Wertschöpfung und neue Einkommensquellen für Kommunen erschlossen werden.

Tabelle 45: Einspeisevergütung für kommunale solare Freiflächenanlagen mit Betriebsbeginn Dezember 2014

	Vergütungsdauer	Betriebsjahr	Einspeisevergütung ct/kWh	Cap
Kommunale Freiflächenanlagen	25 Jahre	1-3	23,88 ct/kWh (9,75 Baht/kWh)	800 MW
		4-10	15,9 (6,5 Baht/kWh)	
		11-25	11,02 (4,5 Baht/ kWh)	

Quelle: IEA 2014

Sonstige

Der Energy Conservation (Encon) Fund wurde 1992 von der thailändischen Regierung mit dem Ziel eingeführt, EE zu fördern. Die Finanzierung des Encon Fund stellt eines der wenigen Beispiele dar für die zweckgebundene Nutzung von Steuern auf Erdölprodukte, um private Investitionen in EE und Energieeffizienz zu fördern (Irawan und Heikens 2012). Der Encon Fund schaffte es erfolgreich, insbesondere kleine EE-Projekte zu fördern (Beerepoot et al. 2013). Neben den genannten Förderungen von EE-Projekten durch Ausschreibungen wurden Zuschüsse für Investitionsprojekte vergeben, insbesondere an Behörden und Ministerien. Auch wurden niedrige Zinsen und Subventionen unter verschiedenen Programmen eingeführt. Der Fund hat ein jährliches Budget von circa 183 Millionen Euro (7 Milliarden Baht). Die Förderbereiche umfassen die Steigerung der Energieeffizienz, erneuerbare Energien und strategisches Management.

Weitere spezielle Förderungen gibt es für einzelne Projekte. So hat das National Energy Policy Council 2013 die Förderung der Stromerzeugung aus Napiergras beschlossen. Es werden Preisgarantien für die Abnahme von Napiergras gegeben (300 THB pro Tonne) und eine Einspeisevergütung in Höhe von 0,11 Euro/kWh (4,5 Baht/kWh).

Weitere Förderinstrumente stellen zinsgünstige Darlehen für Unternehmen im EE-Bereich dar, welche vom sogenannten *Company Directed Technology Development Program* vergeben werden.

Das Thailand Board of Investment, eine staatliche Agentur, die Investitionen in Thailand fördert, gewährt Steuervorteile, wie etwa Befreiungen oder Reduktionen von Zöllen bei Maschinen- oder Rohstoffimporten sowie von der Körperschaftssteuer bei einer Firmengründung in Thailand. Das Investment Board kündigte an, zukünftig mehr Investitionsanreize für Zukunftsindustrien, und somit auch für EE zu schaffen (Mehner 2014).

Die thailändische Regierung unterstützt überdies seit 2008 solare Warmwassergewinnung und Solartrockner durch Förderungen (Mehner et al. 2013).

2.8.4 Erfolg der Instrumente

2.8.4.1 Wirkung auf den Ausbau erneuerbarer Energien

Vor der Einführung des Adder-Programms wurden die Ziele für EE nicht erreicht. Die Einführung der Zuschlagszahlungen führte zu einem großen Ausbau der erneuerbaren Energien, v.a. von PV. Auch wenn im Rahmen des Programms bisher nur die Ziele bei PV und Biogas erreicht wurden, war in den letzten Jahren ein starker Anstieg der Erzeugung bei

Wind und Biomasse zu beobachten. Bei großer Wasserkraft wird kein großer inländischer Ausbau mehr erwartet, da hier vorhandene Potenziale bereits erschlossen wurden

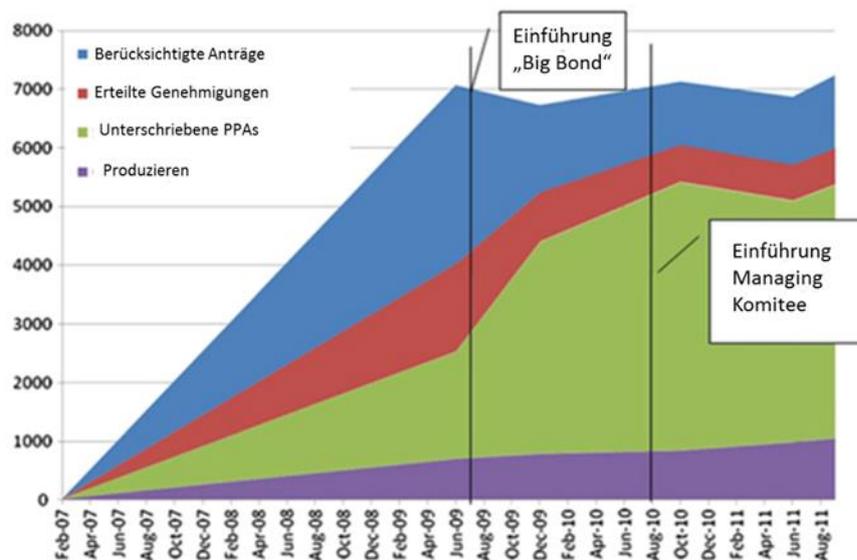
Tabelle 46: Vergleich der bisher gesetzten Programmziele zum Ausbau EE und tatsächlich erzielter Ausbau

	2008-2011 Ziel (in MW)	Stand Dezember 2011 (MW)	Differenz (MW)
Solar	55	110,97	+55,97
Windenergie	115	0,38	-114,62
kleine/ Mikro Wasserkraft	165	13,28	-151,72
Biomasse	2800	724,72	-2075,28
Biogas	60	98,69	+38,69
MSW	78	37,33	-40,67

Quelle: Eigene Darstellung nach Tongsopit und Greacen 2013

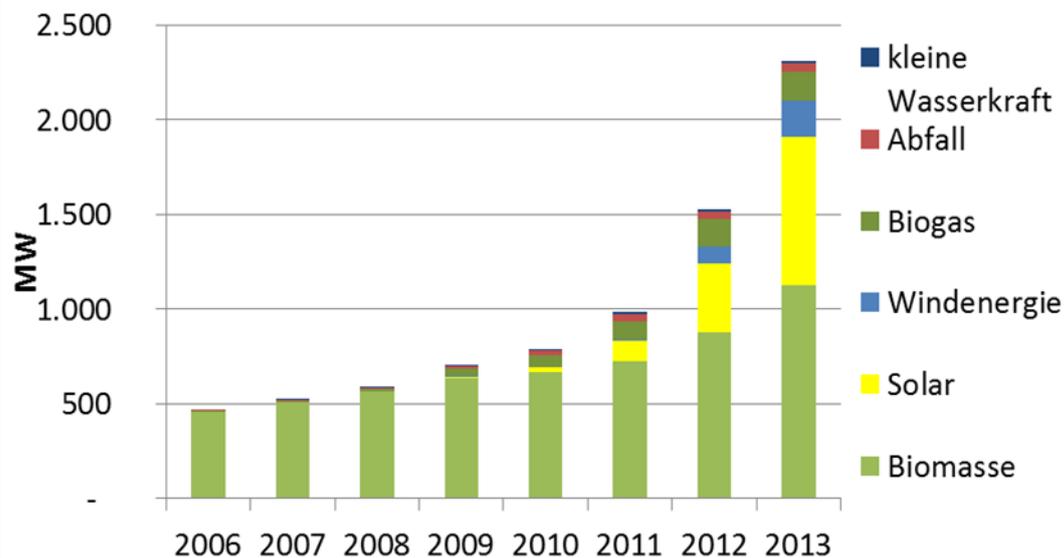
Der Einfluss der Reformen seit 2010 ist in Abbildung 83 dargestellt. Wie erläutert, wurden nach einem ersten Boom der Solarenergie Änderungen eingeführt, wie zum Beispiel die Bietungsgarantien. Die Abbildung zeigt das Abflauen neuer Antragsstellungen infolge der regulatorischen Änderungen.

Abbildung 83: Erneuerbare Energien unter dem Kleinsterzeuger-Programm (in MW)



Quelle: Eigene Darstellung nach Tongsopit und Greacen 2013

Abbildung 84: Ausbau der erneuerbaren Energien in Thailand seit Einführung des Adder-Programms (ohne große Wasserkraft > 6 MW)



Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Tongsopit 2014

Trotz der Einschränkungen ist ein weiteres Wachstum beim Ausbau zu beobachten. Dies ist damit auch auf die 2011 bereits genehmigten, beziehungsweise sich noch im Antrag befindlichen, Projekte zurückzuführen. Abbildung 84 zeigt den zeitlichen Ausbaupfad der EE. Seit 2011 hat sich die installierte netzgebundene Leistung nochmals verdoppelt.

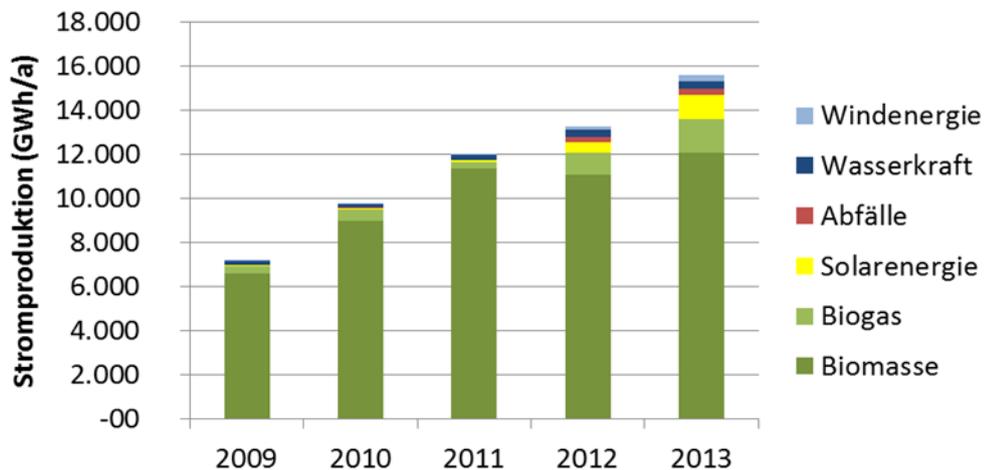
Seit 2011 dominiert beim Zubau Solarenergie, welche teilweise 50 Prozent der neuen Kapazitäten ausmacht. Die durch die Zuschlagszahlung hervorgerufene Marktentwicklung kann in vier Phasen eingeteilt werden, welche sich auf die unterschiedlich wirksam werdenden Rahmenbedingungen beziehen.

Tabelle 47: Thailands Marktentwicklung bei erneuerbaren Energien in vier Phasen

Geringes Wachstum <i>2007 – 2008</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einfacher Genehmigungsprozess • Hohe Komponentenkosten • Geringe Zinserwartungen der Investoren
Hohe Antragszahlen <i>2008 bis Juli 2009</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einfacher Genehmigungsprozess • Geringe Koordination zwischen Stromgesellschaften bei der Annahme von Projekten • Sinkende Preise von PV-Modulen führen zu höherer Attraktivität von PV-Projekten • Hohe Zinserwartungen von Investoren
Regulierung <i>August 2009 bis Juni 2010</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung der Bietungsgarantien • Einführung von Maßnahmen, um die Veräußerung von PPAs zu erschweren
Konfusion <i>Juni 2010 bis heute</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Häufige Änderungen der Rahmenbedingungen mit geringer Beteiligung der Öffentlichkeit • Vorher transparenter Beteiligungsprozess wurde durch das <i>Managing Committee</i> ersetzt; unklar, welche PPAs akzeptiert werden • Reduzierung der Vergütungen, bei PV werden keine neuen Projekte akzeptiert

Quelle: Eigene Darstellung nach MacDonald 2012

Trotz des erheblichen Ausbaus verschiedener EE-Segmente dominiert, gemessen an der Stromerzeugung, weiterhin Biomasse. 2011 musste Thailand 0,21 Prozent des Marktpreises als Aufschlag zahlen, um die Stromerzeugung aus EE um insgesamt 1,65 Prozent zu erhöhen.

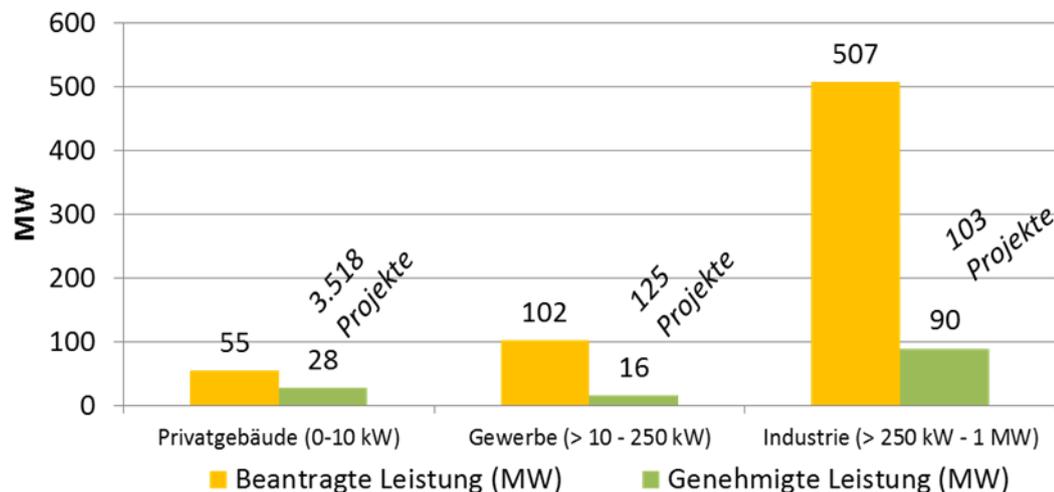
Abbildung 85: Entwicklung der Stromproduktion in Thailand 2009 - 2013

Quelle: Eigene Darstellung nach Ministry of Energy 2013; Department of Alternative Energy Development and Efficiency 2011, 2013

• Solarenergie

Bei der Photovoltaik konnten die Ausbauziele durch die zwischenzeitlich sehr hohen Antragszahlen deutlich übertroffen werden. Im Jahr 2013 gehörte Thailand zu den zehn am schnellsten wachsenden Märkten weltweit. Gemessen an der durch das Ausbauprogramm induzierten Stromerzeugung macht Solarenergie aber weiterhin einen insgesamt geringen Anteil aus. Solarenergie war am stärksten von den Änderungen der Zuschlagszahlungen 2009/10 betroffen; so werden seit 2010 keine neuen Projekte mehr akzeptiert. Zukünftig wird jedoch aufgrund der eingeführten Förderung kommunaler Projekte und der solaren Dachanlagen weiteres Wachstum erwartet. Der Ausbau von Solarenergie war im Verhältnis zum Ausbau anderer EE in Thailand relativ teuer. So zeigte eine Analyse der jährlichen Zuschlagszahlung für eine Stromeinheit, dass für Solarenergie im Vergleich zu anderen EE eine überproportionale Prämie zu zahlen war.

Im Jahr 2012 waren 98,7 Prozent der Solaranlagen größer als 1 MW und damit den Solarkraftwerken zuzuordnen (Nuntavorakarn 2014). Die Ergebnisse der 2013 eingeführten Einspeisevergütung für solare Dachanlagen zeigen, dass das Segment privater Dachanlagen trotz der expliziten Förderung weiterhin stark unterrepräsentiert ist: Statt angestrebter 100 MW wurden in diesem Segment nur 55 MW (verteilt auf 6.437 Projekte) beantragt und 28 MW konnten genehmigt werden. Hingegen wurde im Segment der Großanlagen bei der Industrie fast die vollständige ausgeschriebene Leistung vergeben (90 MW verteilt auf 103 Projekte). Damit dominieren in dem Segment auch weiterhin große Anlagen (vgl. Abbildung 86).

Abbildung 86: Erste Ergebnisse des Förderprogramms für solare Dachanlagen in Thailand (2013)

Quelle: Eigene Darstellung nach Tongsopit 2014

Das Fördersystem hat es durch die Deckelung geschafft, eine Überzeichnung und damit überhöhte Kosten für Stromverbraucher zu vermeiden. Durch die Deadline wurden Spekulanten davon abgehalten, PPAs zu ersteigern und weiterzuvermarkten. Als Hindernis für die privaten Dachanlagen werden nach wie vor komplexe Genehmigungsprozesse, Gebäudestandards, Zertifizierungen sowie Unsicherheiten über die zukünftige Ausrichtung genannt. Kritisch wird insbesondere die Definition von Solaranlagen gesehen, die ab 2 kW als „Fabrik“ eingestuft werden und damit aufwendigere Genehmigungsprozesse erfüllen müssen.

CSP-Systeme sind in Thailand aufgrund unregelmäßiger direkter Sonneneinstrahlung nur eingeschränkt möglich und daher aufgrund hoher Investitionskosten wirtschaftlich nur sehr schwer durchsetzbar (Mehner et al. 2013). Bisher wurde, im Jahr 2012, ein CSP-Projekt errichtet.

- **Windenergie**

2013 betrug die installierte Windleistung 223 MW (Fried et al. 2013), was im Vergleich zum Vorjahr einer Verdoppelung gleichkommt. 1.800 MW werden bis 2021 angestrebt. Die Stromerzeugung konnte durch den Ausbau auf 300 GWh/a gesteigert werden. Die Rahmenbedingungen sind im Vergleich zur Solarenergie stabil geblieben, sodass auch in den nächsten Jahren mit weiterem Wachstum gerechnet werden kann.

- **Biomasse**

Im Jahr 2012 waren 142 netzgebundene Biomasseanlagen installiert mit insgesamt knapp 2.000 MW, 25 davon sind Kleinanlagen, 74 davon Kleinanlagen. Zusätzlich sind 43 Anlagen vorhanden, die Strom für den Eigenverbrauch von Unternehmen produzieren. Investoren profitieren auch von Kreditgarantien des ESCO-Funds, welcher vom Energieministerium eingeführt wurde und Finanzierung vom Encon-Fund erhält (Dallinger et al. 2013).

Biogas wurde in der Vergangenheit stark ausgebaut und übertraf im Gegensatz zur Entwicklung der anderen EE die Erwartungen deutlich: 1995 waren 15 Biogasanlagen im Betrieb, 2006 bereits über 1.800. Das 15-Jahresziel für Biogas wurde 2008 übertroffen.

Die ersten Anlagen wurden von Maniokstärke-Mühlen eingesetzt und für den Eigenverbrauch sowohl von Wärme als auch von Strom genutzt. Dies führte zu Energiekosteneinsparungen von 20 Prozent. Weitere Anlagen wurden für Palmöl-Mühlen verwendet, um Strom in das Netz einzuspeisen. Für den Ausbauerefolg bei Biogasanlagen werden in einer Fallstudie des Institute for Industrial Productivity fünf Hauptgründe genannt (Siteur 2012).

- 1) Eine langfristig ausgelegte Unterstützung der Regierung: Seit 1992 werden EE auf unterschiedliche Art gefördert (Veröffentlichungen jährlicher EE-Statistiken, direkte Förderungen und Subventionen, langfristige Zielsetzungen, Einbeziehung des Bankensektors).
- 2) Etablierter industrieller Sektor: Thailand hat einen starken export-orientierten landwirtschaftlichen Sektor, der eine Vielzahl an Bioenergieträgern für eine Nutzung bereithält.
- 3) Das Kleinstenerzeuger-Programm: Die Möglichkeit, Stromüberschüsse in das Netz zu günstigen Konditionen und transparenten Regeln einzuspeisen. Vier Jahre nach der Ankündigung des Adder-Programms 2006 hat sich die netzgebundene Stromerzeugung aus Biogas mehr als verzehnfacht. Die einfachen und standardisierten Regeln werden hervorgehoben.
- 4) Kohlenstoffmarkt: Auch wenn die Einnahmen aus dem Emissionshandel geringer waren als prognostiziert, hat sich die Erwartungshaltung von Akteuren in Bezug auf potenziell hohe Erträge als Treiber für den Markteintritt zahlreicher Akteure erwiesen, wie zum Beispiel Technologieanbieter, Investoren und Banken. 63 Prozent (62 Projekte) der registrierten CDM-Projekte in Thailand 2012 sind Biogasprojekte.
- 5) Investitionsklima: Faktoren wie ein hoher Grad an Elektrifizierung, die lokale Verfügbarkeit von Baumaterialien und überschaubare bürokratische Abläufe bewirken, dass Thailand ein günstiges Investitionsklima hat, welches sich positiv auf den Ausbau der Biogasindustrie auswirkt (Aggarangsi et al. 2013).

Die durch das Adder-Programm zusätzlich erzeugte Stromerzeugung bei Biogas sank zwischenzeitlich von 543,3 GWh in 2010 auf 301,6 GWh in 2011 ab. Dies liegt daran, dass Biogas in der Industrie zunehmend für die Wärmeproduktion genutzt wird, um Heizöl zu sparen (Beerepoot et al. 2013). Angesichts der Potenziale ungenutzter organischer Substrate (Energiepflanzen, Reststoffe aus der Landwirtschaft und Abfälle) birgt Thailand ein großes Ausbaupotenzial.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in Thailand verschiedene Ansätze verfolgt werden, um private Investitionen in EE zu fördern. Trotz früher erster Ausschreibungen wurden EE zunächst nicht bedeutend ausgebaut. Dies ist auf mangelnde Technologiedifferenzierung und hohe Stromerzeugungskosten zurückzuführen. Einziges EE-Segment war hier die Verstromung von fester Biomasse. Jedoch wurden auch in diesem Segment die in den Programmen festgelegten Ziele bis 2011 nicht erreicht. Eine Ausnahme bildet das Biogassegment.

Der größte Ausbauerefolg konnte durch die seit 2007 eingeführte feste Zuschlagszahlung auf den Stromabnahmepreis erzielt werden. Innerhalb kurzer Zeit konnten insbesondere Solar- und Windenergieprojekte ausgebaut werden. Große solare Freiflächenanlagen erzielten ein erhebliches Marktwachstum. Dazu beigetragen haben international bestehende Überkapazitäten und ein damit verbundener, vorab nicht erwarteter einsetzender Preisverfall bei Solarmodulen. Aufgrund mangelnder Nachsteuerungsfähigkeit des Fördersystems und der darauffolgenden zahlreichen kurzfristigen Reformen kam der Markt bei den Neuanträgen

zwischenzeitlich zum Erliegen. Zukünftige Ausbauprogramme führen eine feste Einspeisevergütung für Solarenergieprojekte ein. Diese fokussieren sich, anders als in der Vergangenheit, nun zunehmend auf dezentrale Solarenergienutzung, wie zum Beispiel das Programm für Dachanlagen, und für solare kommunale Projekte auf Freiflächen. Die Stromerzeugung aus EE wird trotz des Marktwachstums von PV von der Verstromung von Biomasse dominiert.

Ausschreibungen haben einen untergeordneten Einfluss auf die Marktentwicklung in Thailand. Nur noch bei einzelnen Biomassesegmenten, wie Reishülsen und Holzschnitzel, werden Ausschreibungen für Kleinerzeuger genutzt, um die Förderhöhe zu bestimmen.

2.8.4.2 Wirkung auf die Wertschöpfung und den Local Content

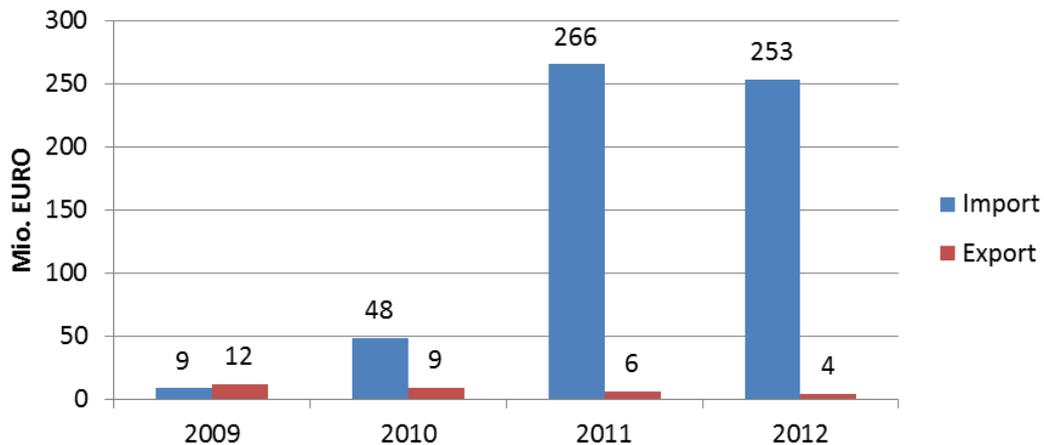
Eine übergeordnete Analyse zur Auswirkung von EE auf die Beschäftigung in Thailand ist gegenwärtig nicht verfügbar. Investitionen in neue EE-Anlagen betragen im Jahr 2013 circa 943 Millionen Euro (Warren und Forer 2014). Diese Summen sollten zur inländischen Wertschöpfung beitragen, insbesondere bei Downstream-Aktivitäten. Bei Komponenten hingegen ist Thailand entsprechend seiner späten Marktentwicklung in hohem Maße auf Importe angewiesen.

Der thailändische Maschinenbau ist stark vertreten: 50.000 Firmen beschäftigen 400.000 Mitarbeiter. Die Mehrzahl besteht aus mittleren, kleinen oder Kleinstbetrieben, die sich auf die Herstellung von einfachen Maschinenteilen oder Metall verarbeitenden Dienstleistungen spezialisiert haben (Duscha 2013a). Die Produktion von Hightech-Maschinen ist in Thailand allerdings noch sehr begrenzt.

Angesichts der hohen Importabhängigkeit und sinkender inländischer Produktion ist Thailand von teurem Erdgas (LNG) abhängig. Die Wertschöpfungseffekte durch vermiedene Importe sind somit in Thailand als bedeutend einzuschätzen: Nach Angaben des Energieministeriums betragen die Kosten für Energieimporte im Jahr 2012 circa 37,7 Milliarden Euro (1.443 Milliarden Baht), bei einem nominalen Bruttoinlandsprodukt von 297 Milliarden Euro (11.362 Milliarden Baht). Nur 44 Prozent des Energieverbrauchs (73,3 Mio. t Erdöläquivalent 2012) konnten durch die Produktion im Inland gedeckt werden. Der Rest wurde durch Energielieferungen aus dem Ausland sichergestellt (85 Prozent des Erdöls, 51 Prozent der Kohle und 26 Prozent des Erdgases) (Ratzeburg 2013). Damit ist anzunehmen, dass insbesondere die zusätzlich eingeführte Förderung für Anlagen zum Ersatz von Diesel zur Stromerzeugung positive Effekte auf die Außenhandelsbilanz haben wird.

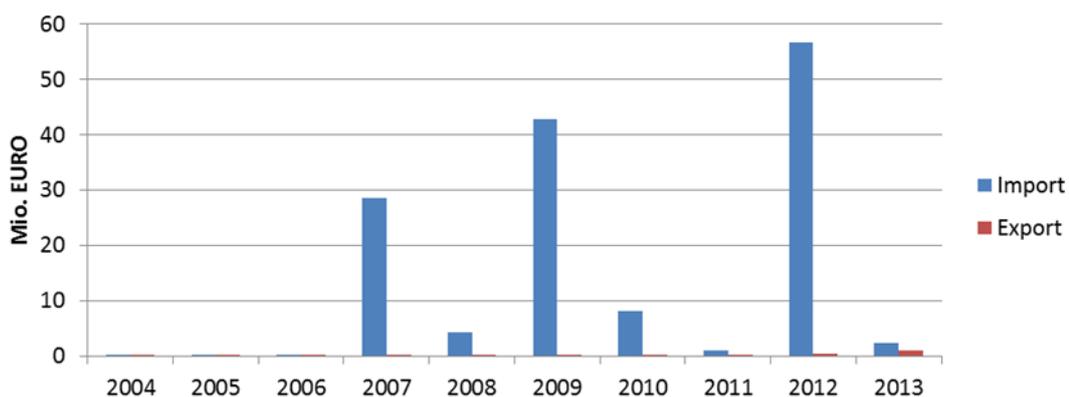
Die neuen Regelungen zur Einführung fester Einspeisevergütungen für solare Aufdachanlagen werden von der Branche begrüßt. So prognostiziert der thailändische Verband der Solarindustrie (Thai Photovoltaic Industries Association) einen Zuwachs von Installateurunternehmen: Während bisher nur etwa zehn Unternehmen aktiv sind, wird ein Anstieg auf 100 Firmen erwartet (Duscha 2013b). Damit ist insbesondere bei Downstreamaktivitäten; ein stärkerer Anstieg als bisher zu erwarten. Die bisherige Förderung führte primär zum Bau von großen Solarkraftwerken, sodass wenige dezentrale Wertschöpfungsketten etabliert wurden.

Eine EE-Industrie konnte bisher nicht aufgebaut werden. Bei den einzelnen EE-Segmenten sind Importe von Komponenten nötig. Dies wurde beispielsweise am Import von Solarenergiekomponenten deutlich. Der Export von PV-Zellen und Modulen ist gemäß der nationalen Statistiken sehr gering (vgl. Abbildung 87) (UNEP 2014).

Abbildung 87: Handel an PV-Zellen und Modulen in Thailand nach nationalen Statistiken

Quelle: Eigene Darstellung nach UNEP 2014

Auch bei anderen EE-Segmenten ist Thailand stark auf Knowhow und Lieferungen aus dem Ausland angewiesen, so zum Beispiel bei Biogas- und Biomasseanlagen und den dazugehörigen Komponenten (Ratzeburg 2013). Biogasanlagen werden meist aus China oder Indien eingekauft. Ein Grund hierfür ist das niedrigere Preisniveau im Vergleich zu deutscher Produktion. Bei Komponenten für Windenergieanlagen werden die Importe Thailands zwischen 2008 und 2012 auf 130,2 Millionen Euro geschätzt (UNEP 2014). Ersichtlich ist, dass die Importe seit Einführung des Adder-Programms 2007 und dem folgenden verstärktem Ausbau der Windenergie erheblich angestiegen sind (vgl. Abbildung 88).

Abbildung 88: Thailands Ex- und Importe von Windenergiekomponenten

Quelle: Eigene Darstellung nach UN COMTRADE Database 2014b

Zusammengefasst schaffte es das relativ spät eingeführte Förderinstrumentarium zum Ausbau der EE nur begrenzt, Investitionssicherheiten zu bieten und lokale Industrien der EE-Branche zu etablieren.

Allerdings sind durch die nun verstärkt auf Dezentralität zielenden Förderstrategien zukünftig weitere regionale Wertschöpfungseffekte zu erwarten. Gerade nachgelagerte Wertschöpfungsketten, wie Installation, Wartung und Betrieb können von einem inländischen, dezentralen Solarmarkt profitieren. Weitere positive Effekte liegen in vermiedenen Energieimporten, die angesichts der hohen Energieabhängigkeit Thailands

gegenwärtig wesentlich stärker ins Gewicht fallen als die Summen, die etwa für Importe von Solarzellen und Windenergieanlagen aufgewendet werden. Das gilt umso mehr, als dass teilweise Diesel dezentral zur Stromerzeugung genutzt wird.

Da Thailand bei EE-Komponenten auf Importe angewiesen ist, sind Local Content-Regelungen nicht zu erwarten.

2.8.5 Schlussfolgerungen für den Handel und deutsche Exportchancen

Thailand ist aufgrund seiner insgesamt ambitionierten Ausbaupläne, seiner hohen Importabhängigkeit, mangelnden fossilen und nuklearen Alternativen sowie attraktiver Förderbedingungen ein zukunftssträchtiger Markt für EE. Die Ziele zum Ausbau der EE-Segmente sind festgelegt und wurden wiederholt angehoben. Thailand ist insgesamt auf Technologieimporte angewiesen und hat keine bedeutende Wind- oder PV-Industrie. Damit sind auch Local Content-Regelungen nicht zu erwarten. Die ersten Ergebnisse des Solardachprogramms deuten auf zu wenige Anbieter in dem Segment hin. Darüber hinaus sind Chancen bei kommunalen Projekten gegeben.

Auch hat Thailand sehr gute Ressourcen hinsichtlich der Nutzung von Biomasse. Hier liegt das Land im internationalen Vergleich in der Bewertung im Mittelfeld auf Platz 20. Bei On- und Offshore-Windenergie wird Thailand als wenig attraktiver Markt eingeschätzt (Platz 31 bzw. 40). Allerdings ist auch hier angesichts der Vergütungen und des bisherigen Ausbaus ein Marktwachstum zu erwarten. Wenig Wachstum ist bei Wasserkraft und Geothermie zu erwarten.

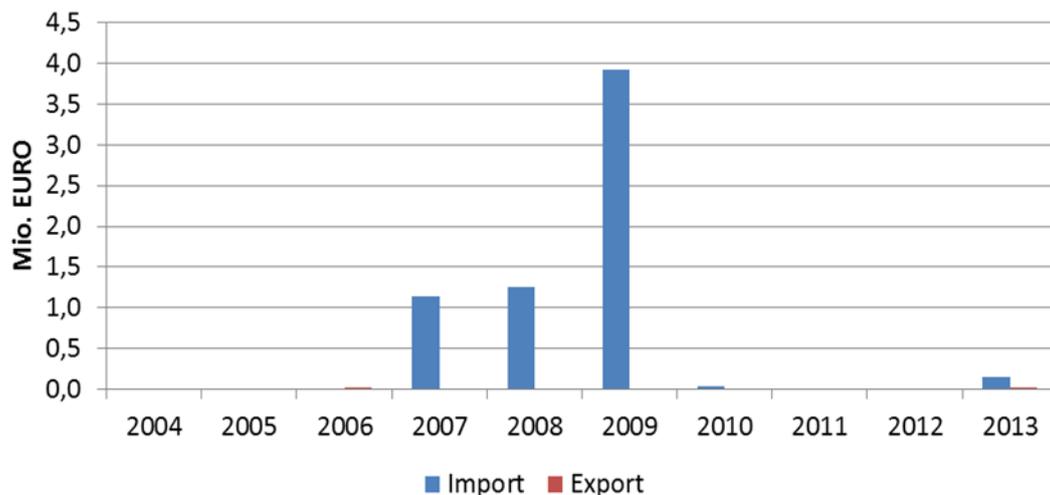
Abbildung 89: Ausblick der zukünftigen Marktentwicklung von EE-Segmenten in Thailand



Quelle: Eigene Darstellung

Die vergangene Entwicklung macht den Einfluss des Fördersystems deutlich: Infolge des Ausbaus ab 2007 hatten sich die Handelsaktivitäten bei Windenergiekomponenten zunächst deutlich verstärkt. Handelsdaten zeigen allerdings, dass sich die Entwicklung ab 2010 wieder abgeschwächt hat (vgl. Abbildung 90).

Abbildung 90: Thailands Importe aus Deutschland sowie Exporte nach Deutschland bei Windenergiekomponenten (Wind-powered electric generating sets)

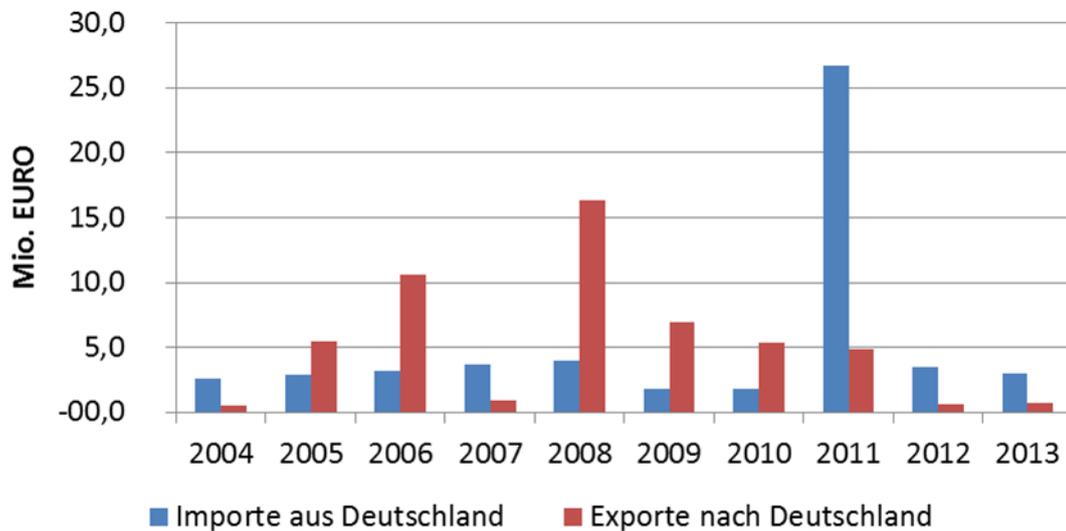


Quelle: Eigene Darstellung nach UN COMTRADE Database 2014b

Allerdings wurden Komponenten verstärkt aus asiatischen Ländern, wie China, importiert. So importierte Thailand zwischen 2009 und 2013 Windenergiekomponenten im Wert von insgesamt 54,6 Millionen Euro aus China (Ratzeburg 2013). Dies deutet auch auf die zunehmende Konkurrenz hin, der sich deutsche Unternehmen weltweit gegenübersehen.

Bei Daten zum Handel von PV-Zellen überschneiden sich die Statistiken mit sonstigen Halbleitern und Leuchtdioden. Insgesamt ist jedoch in dieser Kategorie ein zunehmender Handel zu beobachten, insbesondere seit dem Ausbaubooms 2011 sind die Importe Thailands aus Deutschland stark angestiegen (vgl. Abbildung 91).

Abbildung 91: Importe (und Exporte) Thailands aus (und nach) Deutschland von lichtempfindlichen Halbleitern, inkl. PV-Zellen und Licht-emittierenden Dioden



Quelle: Eigene Darstellung nach UN COMTRADE Database 2014a

Deutsche Unternehmen sind in Thailand an einigen großen Solarprojekten beteiligt und sowohl für die Planung und Auslegung, als auch für die Komponentenlieferung und Installation verantwortlich (Mehner 2014). So ist die deutsche Conergy in Thailand mit einem Marktanteil von 20 Prozent (2012) vertreten. SMA hat 2012 eine Vertriebs- und Servicegesellschaft in Bangkok eingerichtet und bietet eine umfassende Produktpalette von PV-Wechselrichtern für alle Anlagengrößen an, von kleinen Hausdachanlagen bis hin zu PV-Kraftwerken, sowie für netzgekoppelte Anlagen und Inselnetzsysteme.

Bei Biomasseanlagen wurde bisher auf preisgünstige Komponenten aus China oder Indien gesetzt. Der Trend geht allerdings hin zu qualitativ höherwertigen und effizienteren Anlagen mit längerer Lebensdauer. Derzeit entsteht in Thailand ein Qualitätsmarkt. Für deutsche Firmen entstehen dadurch Chancen bei der Modernisierung, dem Upgrade und dem Ersatz bestehender Anlagen (Ratzeburg 2013).

3 Vergleichende Bewertung der Rahmenbedingungen und der Schlussfolgerungen für deutsche Exportchancen

Nach der Einzelbetrachtung der acht Länder werden in diesem abschließenden Kapitel die Ergebnisse verglichen. Dabei wird anhand der in der Einleitung genannten Leitfragen vorgegangen:

- Wie haben sich die politischen Rahmenbedingungen in wichtigen deutschen Exportmärkten in den letzten Jahren entwickelt und mit welchen weiteren Entwicklungen ist zukünftig zu rechnen?
- Welche Wirkung haben die politischen Regelungen und Strategien auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in den wichtigen Exportmärkten und wie wird sich der Ausbau zukünftig fortsetzen?
- Wie haben sich die politischen Rahmenbedingungen auf die lokale Wertschöpfung in diesen Ländern ausgewirkt und was ist daraus für die Zukunft abzuleiten?
- Welche Wirkung haben insbesondere Ausschreibungsmodelle und Local Content-Regelungen auf den EE-Ausbau und die lokale Wertschöpfung?
- Und schließlich: Welche Auswirkungen haben diese Entwicklungen auf deutsche Exportchancen? Welche Marktchancen werden sich zukünftig ergeben?

Je nach Instrumentendesign sowie politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen haben die Fördersysteme auf unterschiedliche Art zum EE-Ausbau beigetragen. Der Ausbauerfolg lässt sich jedoch nicht immer auf ein einzelnes Instrument zurückführen. In einigen Technologiesegmenten konnten die nationalen Ausbauziele unabhängig des Förderinstrumentariums nicht erfüllt werden. Dies gilt etwa für den Ausbau der Offshore-Windenergie in fast allen Ländern, insbesondere in Frankreich, Spanien und den USA. Diese Technologien weisen einen hohen Kapitalbedarf auf und stehen am Anfang der Lernkurve. Anders sieht es bei den mittlerweile erfolgreich etablierten Technologien PV und Onshore-Windenergie aus, wo die Ziele oftmals erfüllt oder sogar übererfüllt wurden.

Die Länderbeispiele zeigen, dass in der Vergangenheit feste Einspeisetarife mit langfristigen Abnahmeverpflichtungen und ohne Ausbaudeckel den EE-Ausbau – und hier v.a. PV und Onshore-Windenergie - erheblich voran-getrieben haben. Auch kleine, dezentrale Anlagen konnten dadurch erfolgreich gefördert werden.

Die Ausbauerwirkung hängt jedoch insgesamt erheblich von der konkreten Ausgestaltung des Instruments ab. Beispielsweise hat Frankreich – später als andere Länder – erst 2005 eine Einspeisevergütung eingeführt. Die Zuwachsraten waren zunächst vergleichsweise gering, konnten aber später gesteigert werden. Als zentrales Hindernis erwiesen sich bürokratische Hürden, die auch durch hohe Vergütungssätze kaum kompensiert werden konnten. Im Vereinigten Königreich konnten im Zuge der Einführung der festen Einspeisevergütung ein erheblicher Zubau im PV-Segment verzeichnet werden. Im Unterschied zu den anderen betrachteten Ländern setzte Spanien bereits frühzeitig auf eine Einspeisevergütung und Marktprämie, was zu einem hohen Ausbau, v.a. im PV-Bereich, geführt hat. Die im Zuge des ansteigenden spanischen Tarifdefizits beschlossene Aufhebung der Einspeisetarife für neue Anlagen 2012 führte zum Markteinbruch.

Die analysierten Quotensysteme führten vermehrt zum Ausbau der bereits wirtschaftlichsten EE-Technologien, wie die Beispiele Polen, USA und das Vereinigte Königreich zeigen. Durch Technologiedifferenzierungen konnte jedoch auch hier der Ausbau in den letzten Jahren diversifiziert werden.

• Ausschreibungen

Da ein Fokus der Analyse der politischen Rahmenbedingungen auf Ausschreibungsmodellen lag, wird im Folgenden die Wirkung von Ausschreibungsmodellen auf den Ausbauerfolg hervorgehoben und verglichen. Zwar gewinnen Ausschreibungen weltweit an Bedeutung. Jedoch zeigen die Länderstudien, dass Ausschreibungen in keinem der betrachteten Länder das Hauptförderinstrument für erneuerbare Energien darstellen. Vielmehr wird ein Instrumentenmix angewendet aus Ausschreibungen und weiteren Förderinstrumenten, wie Einspeisetarife, Net-Metering oder Steuervorteile. Der Fokus der Ausschreibungen lag meist auf großen Projekten. Kostensenkungen fielen teilweise von einer Runde zur nächsten an. Allerdings ging dies auch teilweise einher mit dem Problem des Unterbietens. Die Fallbeispiele zeigen, dass die Wirkung von Ausschreibungen auf den EE-Ausbau oftmals begrenzt ist. Die Marktentwicklung in Ländern, die Ausschreibungen verwenden, wie Frankreich oder Großbritannien, lag in der Vergangenheit hinter anderen Ländern mit fester Einspeisevergütung. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 48: Wirkung der Ausschreibungsmodelle

Land	Technologie-segmente	Kosten-senkung (ja/nein)	Realisierung/ Zielerreichung der angestrebten Leistung	Dominierendes Förder-Instrument für den EE-Ausbau insgesamt
FRA	<ul style="list-style-type: none"> PV, Wind On- und Offshore, Biomasse, Biogas 	<ul style="list-style-type: none"> Teil-weise 	<ul style="list-style-type: none"> Je nach Segment, z.B. Offshore wenig erfolgreich, PV teilweise mehr genehmigte Projekte als ausgeschrieben 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeise-Vergütung
GBR	<ul style="list-style-type: none"> Alle 	<ul style="list-style-type: none"> Teil-weise 	<ul style="list-style-type: none"> Je nach Segment, aber insgesamt gering (NFFO: 25%) 	<ul style="list-style-type: none"> Quote und Zertifikate
ESP	<ul style="list-style-type: none"> Offshore In Planung für PV, Biomasse und Windkraft 	<ul style="list-style-type: none"> k.A. 	<ul style="list-style-type: none"> Bisher gering 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeise-vergütung und Marktprämie
POL	<ul style="list-style-type: none"> In Planung 	<ul style="list-style-type: none"> k.A. 	<ul style="list-style-type: none"> k.A. 	<ul style="list-style-type: none"> Quote und Zertifikate

Land	Technologie-segmente	Kosten-senkung (ja/nein)	Realisierung/ Zielerreichung der angestrebten Leistung	Dominierendes Förder-Instrument für den EE-Ausbau insgesamt
USA	<ul style="list-style-type: none"> Auf nationaler Ebene: Vorrang-Flächen für Solar und Offshore-Windenergie, sonst je nach Bundesstaat 	<ul style="list-style-type: none"> k.A. 	<ul style="list-style-type: none"> Gemischt Nationale Photovoltaik: 50%, Offshore: wichtig, aber noch nicht gebaut 	<ul style="list-style-type: none"> Quote und Zertifikate; Net-Metering, steuerliche Abschreibung
CHN	<ul style="list-style-type: none"> Wind On- und Offshore, Solarenergie 	<ul style="list-style-type: none"> Teilweise bei Solar Bei Wind gegen-teiliger Effekt 	<ul style="list-style-type: none"> Bei Antrag-stellung hoch 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeise-vergütung
IND	<ul style="list-style-type: none"> PV und CSP 	<ul style="list-style-type: none"> Ja (noch nicht realisiert) 	<ul style="list-style-type: none"> Gemischt 	<ul style="list-style-type: none"> Instrumente auf nationaler und bundesstaatl. Ebene, insbesondere Einspeise-vergütungen
THA	<ul style="list-style-type: none"> Einzelne Biomasse-Segmente 	<ul style="list-style-type: none"> k.A. 	<ul style="list-style-type: none"> gemischt 	<ul style="list-style-type: none"> Feste Marktprämien und Einspeise-tarife

Quelle: Eigene Darstellung

In **Frankreich** liegen vielfältige Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen vor. Ausschreibungen sind vorgesehen, wenn die Ziele der mehrjährigen Investitionsplanung nicht mit Einspeisetarifen erreicht werden. Schon sehr früh – seit 1997 – fanden Ausschreibungen für Onshore-Windenergie statt. Seit 2004 werden Offshore-Wind-Ausschreibungen durchgeführt, allerdings ist bis dato noch keine Offshore-Leistung installiert. Das Beispiel Frankreich zeigt, dass es bei Ausschreibungen teilweise zu erheblichen Verzögerungen kommen kann. Die Projekte im EOLE-Programm wurden in einer durchschnittlichen Zeit von drei bis vier Jahren realisiert.

In Frankreich wurden Ausschreibungsmodell und Einspeisetarife immer wieder geändert und im Wechsel genutzt. Offshore-Windenergie wurde beispielsweise zunächst mit Ausschreibungen gefördert, dann durch Einspeisetarife und schließlich wurde wieder auf das Ausschreibungsmodell umgestellt. In letzter Zeit gewinnen insgesamt in Frankreich zunehmend Ausschreibungsmodelle an Bedeutung.

Im Unterschied zu vereinfachten Regeln der britischen NFFO wendet Frankreich teilweise sehr anspruchsvolle Auflagen an, um auch die tatsächliche Realisierung sicherzustellen.

Allerdings haben die umfangreichen Kriterien teilweise das Gegenteil bewirkt und Bieter überfordert, was zu unvollständigen Angeboten geführt hat. Besonders schlecht fiel 2013 die Ausschreibung für gebäudeintegrierte PV aus, bei der bereits die eingereichten Anträge nicht die ausgeschriebene Kapazitätsgrenze deckten.

Großbritannien hat wie Frankreich sehr früh mit Ausschreibungen begonnen. Die *Non Fossil Fuel Obligation* wurde 1991 eingeführt und bis zur Umstellung auf das Quotenmodell *Renewables Obligation* durchgeführt. Die letzte Runde geförderter Projekte läuft 2018 aus. Wie erhofft konnten die Kosten zwischen den Vergaberunden gesenkt werden. Dies lag v.a. daran, dass die garantierte Vergütung von *pay-as-clear* auf *pay-as-bid* gesenkt wurde sowie die Verlängerung der Vertragslaufzeit von acht auf später 15 Jahre verlängert wurde. Allerdings wurden nur sehr wenige der genehmigten Projekte tatsächlich gebaut. Die Zielerreichung betrug durchschnittlich 25 Prozent. Zu den Gründen gehören fehlende Strafen für das Nichteinhalten von Verträgen und fehlende Nachweise über Planungsgenehmigungen. Die Non fossil Fuel Obligation ist daher ein Beispiel dafür, dass fehlende Strafen für Nichteinhalten der Verträge zu mangelnder Umsetzung führen können. Da der Preis wesentliches Auswahlkriterium war, wurden große Projekte bevorzugt und umgesetzt, wie Windenergie und Wasserkraft.

Seit 2014 werden die *Contracts for difference* (ähnlich der Marktprämien) teilweise über Ausschreibungen vergeben. Die britische Solar Trade Association befürchtet allerdings, dass sich wenige Solarunternehmen an den Ausschreibungen beteiligen werden, da es hier viele KMU gibt, für die das Ausschreibungsmodell zu viele Risiken darstelle.

In **Spanien** spielten Ausschreibungen in der Vergangenheit eine untergeordnete Rolle. Nach der Aufhebung von Einspeisetarifen für neue Anlagen 2012 und der ab 2015/2016 geplanten Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen werden sie zukünftig an Bedeutung gewinnen. Ein aktueller Gesetzesvorschlag sieht erste Ausschreibungen für PV, Windenergie und Biomasse vor.

Das Beispiel **Polen** ist ein weiteres Beispiel für den aktuellen Trend hin zu Ausschreibungsmodellen. Das im März 2015 vom polnischen Präsidenten verabschiedete erneuerbare Energien-Gesetz sieht die Umstellung des Fördersystems von Grünstromzertifikaten hin zu Ausschreibungen vor. Für kleine Anlagen bis 3 kW sind Einspeisetarife geplant.

In den **USA** werden auf Bundesebene Vorrangflächen für Solar- und Offshore-Windenergie vergeben. Ansonsten variieren die Ausschreibungsregelungen je nach Bundesstaat. In Kalifornien beispielsweise wird die Einspeisevergütung für große Anlagen von drei bis zwanzig MW per *reverse auction* versteigert.

In **China** wurden – anders als in den anderen betrachteten Ländern – Ausschreibungen genutzt, um die Höhe der im Anschluss eingeführten Einspeisetarife festzulegen. Von 2003 bis 2007 wurden im Rahmen des *Wind concession programme* mit Ausschreibungen begonnen. Seit 2011 gibt es Ausschreibungen für Offshore-Windenergie. PV-Ausschreibungen wurden 2009 bis 2010 durchgeführt und CSP seit 2011. Zwar war der Erfolg bei Antragsstellung hoch, jedoch wirkte sich das Problem des Unterbietens negativ auf die Projektrealisierungen aus und wurde zunehmend als Bedrohung für die inländische Windenergie-Industrie gesehen. Um dem entgegen zu wirken, wurde im Laufe der Zeit der Preis weniger gewichtet. Dennoch konnte das Problem nicht vollständig behoben werden, was u.a. an fehlenden Regelungen und Pönalen bei der Nicht-Einhaltung der Verträge lag. Als Reaktion auf den zu geringen Ausbau insbesondere bei PV und Windenergie wurden schließlich Einspeisetarife eingeführt.

In **Indien** wurden bzw. werden Ausschreibungen im Rahmen der *National Solar Mission* in zwei Runden von 2010 bis 2013 und 2013 bis 2017 durchgeführt. Ausschreibungen werden hier auch als Strategie zur Errichtung von großen Anlagen genutzt. Durch den Trend zu größeren Anlagen können Kostensenkungen erzielt werden (*economies of scale*).

In **Thailand** wird die Marktprämie für *waste-to-energy* Anlagen, die u.a. mit Reishülsen und Holzschnitzeln betrieben werden, durch Ausschreibungen bestimmt. Projekte mit der geringsten benötigten zusätzlichen Subvention auf den Strompreis erhalten einen Stromabnahmevertrag inklusive des ersteigerten Preiszuschlags.

Während in der Vergangenheit Ausschreibungen oftmals in neuen Märkten eingesetzt wurden, wie z.B. China, gibt es zunehmend Länder mit etablierten Märkten, die auf Ausschreibungen umstellen, wie z.B. Deutschland und Spanien. Dies wirft zukünftig die Frage nach unterschiedlichen Wirkungen von Ausschreibungsmodellen je nach Marktreife auf. Die Marktreife sollte z.B. bei der Gestaltung des Ausschreibungsdesigns berücksichtigt werden. Während in neuen Märkten die Preisregel nach *descending clock* zur Schaffung von Markttransparenz sinnvoll sein kann, kann in etablierten Märkten z.B. das einfachere *pay-as-bid* Verfahren ausreichend sein.

• Wertschöpfung

Die Bedeutung lokaler Akteure bei der Wertschöpfung hängt eng mit dem Marktwachstum zusammen. Zu Beginn des EE-Ausbaus wird zunächst Kabel- und Netzanbindung, Betrieb und Wartung sowie Finanzierung Teil der lokalen Wertschöpfung. Bei stärker entwickelten Märkten und bei verlässlichen Rahmenbedingungen werden verstärkt weitere Akteure aktiv, wie Zulieferer, Hersteller, Installateure und spezifische Dienstleister (vgl. Tabelle 49).

Tabelle 49: Potenzial für die inländische Wertschöpfung in einem Land in Abhängigkeit der Entwicklung des Sektors der Wind- und Solarenergie

Potenzial für inländische Wertschöpfung	Entwicklungsstatus		
	Wertschöpfungskette	Beginn der Entwicklung	Erste realisierte Projekte, lokale Industrie ist beteiligt
Projektrealisierung:			
Projektentwicklung	Gering	Mittel	Hoch
Herstellung	Gering	Mittel	Mittel/ Hoch
Installation	Gering	Mittel	Hoch
Netzanbindung	Hoch	Hoch	Hoch
Wartung & Instandhaltung	Mittel	Hoch	Hoch
Abbau & Recycling	Mittel	Hoch	Hoch
Unterstützende Prozesse:			
Beratung	Gering	Gering	Mittel
Ausbildung	Gering	Mittel	Mittel/ Hoch
R&D	Gering	Gering/ Mittel	Mittel
Finanzierung	Mittel	Ansteigend	Hoch
Gestaltung von politischen Rahmenbedingungen	Nötig	Nötig	Nötig

Quelle: Eigene Darstellung nach Multilateral Working Group on Solar and Wind Energy Technologies 2011

Die Länderstudien zeigen anhand von acht sehr unterschiedlich entwickelten Märkten, dass stabile Inlandsmärkte nach wie vor essentiell für die Technologieführerschaft, den Aufbau von Industriezweigen und lokaler Wertschöpfung sind. Förderinstrumente, die zum Aufbau eines stabilen Inlandsmarkts geführt haben, waren für diese Zielerreichung vorteilhaft.

Die folgende Tabelle zeigt am Beispiel Windenergie, dass die Märkte mit dem größten Windenergieausbau auch den größten Anteil an Windenergie-unternehmen aufweisen.

Tabelle 50: Anteil inländischer Windenergieanlagenhersteller

Land	kumulierte Windenergie (GW) (Ende 2013)	Anteil inländischer Hersteller 2012	kumulierter prozentualer Anteil 2013 (GW)	Weltmarktanteil der Top Ten Windunternehmen 2012
China	91,4	> 78% (10 größte 2013)	77%	16,60%
USA	61,1	40%	44%	15,5% (GE)
Indien	20,2	55% (2009)	k.A.	7,40%
Spanien	22,9	47,3%	60,2%	6,10%
UK	10,5	0%	0%	0%
Frankreich	8,3	0% (2013)	4%	0%
Polen	3,4	0%	0%	0%
Thailand	0,2	0%	0%	0%

Quelle: Eigene Zusammenstellung sowie Fried et al. 2013

Tabelle 51 zeigt ergänzend die wesentlichen Hersteller, die sich in den acht untersuchten Ländern etabliert haben. Die Zahl in Klammern zeigt dabei das Ranking der Hersteller in der Rangliste der 15 Unternehmen mit dem größten Weltmarktanteil.

Tabelle 51: Inländische weltweit führende Windenergieunternehmen (ohne Kleinwind)

Land	Führende inländische Windunternehmen (ohne Kleinwind)
Frankreich	Areva, Vergnet, Alstom
UK	keine großen Anlagenhersteller
Spanien	Gamesa (7), Acciona Wind, Desa, M-torres, Norvento, Elevtria Wind
Polen	Keine
USA	GE (inkl. Enron, Tacke, Zond) (6)
China	Sewind (15) Goldwind (2), Sinovel (14), Guodian United Power (8), Ming Yang (9), Envision (12), XEMC (11), Shang Hai Electric, Sinovel (14), DEC (13) CSIC, Dong Fang, Windey
Indien	Suzlon (5), InoxWind, Kenersys, ReGen Powertech
Thailand	k.A.

Quelle: Eigene Zusammenstellung und North American Windpower 2014

Im Bereich Solarenergie sind zusätzlich weitere Beobachtungen zu verzeichnen. So baute China 2004 zunächst infolge der europäischen Nachfrage seine Produktionskapazitäten aus. Erst als die europäischen Märkte einbrachen, entwickelte China seinen Inlandsmarkt. Langfristig gesehen ist aber auch für China der inländische Markt wichtig, um die aufgebauten Wertschöpfungsstufen im Land zu halten. Das Beispiel Spanien zeigt, dass bei einem Einbruch des inländischen Markts auch die inländische Wertschöpfung in hohem Maße zurückgehen kann.

• **Wirkung von Local Content-Regelungen**

Mit Ausnahme von Polen und Thailand sind in allen betrachteten Ländern LCR vorhanden, die sich unterschiedlich stark auf deutsche Exporte auswirken. Die folgende Tabelle gibt einen vergleichenden Überblick über die angewendeten LCR.

Tabelle 52: Vergleich Local Content-Regelungen

Land	Local Content-Regelung	Wirkung auf deutsche Exporte
FRA	<ul style="list-style-type: none"> • PV: Bonus von bis zu 10% auf den Einspeisetarif für PV-Anlagen mit Komponenten aus EWR-Ländern (seit 2013) • Offshore-Ausschreibungen: verpflichtende Wertschöpfungspläne 	<ul style="list-style-type: none"> • LCR bei PV-Projekten noch nicht angewandt, aber mögliche positive Auswirkungen für dt. Branche in Zukunft

Land	Local Content-Regelung	Wirkung auf deutsche Exporte
GBR	<ul style="list-style-type: none"> • Indirekte Förderung von Local Content bei <i>Contracts for difference</i> (Beleg über Beitrag des Projekts zur Wertschöpfungskette) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mögliche einschränkende Wirkung
ESP	<ul style="list-style-type: none"> • Regionale LCR bei Anlagengenehmigungen (außer für Solarenergie) 	<ul style="list-style-type: none"> • Geschäftschancen mit lokalem Partner
POL	<ul style="list-style-type: none"> • Keine LCR 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Handelsbeschränkungen durch LCR
USA	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Buy American</i> Klausel (Ausnahme für Wertschöpfung von >50% in EU-Staaten) • Regelungen in einzelnen Bundesstaaten, z.B. Boni auf lokal erzeugte RECs, z.B. Montana und Louisiana 2% Biokraftstoffe aus lokaler Produktion, Kalifornien <i>Self generation incentive program</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Handelsbeschränkungen durch LCR
CHN	<ul style="list-style-type: none"> • Bis 2009 50% bzw. 70% LC bei Onshore-Wind-Auktionen • Zukünftig möglicherweise LCR für Produktionsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Starker Wachstumsmarkt, aber auch starker Wettbewerb
IND	<ul style="list-style-type: none"> • LCR nur bei Solarenergie • Jawaharlal Nehru NSM: LCR bei Investitionskostenzuschüssen (1. Phase 30%, 2. Phase ab 2013 75%) • Keiner der Bundesstaaten plant lokale Fertigung von Komponenten vorzuschreiben 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenzte Handelsimplikationen
THA	<ul style="list-style-type: none"> • Keine LCR zu erwarten, da Importabhängigkeit bei EE-Komponenten 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Handelsbeschränkungen durch LCR

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt spiegeln die acht untersuchten Länder einen weltweiten Trend zur verstärkten Anwendung von LCR wider. Regierungen weltweit setzen verstärkt darauf, mit LCR in neuen Märkten eigene Wertschöpfungsketten zu etablieren. Daraus folgen neue Anforderungen für deutsche Exportstrategien.

Die Wirkung der LCR variiert teilweise je nach Technologie. Im PV-Bereich kam es teilweise zu Ausweichverhalten auf andere Technologien, wie z.B. in Indien. Zudem rechneten Projektentwickler mit Mehrkosten bei der Verpflichtung Local Content zu nutzen. Zudem waren oftmals Verlagerungseffekte oder Konflikte mit anderen Wertschöpfungsstufen zu beobachten. Im Wind-Segment haben die LCR vergleichsweise erfolgreich zum Aufbau eines inländischen Markts geführt, wie in China und Spanien, u.a. dadurch, dass ausländische Firmen Joint Ventures mit inländischen Firmen gründen mussten.

- **Schlussfolgerungen für deutsche Exportchancen**

In dieser Studie liegt der Fokus auf den politischen Regelungen und Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf den EE-Ausbau, auch wenn die deutschen Exportchancen selbstverständlich von weiteren Faktoren abhängen, wie z.B. Preisentwicklungen und technologischen Fortschritten der einzelnen EE-Technologien.

Die Exportchancen in den einzelnen Ländern wurden in den jeweiligen Länderkapiteln detailliert betrachtet. Neben dem Potenzial des Auslandsmarkts hängen die Exportchancen jedoch auch von der Exportbereitschaft der deutschen Wirtschaft in den jeweiligen Auslandsmarkt ab.

Die Ergebnisse verdeutlichen den zunehmenden Wettbewerb sowie internationale Überkapazitäten. In der Vergangenheit konnte sich Deutschland aufgrund seiner frühen Marktentwicklung im Inland und erfolgreicher Ansiedlung wichtiger Marktakteure in Auslandsmärkten hohe Marktanteile sichern.

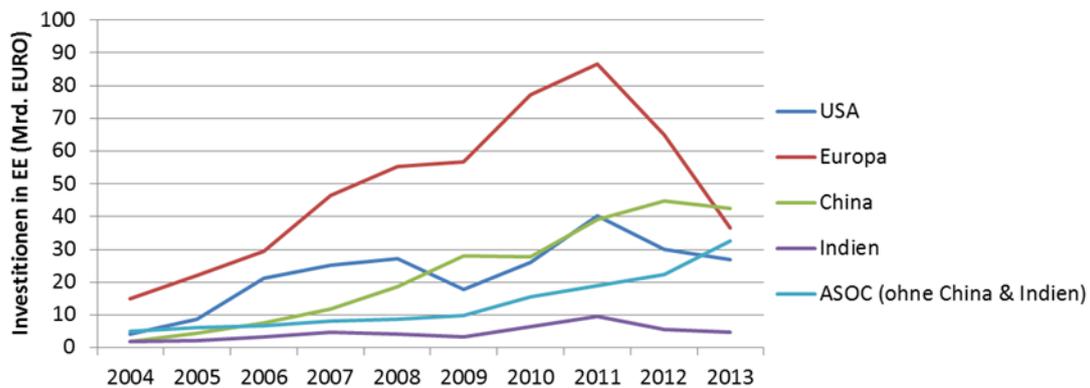
Starke Wachstumsmärkte sind zukünftig v.a. außerhalb von Europa, wie in Asien und Amerika, zu erwarten. China und Indien setzen zukünftig weiterhin auf den PV-Ausbau. Während auf diesen Märkten kaum Exportchancen für hochpreisige Solarmodule bestehen, können jedoch Projektentwickler, Zulieferer und weitere Dienstleister hier Marktchancen nutzen. In Europa werden für PV und Onshore-Windenergie eher Nischenmärkte für spezielle Anwendungen, wie gebäudeintegrierte PV, relevant.

Bei steigendem EE-Anteil an der Stromerzeugung weltweit gewinnen die Themen Netzintegration und innovative Speichertechnologien weiterhin an Bedeutung. In China beispielsweise kommt es hier bereits zu Engpässen. Beide Bereiche sind potenzielle Zukunftsmärkte für deutsche Firmen.

In der Vergangenheit hat Deutschland aus China v.a. PV-Komponenten importiert. Bei den deutschen Exporten dominierte der französische PV-Markt. Im Zuge der Förderkürzungen in vielen europäischen Ländern in den Jahren 2011/2012 kam es hier zu Markteinbrüchen. Angesichts bedeutender Überkapazitäten weltweit ist zukünftig mit weiterhin starkem Wettbewerb zu rechnen.

Insgesamt werden die acht betrachteten Länder auch zukünftig für deutsche EE-Exporte relevant sein, insbesondere im Bereich PV und Onshore-Windenergie. Diese Relevanz spiegelt sich auch in der Marktkategorisierung der Exportinitiative Erneuerbare Energien des BMWi wieder. Die meisten PV- und Onshore-Wind-Märkte der acht betrachteten Länder werden mit der Kategorie B bewertet, die derzeitige und zukünftige Wachstumsmärkte bezeichnet.

Ein Vergleich der Entwicklung der Investitionen in erneuerbare Energien verdeutlicht, dass insgesamt nur einige asiatische Staaten dem Trend rückläufiger Investitionssummen trotzen (vgl. Abbildung 92)

Abbildung 92: Investitionen in erneuerbare Energien

Quelle: Eigene Darstellung, Daten nach Frankfurt School-UNEP Centre und Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2014

China konnte die Investitionen in EE in den letzten Jahren weiter steigern und steht weltweit auf Platz eins. In Europa ist insgesamt im Zuge der Krise seit 2011 nahezu eine Halbierung der Investitionen erkennbar.

Die aus dieser Teilstudie abzuleitenden Handlungsempfehlungen für die deutsche Politik und Industrie werden zusammen mit den aus den anderen Teilstudien resultierenden Handlungsempfehlungen im Arbeitspaket 6 dargestellt.

4 Anhang

Protokoll Expertenworkshop

TeilnehmerInnen:	Marius Backhaus, BMWi Ruth Brand-Schock, ENERCON Tobias Cossen, GIZ Benjamin Dannemann, Agentur für Erneuerbare Energien Dietmar Edler, DIW Berlin Markus Flaute, GWS Max Hildebrandt, GTAI Jan Knaack, BSW Ulrike Lehr, GWS Rainer Quitzow, IASS Potsdam Mariane Quint-Klajic, adelphi Florian Schmidt, dena David Schröder, adelphi Kora Töpfer, adelphi Ute Zimmermann, UZ-Consult
Protokoll:	adelphi
Datum:	17.08.2015
Projekt:	Die Energiewende im internationalen Kontext
Anlass:	Workshop: Wertschöpfung durch die weltweite EE Entwicklung – Blick zurück und Blick nach von

Agenda

- TOP1 Begrüßung und Vorstellungsrunde
- TOP2 Einführung in das Forschungsprojekt
- TOP3 Länderstudien ausgewählter Staaten
- TOP4 Aufbau internationaler Wertschöpfungsketten für PV, Wind und Wasserkraft
- TOP5 Ableitung von Exportmöglichkeiten entlang der Wertschöpfungsketten

Ergebnisse

TOP3 Länderstudien ausgewählter Staaten

- Kora Töpfer stellt die Ergebnisse der Länderstudien zu Frankreich, Spanien, Vereinigtes Königreich, Polen, USA, China, Indien und Thailand vor.

- Im Folgenden sind die wesentlichen Aspekte der Teilnehmersdiskussion zusammengefasst:
- Kleinwindmarkt UK
 - Attraktive Einspeisetarife mit Garantien über 20 Jahre haben den Ausbau von Kleinwind in Großbritannien in der Vergangenheit wesentlich vorangebracht. 2011 und 2014 wurde die Förderung jedoch deutlich abgesenkt.
 - Nach China und den USA ist Großbritannien der drittgrößte Kleinwindmarkt weltweit, gemessen an der kumulierten installierten Leistung (WWEA 2012: 87.300 kW). Mehr als 50 Prozent der Kleinwindhersteller weltweit kommen aus den fünf Ländern Großbritannien, Kanada, China, Deutschland und den USA.
- Thailand
 - Produkte „made in Germany“ genießen einen sehr guten Ruf. Es besteht jedoch eine starke Konkurrenz zu billigeren Anbietern aus Asien.
 - Deutsche Beteiligungen an thailändischen Firmen sind begrenzt.
 - Neben Biogas und Biomasse werden zukünftig der Netzausbau und Smart Grids an Bedeutung gewinnen. Besonders gefördert werden soll dabei der EE-Ausbau in Kommunen.
 - Für deutsche Firmen der Windbranche ist Thailand ebenfalls ein attraktiver Zukunftsmarkt.
 - Thailand (und Vietnam) gehören zu den „Vorzeigemärkten“ in Asien. Beide Länder sind derzeit stark auf Importe angewiesen.
- Windmärkte: Die Einschätzung des Potenzials für deutsche Firmen aus dem Onshore-Windsektor in China und Indien wurde teilweise kritischer gesehen, v.a. aufgrund von Handelshemmnissen, wie Local Content Regelungen, die den Markteintritt erschweren bzw. verhindern.
- PV: China ist kein attraktiver Markt. In den 5-Jahresplänen ist die eigene Produktion von Produktionsanlagen (PV) vorgesehen. Indien hat ambitionierte Ziele und hinkt bisher deutlich hinter den Zielen hinterher. Hier sind zukünftig Marktchancen für deutsche Firmen gegeben. In Frankreich ist abzuwarten, wie das neue Fördersystem wirkt. In UK laufen die Einspeisetarife aus. In Polen ist der PV-Ausbau gedeckelt. Spanien ist kein Markt mehr für PV (tiefe Verunsicherung aufgrund rückwirkender Förderkürzungen 2012/2013).
- „Versteckte“ LCR
 - Es wurde die Frage diskutiert, inwiefern klare und offen dargelegte LCR für deutsche Firmen womöglich besser sind als versteckte indirekte LCR, die schwerer einzuplanen sind. So können z.B. Ausschreibungen in ihren Spezifikationen auf bestimmte Hersteller zugeschnitten sein, sodass eine ausländische Beteiligung erschwert wird. Zudem können technische Standards und Normen den Marktzugang und Handel erschweren. Diese werden teilweise gezielt eingesetzt, um ausländischen Unternehmen den

- Handel zu erschweren. Ein weiteres Beispiel für „erfolgreiche“ nicht tarifäre Handelshemmnisse ist Japan.
- Haltung Windindustrie zu LCR: Ursprüngliche Haltung: Wenn es sich lohnt, wird vor Ort eine Produktion eröffnet. Inzwischen bestehen LCR in vielen kleinen Märkten, die keine eigene Produktion rechtfertigen.
 - Umgang mit LCR: Südafrika unproblematisch (Produktion vor Ort), Europa unproblematisch (keine Angrenzung außer durch Zertifizierungsansprüche in Frankreich)
 - Förderung von deutschen Firmen im Ausland/ *tied aid*
 - Im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit fördert Deutschland den EE-Ausbau in anderen Ländern, zum Beispiel Thailand und Vietnam. Bei von Deutschland geförderten Projekten und Ausschreibungen sollten stärker deutsche Firmen zum Zuge kommen. Andere Länder gehen weniger „altruistische“ Wege, wie z.B. Dänemark mit Entwicklungshilfe, die für dänische Windenergieanlagen ausgegeben werden muss.

TOP4 Aufbau internationaler Wertschöpfungsketten für PV, Wind und Wasserkraft

- Ulrike Lehr und Markus Flaute stellen die Ergebnisse der Analyse des Aufbaus internationaler Wertschöpfungsketten für PV, Wind und Wasserkraft dar.
- Im Folgenden sind die wesentlichen Aspekte der Teilnehmersdiskussion zusammengefasst:
- Abbildung der Wertschöpfungskette:
 - Eine feinere Einteilung unterhalb der Kategorien der Comtrade-Datenbank sollte geprüft werden. Insbesondere bei PV könnte eine detaillierte Aufschlüsselung der Wechselrichter interessant sein, da die Nachfrage nach kleinen und großen Wechselrichtern deutlich unterschiedlich ausfallen wird. Allerdings ist die Datenverfügbarkeit eher schwierig.
 - Wechselrichter: Exportmöglichkeiten hängen mit der Größe der realisierten Projekte in den jeweiligen Zielmärkten zusammen, denn Freiflächenanlagen brauchen andere Wechselrichter als Dachanlagen.
 - Interessant wäre auch, Dienstleistungen und O&M zu berücksichtigen.
- Überblick über Marktsituation und Hersteller von PV-Anlagen und -Komponenten: Datenstand der Darstellung ist 2013. Eine aktuellere Darstellung sollte aufgrund der neueren Entwicklungen, zum Beispiel in Indien und Malaysia, geprüft werden.
- Recycling/ End of life
 - Im Zeithorizont der Betrachtungen bis 2030 hat der Abbau und Recycling von EE-Anlagen noch keine große Bedeutung. Daher für das Forschungsprojekt nicht relevant.
 - Einzelne Hersteller arbeiten bereits an Konzepten für Recycling der Anlagenkomponenten. Ein Recycling wäre möglich, wird aber zur Zeit noch nicht nachgefragt.
 - PV: Hier sind bislang kaum Erfahrungen und Erwartungen vorhanden.

- Wind: Es bestehen erste Projekte, z.B. seitens Enercon zur Rückgewinnung der Glasfaser aus den Rotorblättern. Solange allerdings der Ertrag über den Wartungskosten liegt, werden die Anlagen weiterlaufen. Hinzu kommt, dass das neue EEG Repowering nicht mehr fördert. Dies hätte ein Recycling in Zukunft wahrscheinlicher gemacht. So bleibt es derzeit bei einzelnen Forschungsprojekten.
- Ein Markt für gebrauchte Anlagen, zum Beispiel zum Aufbau in Afrika, existiert nicht (nicht wirtschaftlich, v.a. aufgrund von Abbau-, Transport- und Aufbauposten). Ein Neubau ist rentabler.
- Dienstleistungsexporte sind eine Möglichkeit der weiteren Wertschöpfung. Durch die frühe hohe Marktdurchdringung in Deutschland haben deutsche Projektierer und Planer hier Erfahrungsvorteile.

TOP5 Ableitung von Exportmöglichkeiten

- Ulrike Lehr und Markus Flaute stellen die bisherigen Ergebnisse zur Ableitung von Exportmöglichkeiten entlang der Wertschöpfungsketten dar.
- Übergreifende Anmerkungen:
 - Export der Gütergruppen: Export spielt in einzelnen Gütergruppen unterschiedliche Rolle. Türme und Masten der WEA werden in der Regel vor Ort produziert und daher nicht exportiert.
 - Masten: Hier sollte geprüft werden, inwiefern Handymasten enthalten sind.
 - Messtechnik: Übergang zu chipbasierteren Lösungen als Erklärung für den Rückgang.
 - Wenn möglich, könnte die Speicherebene stärker beleuchtet werden, nicht nur für Haushalte (Stichwort Tesla/ 7kW Speicher), sondern auch für Großanlagen.
 - *Revealed Comparative Advantage* (RCA): Vorreitermärkte stehen bei diesem Indikator immer schlechter da. Verzerrung entstehen zu Ungunsten von Vorreitermärkten aufgrund des „Importsogs“. Denn ein wachsender Ausbau führt bei *early mover* zu einem Import-Sog. Da in der Regel auch die gesamte einheimische Produktion verbraucht wird, sinkt der RCA. Daher Vorsicht bei der Interpretation (Stichwort: Import-Sog). Vorreiterrolle bei Ausbau und Förderung kann die Kennzahlen verfälschen, da hohe Nachfrage nach Anlagen zu Import-Sog führt.
 - Im Folgenden sind die wesentlichen Aspekte der Gruppendiskussion aus den drei World Cafés zusammengefasst.:
 - Alle Gruppen: Wie wird sich der EE-Ausbau regional entwickeln? Wo sehen Sie die Zukunft des Anlagenbaus? Wo sehen Sie die Märkte für Vorleistungsprodukte?
 - Europa: Wie positionieren sich europäische Hersteller? Welche Produkte entlang der Wertschöpfungskette? Wieviel Ausbau in welcher Technologie?
 - Amerika: Welche Kontinuität im Engagement lässt sich erwarten? Welche Anteile kann Deutschland im Handel mit Produktionsanlagen mit Südamerika erzielen?

- China: Welche Fertigungstiefe strebt China an? Wann wird sie erreicht?
- World Café Europa
 - Der zukünftige EE-Ausbau wird u.a. durch die von der EU Kommission vorangetriebene Harmonisierung der Fördersysteme, den Trend hin zu Ausschreibungsmodellen sowie die Entwicklung des CO₂-Preises beeinflusst.
 - Für europäische Hersteller stellt sich die Frage, ob sie sich auf Premiumsegmente konzentrieren oder auf günstige Produkte und Dienstleistungen.
 - Die Wertschöpfungstiefe wird vermutlich steigen mit zunehmend technisch komplexeren Produkten. Dienstleistungen, Finanzierungsfragen, IKT und O&M werden zunehmend relevant.
 - Deutsche Firmen haben ihre Produkte und Dienstleistungen nach dem Prinzip *learning by using* kontinuierlich verbessern können, d.h. durch die Rückkopplung mit den Nutzern. Dafür ist auch ein funktionierender Heimatmarkt von Bedeutung.
 - Wind On- und Offshore wird weiter an Bedeutung gewinnen. Bei PV gab es unterschiedliche Einschätzungen (von Sättigung bis zu gemäßigttem Anstieg). Die Themen Netzausbau und Speichertechnologien werden weiterhin an Bedeutung gewinnen.
- World Café Indien/China
 - Indien:
 - Produktion nicht ausgelastet
 - Ungeklärt bleibt, in welchem Umfang Indien aus China importiert, insbesondere bei PV-Anlagen.
 - Windkomponenten werden aus Europa importiert, Know-how ebenfalls.
 - Deutsche Produkte genießen in Indien (und weiteren Ländern, wie Thailand) hohen Stellenwert, allerdings fällt die Entscheidung zunehmend Richtung preiswerterer chinesischer Produkte
 - Insgesamt stellt sich Indien weniger strategisch auf, selbst die Erreichbarkeit des 100 GW-Ziels stellten einige Teilnehmer infrage.
 - China:
 - Konzentriert sich auf Großanlagen, vor allem beim Wind
 - Selbst bei Smart Cities geht man in China von großen Anlagen außerhalb der Stadt aus. Dachanlagen sind ein europäischer Sonderweg.
 - Langfristig 100% Wertschöpfungskette, einhellige Aussage bei allen Teilnehmern.
 - Für die PV kann diese 100%ige Integration inklusive der Herstellung von Produktionsanlagen 2025/30 erreicht sein. Einige Teilnehmer setzten „110%“, unter Berücksichtigung von F&E Aktivitäten. China wird nach ihrer Einschätzung auch innovativ tätig werden.
 - Die Integration von Windenergieherstellern ist durch Überkapazitäten in anderen Bereichen angefeuert, zu nennen ist hier u.a. die chinesische Stahlindustrie. Durch auf heimische

Herstellung ausgerichtete Zertifikate wird diese Entwicklung unterstützt.

- China und Deutschland konkurrieren zunehmend auf dritten Märkten.
 - Bei den Wasserkraftwerken hat China bereits heute große Expertise im Bereich der kleinen und mittleren Wasserkraft und baut diese auch stark aus.
- World Café Amerika
 - Zu den Faktoren, die den zukünftigen EE-Ausbau in den USA beeinflussen werden, gehören insbesondere der Ausgang der nächsten Präsidentschaftswahl 2016 sowie die zukünftige Bedeutung von Fracking.
 - Uneinheitliche Förderbedingungen auf Ebene der Bundesstaaten müssen berücksichtigt werden
 - aktuelle interessant: USA/Nordamerika; zukünftig interessant: Lateinamerika
 - Rolle Deutschlands in Nordamerika ist abhängig von Anlagengröße: je kleiner, desto größer Deutschlands Exportchancen; auch Kleinkomponenten als große Exportchance
 - Spanien ist in Lateinamerika stark vertreten; Grund ist die sprachliche und kulturelle Nähe
 - Lateinamerika: sehr heterogene Landschaft, stark unterschiedliche Länder; pauschale Aussagen damit eher schwierig
 - Zu Brasilien bestehen sehr gute Wirtschaftsbeziehungen.
 - Chile wird als Chance gesehen.
 - Grundsätzlich besteht starker local content in Lateinamerika. Es gibt wenig physischen Export. Teilweise Korruption problematisch, z.B. Mexiko.

5 Literaturverzeichnis

Abadie, P.-M. (2014): The French biogas in the perspective of 2020. Paris. Online verfügbar unter http://enr-ee.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Konferenzen/140212_Biogasseminar/Praesentationen/01-Pierre-Marie_Abadie_MEDDE.pdf.

ADEME (2012): French know-how in the field of Renewable Energies. ADEME. La Défense. Online verfügbar unter http://www.franceamsud.org/observatorio/images/pdf-20marzo/knowhow_renewable.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Adeyeye, A.; Barrett, J.; Diamond, J.; Goldman, L.; Pendergrass, J.; Schramm, D. (2009): Estimating U.S. Government Subsidies to Energy Sources: 2002-2008. Hg. v. Environmental Law Institute. Environmental Law Institute, Washington, D.C. Washington. Online verfügbar unter http://www.eli.org/sites/default/files/eli-pubs/d19_07.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

AEE (Hg.) (2013): Wind Power '13. Online verfügbar unter http://www.aeeolica.org/uploads/Wind_Power_2013_AEE.pdf, zuletzt geprüft am 05.08.2015.

Aggarangsi, P.; Tippayawong, N.; Moran, J. C.; Rerkkriangkrai, P. (2013): Overview of livestock biogas technology development and implementation in Thailand. In: *Energy for Sustainable Development* 2013, 03.04.2013 (17), S. 371–377. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082613000239>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

AHK Frankreich (2011): Factsheet zur AHK Geschäftsreise Frankreich. Geothermie. 04.-06.Mai 2011, Paris. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. AHK Frankreich. Berlin.

AHK USA - Houston (2014): Solarenergie. Zielmarktanalyse USA 2014. Staatenprofile Süden mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. German American Chamber of Commerce. AHK USA - Süd. Houston. Online verfügbar unter https://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_usa_suedosten_2014_solar.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

AHK Spanien (2011): Zielgruppenanalyse Spanien 2011. Solarthermie. Anwendungen im öffentlichen Industrie- und Objektbau. Hg. v. AHK Spanien. AHK Spanien. Madrid. Online verfügbar unter http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_spanien_2011_st.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

AHK Spanien (2013): Strom aus erneuerbaren Energien für den Eigenverbrauch. Zielmarktanalyse mit Profilen der Marktakteure. Spanien 2013. Hg. v. AHK Spanien. AHK Spanien. Madrid.

AHK Spanien (2014a): Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Gebäudebereich mit Schwerpunkt Tourismus. Spanien 2014. Zielmarktanalyse mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. AHK Spanien. AHK Spanien. Madrid.

AHK Spanien (2014b): Spanien: AHK-Geschäftsreise nach Barcelona „Biomasse und solare Prozesswärme für die Industrie und andere große Energieverbraucher“. Hg. v. AHK Spanien. AHK Spanien. Madrid.

Allen, M.; Sparwasser, L.; Jess, C.; Zimmermann, J.; Schulz, J.; Wutzler, M. (2012): Zielmarktanalyse der Windenergie in den USA 2012. Hg. v. AHK USA - Chicago. AHK USA. Chicago.

- Alstom (2014): Wind Power Solutions. Hg. v. Alstom. Alstom. Levallois Perret. Online verfügbar unter <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/wind-power-solutions.pdf>.
- Anand, M. (2012): The Indian market offers large scale PV projects; rapid ramp up of solar power has put India on the global solar stage. Solarserver. Online verfügbar unter <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-report/solar-report/the-indian-market-offers-large-scale-pv-projects-rapid-ramp-up-of-solar-power-has-put-india-on-the-global-solar-stage.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Appleyard, D. (2014): UK Bioenergy: Are Dedicated Biomass Plants a Bust ? Hg. v. RenewableEnergyWorld.com. London. Online verfügbar unter <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2014/03/uk-bioenergy-are-dedicated-biomass-plants-a-bust>, zuletzt aktualisiert am 13.03.2014, zuletzt geprüft am 05.05.2015.
- Areva Wind GmbH (2012): Offshore-Wind: AREVA plant Produktionsstätte in Schottland und stellt sich für europäischen Markt auf. Areva Wind GmbH. Paris/Erlangen. Online verfügbar unter <http://de.areva.com/DE/areva-deutschland-1558/presseinformationen-deutsche-region.html>, zuletzt aktualisiert am 19.11.2012, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Arora, D. S.; Busche, S.; Cowlin, S.; Engelmeier, T.; Jaritz, H.; Milbrandt, A.; Wang, S. (2010): Indian Renewable Energy Status Report. Background Report for DIREC 2010. Hg. v. NREL. NREL; IRADe; Bridge to India Pvt. Ltd.; REN21 Secretariat. Golden. Online verfügbar unter http://ren21.net/Portals/0/documents/Resources/Indian_RE_Status_Report.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- AWEA (2011): AWEA U.S. Wind Industry Annual Market Report. Year ending 2010. Hg. v. AWEA Data Service. AWEA Data Service. Washington. Online verfügbar unter http://awea.files.cms-plus.com/FileDownloads/pdfs/AWEA%20U.S.%20Wind%20Industry%20Annual%20Market%20Report%20Year%20Ending%202010_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- AWEA (2014): U.S. Wind Industry Annual Market Report 2013. Year Ending 2013. Hg. v. AWEA Data Service. AWEA Data Service. Washington. Online verfügbar unter <http://www.awea.org/AMR2013>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Aykut, C. (2013): Ohne Aufwind. Erneuerbare Energien in Frankreich. Hg. v. E. Sandschneider. DGAP Analyse. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dialogue-avenir.eu/fileadmin/user_upload/pdfs/2013-05_dgapana_aykut_energiewende_f_gesamt_www1.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Bah, I. (2015): Frankreichs Windmarkt legt zu. In: *Neue Energie* 2015, Februar 2015 (02/2015), S. 79.
- Ballesteros; A.; Martin, S.; Wood, D. (2013): Meeting Renewable Energy Targets: Global lessons from the road to implementation. Hg. v. WWF. WWF; World Resources Institute 2013. Gland. Online verfügbar unter http://awsassets.panda.org/downloads/meeting_renewable_energy_targets__low_res_.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2015.
- Barbose, G. (2013): Renewables Portfolio Standards in the United States: A Status Update. Lawrence Berkeley National Laboratory. State-Federal RPS Collaborative National Summit on RPS. Washington, 06.11.2013. Online verfügbar unter http://emp.lbl.gov/sites/all/files/rps_summit_nov_2013.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Barnes, J.; Culley, T.; Haynes, R.; Passera, L.; Wiedman, J.; Jackson, R. (2013): Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedure. Hg. v. Interstate Renewable Energy Council und The Vote Solare Initiative. Freeing the Grid 2013. New York.

Online verfügbar unter http://freeingthegrid.org/wp-content/uploads/2013/11/FTG_2013.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Barrero, A. (2013): La primera planta solar de España sin primas se conectará esta semana. fotovoltaica. Hg. v. Energías Renovables. Energías Renovables. San Sebastián. Online verfügbar unter <http://www.energias-renovables.com/articulo/la-primera-planta-fotovoltaica-de-espana-sin-20131129>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Becker, B.; Fischer, D. (2012): Promoting Renewable Electricity Generation in Emerging Economies. Deutsches Institut für Entwicklungspolitik. Bonn. Online verfügbar unter http://www.die-gdi.de/uploads/media/DP_9.2012.pdf.

Beerepoot, M.; Laosiripojana, N.; Sujjakulnukij, B.; Tippichai, A.; Kamsamrong, J. (2013): Incentives for Renewable Energy in Southeast Asia: Case study of Thailand. Hg. v. The International Institute for Sustainable Development. The Joint Graduate School of Energy and Environment; Trade Knowledge Network. Châtelaine, Genf. Online verfügbar unter https://www.iisd.org/sites/default/files/pdf/2013/investment_incentives_thailand.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Bird, L.; Heeter, J.; Kreycik, C. (2011): Solar Renewable Energy Certificate (SREC) Markets: Status and Trends. Hg. v. NREL. NREL. Golden. Online verfügbar unter <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/pdfs/52868.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

BMWi (Hg.) (2014a): Bestehende "Local-Content-Regelungen".

BMWi (2014b): Bestehende Local Content-Regelungen. BMWi. Online verfügbar unter https://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/Kurzinformationen/ki_local-content.pdf;jsessionid=8E17BFAD2B91E739610D48C946448CF1?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

BMWi (Hg.) (2014c): Factsheet zur Fachveranstaltung „Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Kapazitäten im Ausland – Erfolgreich teilnehmen!“.

Brady, R. (2014): Press Release. BLM National Renewable Coordination Office. Washington.

Bridge to India Pvt. Ltd. (2014): India Solar Compass. Quarterly update on the Indian solar market. Hg. v. Bridge to India Pvt. Ltd. Bridge to India Pvt. Ltd. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://www.bridgetoindia.com/wp-content/uploads/2014/07/BRIDGE-TO-INDIA_india-solar-compass_july-2014-2.pdf.

Bronska, J. (2008): Polen und seine großen Ressourcen an Erdwärme. Hg. v. Deutschlandfunk. Online verfügbar unter http://www.deutschlandfunk.de/polen-und-seine-grossen-ressourcen-an-erdwaerme.697.de.html?dram:article_id=75699, zuletzt geprüft am 28.04.2015.

Brown, L. (2011): Annual Solar Photovoltaics Production in the United States, 1976 – 2009. Hg. v. Earth Policy Institute. Earth Policy Institute. Washington.

Brown, P. (2013): European Union Wind and Solar Electricity Policies: Overview and Considerations. Hg. v. Congressional Research Service. Congressional Research Service. Washington. Online verfügbar unter <https://www.fas.org/sgp/crs/row/R43176.pdf>, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

Buddensiek, V. (2015): CfD-Ausschreibungen in UK: Windenergie dominiert über Photovoltaik. Online verfügbar unter <http://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik-windenergie/cfd-ausschreibungen-uk-windenergie-dominiert-ueber-photovoltaik>, zuletzt aktualisiert am 27.02.2015, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Budnard, J. (2014): Recent Support Mechanism and Targets for Biomass and Biogas in Thailand. PEP-Information Workshop Energy from Biomass and Biogas-Market. Berlin, 12.02.2014. Online verfügbar unter <https://www.giz.de/fachexpertise/downloads/2014-en-budnard-pep-infoveranstaltung-biogas-biomasse-philippinen-thailand.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Bujanowski, S. (2013): Wirtschaftliche Entwicklung und Energiemarkt in Polen. Gesellschaft für Außenwirtschaft und Standortmarketing mbH. Hamburg, 31.10.2013. Online verfügbar unter http://www.eclareon.eu/sites/default/files/01_gtai_wirtschaftliche_entwicklung_und_energiemarkt_in_polen.pdf.

Bundeszentrale für politische Bildung (2012): Analyse: Energie – Herausforderungen für Polen. Unter Mitarbeit von A. Grzeszak. Hg. v. Bundeszentrale für politische Bildung. Online verfügbar unter <http://www.bpb.de/internationales/europa/polen/137784/analyse?p=all>, zuletzt geprüft am 28.04.2015.

Bureau of Land Management (2012): Approved Resource Management Plan Amendments/Record of Decision (ROD) for Solar Energy Development in Six Southwestern States. Hg. v. Bureau of Land Management. Bureau of Land Management. Washington. Online verfügbar unter http://solareis.anl.gov/documents/docs/Solar_PEIS_ROD.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Cabinet of Ministers Spain (2011): Indicative Energy Plan 2011-2020. Hg. v. Cabinet of Ministers Spain. Cabinet of Ministers Spain. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Novedades/Paginas/Planificacionindicativa2012-2020.aspx>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

California Public Utilities Commission (2010): Renewable Auction Mechanism. Decision adopting the renewable auction mechanism. Decision 10-12-048. Hg. v. State of California. California Public Utilities Commission. San Francisco. Online verfügbar unter http://docs.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION/128432.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

California Public Utilities Commission (2013): Resolution E-4582. Hg. v. State of California. California Public Utilities Commission. San Francisco. Online verfügbar unter <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M065/K182/65182791.PDF>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Campbell, R. (2010): China and the United States – A Comparison of Green Energy Programs and Policies. Congressional Research Service. Washington. Online verfügbar unter <http://fas.org/sgp/crs/row/R41287.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Cao, J.; Groba, F. (2013): Chinese Renewable Energy Technology Exports: The Role of Policy, Innovation and Markets. Discussion Paper 1263. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin. DIW Berlin. Berlin. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.414422.de/dp1263.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Cardwell, D. (2014): U.S. Imposes Steep Tariffs on Importers of Chinese Solar Panels. Hg. v. The New York Times. Online verfügbar unter http://www.nytimes.com/2014/12/17/business/energy-environment/-us-imposes-steep-tariffs-on-chinese-solar-panels.html?_r=0, zuletzt aktualisiert am 16.12.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Central Electricity Authority (CEA) (2012): Monthly Generation Report (Renewable Energy Resources) 2012-2013. Grid Operation and Distribution Wing. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://www.cea.nic.in/reports/articles/god/renewable_energy.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Cetnarski, W. (2013a): Potential and implementation plans for offshore wind energy. Polish Wind Energy Association. Hamburg, 21.10.2013. Online verfügbar unter http://www.eclareon.eu/sites/default/files/04_psew_potential_and_implementation_plans_for_offshore_windenergy.pdf.

Cetnarski, W. (2013b): The role of wind energy in Poland's energy mix. PWEA. Hamburg, 21.10.2013. Online verfügbar unter http://www.eclareon.eu/sites/default/files/02_psew_the_role_of_windenergy_in_polands_energy_mix.pdf.

China National Renewable Energy Centre (CNREC) (2013): China Renewable Energy Outline 2012. Hg. v. CNREC. CNREC. Beijing.

Chingulpitak, S.; Wongwises, S. (2013): Critical review of the current status of wind energy in Thailand. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014, 18.12.2013 (31), S. 312–318. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113007879>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Ciarreta, A.; Gutiérrez-Hita, C.; Nasirov, S. (2011): Renewable energy sources in the Spanish electricity market: Instruments and effects. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011, 20.01.2011 (15), S. 2510–2519. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000724#>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Clayton, T. (2013): China's Five Year Plan: A Work in Progress. Hg. v. The University of Texas. Major Economies and Climate Change Research Group. Online verfügbar unter <http://blogs.utexas.edu/mecc/2013/11/01/chinas-five-year-plan-a-work-in-progress/>, zuletzt aktualisiert am 01.11.2013, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

CNEA; CNREC (2012): China 12th Five-Year Plan for Renewable Energy Development. Keyinformation at a glance. 2011-2015. Hg. v. China National Energy Administration und China National Renewable Energy Centre. CNEA; CNREC. Beijing.

CNREC (2014): Activities within China National Renewable Energy Centre. CNREC. Beijing. Online verfügbar unter <http://www.cnrec.org.cn/english/result/2014-04-08-419.html>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Colthorpe, A. (2013): Denver public auction for solar development zones draws no bids. Hg. v. PV Tech. Online verfügbar unter http://www.pv-tech.org/news/denver_public_auction_for_solar_development_zones_draws_no_bids, zuletzt aktualisiert am 25.10.2013, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Colville, F. (2014): Trina Solar dominated UK solar PV module supply in 2013. Hg. v. Solar Media Limited. Solar Power Portal. London. Online verfügbar unter http://www.solarpowerportal.co.uk/guest_blog/trina_solar_dominated_uk_solar_pv_module_supply_in_2013_2356.

Commisariat Général au Développement Durable (2013): Chiffres clés des énergies renouvelables. Edition 2013. Commisariat Général au Développement Durable. La Défense Cedex. Online verfügbar unter http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rep_-_chiffres_cles_energies.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Commission de Régulation de l'Énergie (2011): Appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine. Commission de Régulation de l'Énergie. Paris. Online verfügbar unter <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine>, zuletzt aktualisiert am 28.07.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

- Commission de Régulation de l'Énergie (2013): Echanges d'électricité aux frontières. Utilisation et gestion des interconnexions en 2012. CRE. Paris. Online verfügbar unter www.cre.fr.
- Conergy AG (2013): Spanien: Conergy baut weitere Netzparität-Anlagen mit Eigenverbrauch. Hg. v. photovoltaik. photovoltaik. Hamburg, Madrid. Online verfügbar unter <http://www.photovoltaik.eu/Spainien-Conergy-baut-weitere-Netzparitaet-Anlagen-mit-Eigenverbrauch,QUIEPTQ1MTQwMyZNSUQ9MzAwMjE.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Council of European Energy Regulators (2013): Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe. Hg. v. Council of European Energy Regulators ASBL. Council of European Energy Regulators ASBL. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab2/C12-SDE-33-03_RES%20SR_25%20June%202013%20revised%20publication_0.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2015.
- Couture, T.; Cory, K.; Kreycik, C.; Williams, E. (2010): A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. Hg. v. National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL. Golden. Online verfügbar unter <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.
- Cozzi, P. (2012): Assessing Reverse Auctions as a Policy Tool for Renewable Energy Deployment. Energy, Climate and Innovation Program. Number 007. The Fletcher School - TUFTS University. Medford. Online verfügbar unter <http://fletcher.tufts.edu/CIERP/Publications/more/~~/media/Fletcher/Microsites/CIERP/Publications/2012/May12CozziReverseAuctions.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- CSP World (2013): Employment rate in Spanish CSP industry down 40% in 2012. CSP World. Sevilla. Online verfügbar unter <http://www.csp-world.com/news/20130331/00801/employment-rate-spanish-csp-industry-down-40-2012>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Cunningham, L.; Roberts, B. (2013): Renewable Energy and Energy Efficiency Incentives: A Summary of Federal Programs. Hg. v. Congressional Research Service. Congressional Research Service. Washington. Online verfügbar unter <https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R40913.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Dallinger, J.; Saswattecha, K.; Sinsuphan, P. (2013): Policy Assessment and Recommendations on Sustainable Bioenergy in Thailand. Hg. v. EPFL – Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. EPFL. Lausanne. Online verfügbar unter http://energycenter.epfl.ch/files/content/sites/energy-center/files/projets/Bioenergy%20Team/13-11-21%20Report_BioenergyThailand_EPFL_final.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2015.
- Danko, Pete (2015): EIA on Clean Power Plan: Coal Down, Renewables Up, Bills Stable. Online verfügbar unter <http://breakingenergy.com/2015/05/26/eia-on-clean-power-plan-coal-down-renewables-up-bills-stable/>, zuletzt aktualisiert am 04.08.2015.
- Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (2014): Federal Incentives/Policies for renewable energy. DSIRE Database. Online verfügbar unter <http://www.dsireusa.org/>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Del Río, P.; Linares, P. (2012): Back to the future ? Rethinking auctions for renewable electricity support. Institute for Public Policies and Goods, CSIC Spain. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-12-038A.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Del Río, P.; Mir-Artigues, P. (2012): Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012, 09.08.2012 (16), S. 5557–5566. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112003395#>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Deloitte. (2011): Macroeconomic impact of the Solar Thermal Electricity Industry in Spain. Hg. v. Deloitte. Deloitte.; PROTERMOSOLAR. Madrid.

Departament Analiz Strategicznych (2013): Model optymalnego miksu energetycznego. Departament Analiz Strategicznych. Warschau. Online verfügbar unter https://www.premier.gov.pl/files/files/energymix_das.pdf.

Department of Alternative Energy Development and Efficiency (2011): Annual Report 2011. Electric Power in Thailand. Hg. v. Ministry of Energy. Department of Alternative Energy Development and Efficiency. Bangkok.

Department of Alternative Energy Development and Efficiency (2013): Energy in Thailand: Facts & Figures 2012. Hg. v. Ministry of Energy. Department of Alternative Energy Development and Efficiency. Bangkok. Online verfügbar unter <http://weben.dede.go.th/webmax/content/energy-thailand-facts-figures-2012>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Department of Energy & Climate Change (2012a): Renewables obligation: statistics. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/statistics/renewables-obligation-statistics>.

Department of Energy & Climate Change (2012b): Renewable sources of Energy: chapter 6, Digest of United Kingdom energy statistics (Dukes). Statistics. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>.

Department of Energy & Climate Change (2013a): Electricity Market Reform Delivery Plan. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/268221/181213_2013_EMR_Delivery_Plan_FINAL.pdf.

Department of Energy & Climate Change (2013b): Energy Consumption in the UK (2013). Chapter 1: Overall energy consumption in the UK since 1970. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London.

Department of Energy & Climate Change (2013c): Second Progress Report on the Promotion and Use of Energy from Renewable Sources for the United Kingdom. Article 22 of the Renewable Energy Directive - 2009/28/EC. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/second-progress-report-on-the-promotion-and-use-of-energy-from-renewable-sources-for-the-united-kingdom>.

Department of Energy & Climate Change (2013d): UK Solar PV Strategy Part 1: Roadmap to a Brighter Future. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/249277/UK_Solar_PV_Strategy_Part_1_Roadmap_to_a_Brighter_Future_08.10.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Department of Energy & Climate Change (2013e): Calculating Renewable Obligation Certificates (ROCs). Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate

Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/calculating-renewable-obligation-certificates-rocs>.

Department of Energy & Climate Change (2013f): Feed-in Tariff generation statistics. Statistical data set. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/feed-in-tariff-generation-statistics>.

Department of Energy & Climate Change (2013g): Monthly Central Feed-in Tariff register statistics. Feed in tariffs: CFR statistics. Table 1. Cumulative installations and capacity confirmed on the central feed-in tariff register, at the end of each month. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London.

Department of Energy & Climate Change (2013h): Energy trends section 5: electricity. Statistics. Table 5.2 Supply and consumption of electricity. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/415997/electricity.pdf, zuletzt geprüft am 30.04.2015.

Department of Energy & Climate Change (2013i): Electricity Market Reform: Contract for Difference – Allocation Methodology for Renewable Generation. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/226976/Allocation_Methodology_-_MASTER_-_6_Aug_v_FINAL.pdf.

Department of Energy & Climate Change (2013j): UK Renewable Energy Roadmap: 2013 update. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/uk-renewable-energy-roadmap-second-update>.

Department of Energy & Climate Change (2013k): Final Investment Decision Enabling for Renewables. Update 3: Contract Award Process. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263169/FID_Update_3_Contract_Award_Process.pdf.

Department of Energy & Climate Change (2013l): Investing in renewable technologies – CFD contract terms and strike prices. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/investing-in-renewable-technologies-cfd-contract-terms-and-strike-prices>.

Department of Energy & Climate Change (2014): Solar photovoltaics deployment. Statistics. Hg. v. Government Digital Service. Department of Energy & Climate Change. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/statistics/solar-photovoltaics-deployment>.

Derra, Meyer & Partner (2013): Neueste Entwicklung bei der Reform des Polnischen EEG – Das Auktionssystem. Hg. v. Meyer & Partner Derra. Derra, Meyer & Partner. Ulm. Online verfügbar unter http://www.derra.eu/dateien/Newsletter/news_2013_101.pdf.

Deutsch-Amerikanische Handelskammer (AHK USA) (2013a): AHK-Geschäftsreise Geothermie. USA Westen, 23. September - 27. September 2013. Chancen für deutsche Unternehmen an der Westküste. AHK USA- San Francisco. Berlin. Online verfügbar unter http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Factsheets/fs_usa_kalifornien_arizona_2013_geo.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Deutsch-Amerikanische Handelskammer (AHK USA) (2013b): AHK-Geschäftsreise nach Illinois und Texas, USA vom 04.– 08. November 2013. Geschäftschancen für deutsche

Unternehmen im Bereich Windenergie (Onshore) Fokus Supply Chain und Wartung. AHK USA - Chicago. Berlin. Online verfügbar unter http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Factsheets/fs_usa_illinois_texas_2013_wind.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012a): Länderprofil CHINA. Informationen zur Nutzung und Förderung von erneuerbaren Energien für Unternehmen der deutschen EE-Branche. Hg. v. dena. Exportinitiative Erneuerbare Energien. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.yumpu.com/de/document/view/31905725/landerprofil-china>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012b): Renewables – Made in Germany. Market development. Current facts and figures. dena. Berlin.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2013): Marktinfo Frankreich - Biogas. Fokus: Landwirtschaftliche Biogasanlagen. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur (dena). Exportinitiative Erneuerbare Energien. Berlin.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2014a): Energieeffizienz in China. Hg. v. dena. dena; ChinaContact. Beijing. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2014/dena-Special_EneffinChina_2014_Druckfassung.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2014b): Marktinfo Frankreich - Photovoltaik. Hg. v. Deutsche Energie Agentur (dena). Exportinitiative Erneuerbare Energien. Berlin.

Deutsche Solargesellschaft (2015): Sonneneinstrahlung in Spanien. Solarparks. Deutsche Solargesellschaft. Heilbronn. Online verfügbar unter http://www.solargesellschaft.com/solarparks/sonneneinstrahlung_in_spanien.html, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien (2013a): Ausbau von Wind- und Solarenergie in Frankreich rückläufig. Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <http://enr-ee.com/de/nachrichten/seite/10/artikel/150/ausbau-von-wind-und-solarenergie-in-frankreich-ruecklaeufig/>, zuletzt aktualisiert am 20.09.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien (2013b): Die Energiewende-Debatte in Frankreich geht zu Ende: Zusammenfassung der Ergebnisse. Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <http://enr-ee.com/de/bioenergien/nachrichten/seite/7/artikel/869/die-energiewende-debatte-in-frankreich-geht-zu-ende-zusammenfassung-der-ergebnisse/>, zuletzt aktualisiert am 17.09.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien (2013c): Neue PV-Einspeisevergütung für das 4. Quartal. Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <http://enr-ee.com/de/nachrichten/seite/9/artikel/150/neue-pv-einspeiseverguetungen-fuer-das-4-quartal/>, zuletzt aktualisiert am 29.11.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien (2014): Das Ausschreibungsmodell für erneuerbare Energien. Erfahrungen aus Frankreich. Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien. Berlin.

Deutsch-Indische Handelskammer (AHK Indien) (2012): AHK Geschäftsreise Photovoltaik nach New Delhi 22.-25. Mai 2012. Geschäftschancen für deutsche Unternehmen im Bereich Photovoltaik. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Exportinitiative Erneuerbare Energien. Bonn.

Deutsch-Indische Handelskammer (AHK Indien) (2013): AHK-Geschäftsreise Indien, 15.-19. September 2014. Dezentrale Energieversorgung unter Einsatz von erneuerbaren Energien. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Exportinitiative Erneuerbare Energien. Bonn.

Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) (2013): Marktpotenziale im polnischen Energiesektor. Forum Aussenwirtschaft 2013. Mainz, 29.08.2013. Online verfügbar unter http://www.forum-aussenwirtschaft.de/Doku_2013_neu/PDFs/Polen_Thomas_Urbanczyk.pdf.

Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) (2014a): AHK-Geschäftsreise Polen, 10.-13.06.2014. Wärmeversorgung von Gebäuden auf Basis von EE. Hg. v. Exportinitiative Erneuerbare Energien. Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen). Berlin.

Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) (2014b): AHK-Geschäftsreise Polen, 25.-28.11.2014. Bioenergie in Polen. Hg. v. Exportinitiative Erneuerbare Energien. Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen). Berlin.

Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen) (2014c): Econet Poland Ausschuss. Unter Mitarbeit von A. Chojnacka. Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen). Warschau. Online verfügbar unter <http://ahk.pl/ausschuesse/econet-poland-ausschuss/>, zuletzt geprüft am 09.05.2015.

Diekmann, J. (2008): Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt. Forschungsvorhaben 03MAP113. DIW Berlin. Berlin.

DIKEOS Abogados (2014a): Aktueller Stand zum neuen Vergütungssystem für Erneuerbare Energien-Kraftwerke in Spanien. Hg. v. DIKEOS Abogados. DIKEOS Abogados. Madrid.

DIKEOS Abogados (2014b): Aktueller Stand der Gesetzgebung im spanischen Energierecht. DIKEOS Abogados. Madrid. Online verfügbar unter http://www.dikeos.com/index_htm_files/Aktueller%20Stand%20der%20Gesetzgebung%20im%20spanischen%20Energierecht.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

DLR (2013): Knapp 100 und knapp 90 Prozent Strom aus Erneuerbaren Energien für die Schweiz und Polen möglich. DLR erstellt Länderszenarien im Auftrag von Greenpeace. Unter Mitarbeit von D. Bürkle und T. Pregger. DLR. Köln. Online verfügbar unter http://www.dlr.de/dlr/presse/desktopdefault.aspx/tabid-10309/472_read-8823/year-all/#/gallery/13042, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Domel, C.; Riemer, A.; Trommler, M.; Boysen, J.; Knappertsbusch, V.; Mroz, A. et al. (2008): Erneuerbare Energien in ausgewählten mittel- und osteuropäischen Ländern. Hg. v. Fraunhofer MOEZ. Fraunhofer MOEZ. Leipzig. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-82986.html>, zuletzt geprüft am 09.05.2015.

dpa (2013): Nordex erwartet bis zu 20 Prozent mehr Umsatz. Windkraft. Hg. v. Handelsblatt Online. Rostock/Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/windkraft-nordex-erwartet-bis-zu-20-prozent-mehr-umsatz/8297886.html>, zuletzt aktualisiert am 04.06.2013, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Dreblow, E.; Duwe, M.; Wawer, T.; Donat, L.; Zelljadt, E.; Ayres, A.; Binda Zane, E. (2013): Assessment of climate change policies in the context of the European Semester. Country report: Spain. Hg. v. Ecologic Institut und Eclareon. Ecologic Institut; Eclareon. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2013/Country-report-Spain->

Assessment-of-climate-change-policies-in-the-context-of-the-European-semester_2013_en.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

DSIRE Database (2012): Review 2012. California Incentives/ Policies For Renewable Energy/ Feed-In Tariff. DSIRE Database. Kalifornien.

DSIRE Database (2013a): Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Programs. Online verfügbar unter <http://programs.dsireusa.org/system/program>, zuletzt geprüft am 17.05.2015.

DSIRE Database (2013b): Net Metering. New Jersey. Hg. v. DSIRE Database. Atlantic City Electric Co.; Jersey Central Power & Lt Co; Public Service Elec & Gas Co; Rockland Electric Co. Newark. Online verfügbar unter <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/38>, zuletzt geprüft am 17.05.2015.

DSIRE Database (2013c): SREC-Based Financing Program (ACE, JCP&L, RECO). Online verfügbar unter <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5717>, zuletzt aktualisiert am 13.05.2015, zuletzt geprüft am 17.05.2015.

Durand, Y. (2013): Photovoltaic Power Applications in France. National Survey Report 2012. French Environment and Energy Management Agency (ADEME). Angers. Online verfügbar unter <http://www.chinapv.org.cn/uploadfile/2014/0816/20140816035218220.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Duscha, W. (2013a): Branche kompakt: Thailand – Maschinenbau und Anlagenbau. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Bangkok.

Duscha, W. (2013b): Über Thailands Solarmarkt geht die Sonne wieder auf. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Bangkok. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=855622.html>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Duscha, W. (2014): Thailand benötigt ein breiteres Stromkonzept. Konventionelle Energieträger überwiegen / Langzeitplan für regenerative Energien / Smart Grids noch Zukunftsmusik. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Bangkok. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1008800.html?view=renderPrint>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Dutzik, T.; Sargent, R. (2013): Lighting the Way. What We Can Learn from America's Top 12 Solar States. Hg. v. Environment America Research & Policy Center. Frontier Group; Environment America Research & Policy Center. Boston. Online verfügbar unter http://www.environmentamericacenter.org/sites/environment/files/reports/Lighting_the_way_EnvAM_scrn.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Econet China (2013): Econet Monitor. Green markets & Climate Challenge. Econet China. Beijing.

Ehninger, S. (2011): Branche kompakt - Solarenergie - Vereinigtes Königreich, 2011. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. London.

Ehninger, S. (2013): Britische Regierung verkündet neue « strike prices » für Strom aus erneuerbaren Energien. Ziel bis 2020 sind 10 GW an Offshore-Windkapazitäten / Förderung für Ökoheizsysteme wird erhöht. Unter Mitarbeit von E. Vom Dorp. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=929112.html>, zuletzt aktualisiert am 17.12.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Elliot, D. (2013): Why the united states does not have a renewable energy policy. Hg. v. Environmental Law Institute, Washington, D.C. Yale Law School. Washington. Online verfügbar unter <https://www.cov.com/files/Publication/ce0ce0e2-1d8b-4ef4-8dd9->

5bffa4af86f8/Presentation/PublicationAttachment/5b91deeb-1583-46b7-a048-624472b2d90f/Why_the_United_States_Does_Not_Have_a_Renewable_Energy_Policy.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Ellsmore, P. (2013): Offshore Renewable Energy Catapult. SuperGen Marine Annual Assembly. Offshore Renewable Energy Catapult. Glasgow, 2013. Online verfügbar unter http://www.supergen-marine.org.uk/drupal/files/events/assembly_2013_presentations/guests/Ellsmore_Catapult_2013.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

EnergieAgentur.NRW GmbH (2015): <http://www.energieagentur.nrw.de/volksrepublik-china-16995.asp>. Hg. v. EnergieAgentur.NRW. EnergieAgentur.NRW GmbH. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.energieagentur.nrw.de/volksrepublik-china-16995.asp>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Energy Sector Information Service (2013): Wind Power in India. Industry Information Insights. Hg. v. Energy Sector Information Service. EnergySector.in. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://de.slideshare.net/energysector/wind-power-in-india-42291966>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Energy Sector Management Assistance Program; World Bank (2013): Paving the way for a transformational future. Lessons from Jawaharlal Nehru National Solar Mission Phase 1. ESMAP. Washington.

EnergyNext (2014): Sailing Through Tough Tides. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.energynext.in/policy-framework-driving-re/>, zuletzt aktualisiert am 14.01.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Energypedia (2013): Electricity generation from Biogas. Online verfügbar unter https://energypedia.info/wiki/Electricity_Generation_from_Biogas, zuletzt aktualisiert am 08.04.2015, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

ENTSO-E (2015): Detailed Monthly Production for a specific country. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/db-query/production/monthly-production-for-a-specific-country>, zuletzt geprüft am 04.08.2015.

Ernst&Young (2013): Mapping India's Renewable Energy growth potential. Status and outlook 2013. Ernst&Young. Indien. Online verfügbar unter [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Indias_Renewable_Energy_growth_potential/\\$FILE/EY-Mapping-Indias-Renewable-Energy-growth-potential.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Indias_Renewable_Energy_growth_potential/$FILE/EY-Mapping-Indias-Renewable-Energy-growth-potential.pdf).

Ernst&Young (2015): RECAI. Renewable Energy Country Attractiveness Index.

EurObserv'ER (2013): The State of Renewable Energies in Europe. Edition 2013. Hg. v. Observ'ER. EurObserv'ER. Paris. Online verfügbar unter http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan13-gb.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2015.

EurObserv'ER (2014): Geographic Information System. Online verfügbar unter http://observer.cartajour-online.com/Interface_Standard/cart@jour.phtml?NOM_PROJET=barosig&NOM_USER=&Langue=Langue2&Login=OK&Pass=OK, zuletzt geprüft am 12.05.2015.

Europäische Kommission (2007): Poland - Renewable Energy Factsheet. Hg. v. Europäische Kommission. Europäische Kommission. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.energy.eu/renewables/factsheets/renewables_pl_en.pdf.

Europäische Kommission (2011): Renewable Energy Policy Database and Support. Recherche: Förderung, Land: Polen. Hg. v. Europäische Kommission. Europäische Kommission. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.res-legal.eu/archive>.

Europäische Kommission (2013a): Erneuerbare Energien: Kommission verklagt Polen und Erneuerbare Energien: Kommission verklagt Polen und Zypern wegen Nichtumsetzung der EU-Vorschriften vor dem Gerichtshof. Unter Mitarbeit von N. Bockstaller und M. Holzner. Europäische Kommission. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-259_de.htm.

Europäische Kommission (2013b): Erdgasbinnenmarkt: Kommission verklagt Polen wegen regulierter Gaspreise für Unternehmenskunden. Unter Mitarbeit von N. Bockstaller und M. Holzner. Europäische Kommission. Brüssel. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-580_de.htm.

Europäische Union (2007): Regionalpolitik. Polen. Operationelles Programm "Infrastruktur und Umwelt". Hg. v. Europäische Union. Europäische Union. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/regional_policy/index.cfm/de/atlas/programmes/2007-2013/poland/operational-programme-infrastructure-and-environment, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

European Commission (2014): Energy Economic developments in Europe. European Economy. Hg. v. European Union. European Commission. Brüssel. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf.

European Regional Development Fund (2012): Action strategy of the National Fund for Environmental Protection and Water Management for 2013–2016 with a view to 2020. Hg. v. European Regional Development Fund. European Regional Development Fund. Warschau.

European Renewable Energy Council (2010): Renewable Energy in Europe. Markets, Trends and Technologies. Hg. v. Earthscan. European Renewable Energy Council. London, Washington.

European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF) (2013): Solar Thermal Markets in Europe. Trends and Market Statistics 2012. Hg. v. ESTIF. European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF). Brüssel. Online verfügbar unter http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/market_data/downloads/Solar_Thermal_Markets%202012.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Eurostat (2014): Strompreise nach Art des Benutzers. Online verfügbar unter <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=ten00117&plugin=1>, zuletzt aktualisiert am 11.12.2014, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

EWEA (2013): Eastern Winds - Emerging European Wind Power Markets. A report by the European Wind Energy Association. Hg. v. EWEA. EWEA. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Eastern_Winds_emerging_markets.pdf.

Executive Office of the President (2013): The President's Climate Action Plan. The White House. Washington. Online verfügbar unter <https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Exportinitiative Erneuerbare Energien (2015): Polen: Erneuerbare-Energien-Gesetz beschlossen, aber umstritten. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/DENA/Kurzmeldungen/Marktnachrichten/2015/20150325-polen-eeg.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Fang, L.; Honghua, X.; Sicheng, W. (2013): National Survey Report of PV Power Applications in China 2012. Final Version. Hg. v. International Energy Agency (IEA). IEA. Beijing.

- Feldman, D.; Margolis, R. (2013): National Survey Report of PV Power Applications in the United States 2012. Exchange and dissemination of information on PV power systems. IEA. Washington. Online verfügbar unter [http://iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1\[pointer\]=1](http://iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1[pointer]=1), zuletzt geprüft am 17.05.2015.
- Fenhann, J. (2014): CDM States and provinces. Workbook. Hg. v. UNEP DTU. UNEP DTU. Kopenhagen.
- Fischer, S. (2014): Frankreichs energiepolitische Reformagenda. Grüne Wachstumsimpulse und strategische Ambivalenzen. In: *SWP-Aktuell* 2014, 2014 (61), S. 1–4. Online verfügbar unter http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2014A61_fis.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Fischer, T.; Verse, B.; Fuchs, N. (2013): dena-Marktanalyse 2013. Status und Ausblick für die weltweite Entwicklung erneuerbarer Energien. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur (dena). Exportinitiative Erneuerbare Energien. Berlin. Online verfügbar unter http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/DENA/Downloads/Publikationen/Marktanalysen/2013/20131201_marktanalyse_weltweite_entwicklung.pdf;jsessionid=AB46946121DED3340652A724F89B4D1F?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 11.05.2015.
- Fitzgerald, J. (2013): Der Strommarkt in Grossbritannien im Wandel. Mit Marktreform zur faktischen Re-Regulierung. In: *Branche Strommarkt*, 2013 (11/2013), S. 19–22. Online verfügbar unter http://www.advisoryhouse.com/UserData/Publication_1385376025.pdf.
- France Energy Eolienne (2014): Part de marchés constructeurs. Classement des constructeurs et exploitants éoliens. Hg. v. France Energy Eolienne. Paris. Online verfügbar unter <http://fee.asso.fr/centre-infos/statistiques/en-france/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Frankfurt School-UNEP Centre; Bloomberg New Energy Finance (BNEF) (2013): Global Trends in Renewable Energy Investment 2013. Frankfurt School of Finance & Management gGmbH. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.unep.org/pdf/GTR-UNEP-FS-BNEF2.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Frankfurt School-UNEP Centre; Bloomberg New Energy Finance (BNEF) (2014): Global Trends in Renewable Energy Investment 2014. Hg. v. Frankfurt School of Finance & Management gGmbH. Frankfurt School of Finance & Management gGmbH. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://fs-unep-centre.org/system/files/globaltrendsreport2014.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Französische Botschaft (2013a): Frankreich forciert Aufbau einer Solarindustrie. Französische Botschaft. Online verfügbar unter <http://www.ambafrance-de.org/Frankreich-forciert-Aufbau-einer>, zuletzt aktualisiert am 14.02.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Französische Botschaft (2013b): Frankreich setzt 2013 verstärkt auf Solarstrom. Französische Botschaft. Online verfügbar unter <http://www.ambafrance-de.org/Frankreich-setzt-2013-verstarkt>, zuletzt aktualisiert am 11.02.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Französische Botschaft (2013c): Frankreich will mit aktiver Industriepolitik Kehrtwende einleiten. Französische Botschaft. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.ambafrance-de.org/Frankreich-will-mit-aktiver>, zuletzt aktualisiert am 17.09.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Französische Strom-Regulierungsbehörde (2013): Photovoltaik-Kraftwerke in Frankreich: Großes Interesse an aktueller Ausschreibung. Solarserver. Online verfügbar unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2013/2013/kw42/photovoltaik-kraftwerke-in-frankreich-grosses-interesse-an-aktueller-ausschreibung.html>, zuletzt aktualisiert am 15.10.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

- Frey, M. (2008): Concentrated Solar Power. Solarreceiver aus Spanien. In: *The Schott Technology Magazine* 2008, 2008 (2/2008), S. 18–19. Online verfügbar unter http://www.schott.com/magazine/german/download/sol208_04_solar_receivers.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Fried, L.; Sawyer, S.; Shukla, S.; Qiao, L. (2013): Global Wind Report. Annual Market Update 2013. Hg. v. GWEC. GWEC. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Friedman, L. (2013): Electricity: A lopsided fight between coal and renewable energy in Poland. E&E Publishing. Czerniewice. Online verfügbar unter <http://www.eenews.net/stories/1059990690>.
- Fürstenwerth, D.; Praetorius, B.; Redl, C. (2014): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen? Hg. v. Agora Energiewende. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Gärtner, M. (2013): US-Solarboom lässt Energieriesen zittern. Amerikanische Energiewende. Hg. v. Manager Magazin. Online verfügbar unter <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/a-930637.html>, zuletzt aktualisiert am 30.10.2013, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Geden, O.; Fischer, S. (2014): Moving Targets. Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik - Ziele der EU nach 20. Hg. v. Stiftung Wissenschaft und Politik. SWP. Berlin. Online verfügbar unter http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2014_S01_fis_gdn.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2015.
- Gehrke, B.; Schasse, U. (2013): Position Deutschlands im Außenhandel mit Gütern zur Nutzung erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz. Hg. v. Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Hannover. Online verfügbar unter http://www.niw.de/uploads/pdf/publikationen/StuDIS_2013_09_Position_Deutschland_Aussenhandel_Energien.pdf.
- Gelabert, L.; Labandeira, X.; Linares, P. (2011): Renewable Energy and Electricity Prices in Spain. WP 01/2011. Hg. v. Economics for Energy. Economics for Energy. Vigo.
- Gelman, R. (2013): 2012 Renewable Energy Data Book. Hg. v. U.S. Department of Energy. NREL. Golden. Online verfügbar unter <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60197.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- General Electric Company (2012): Windenergie. Mehrwert für den Kunden durch evolutionäre Produktentwicklung. General Electric Company. Berlin. Online verfügbar unter http://www.ge-renewable-energy.com/uploads/tx_spdownloads/GE_Onshore_Produktuebersicht_deutsch.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- German Association for Concentrated Solar Power (DCSP) (21014): CSP Value Chain. Competence Profiles of German CSP Companies. DCSP. Berlin.
- German Industry & Commerce Greater China Beijing (2014): Windenergie in China mit neuem Rückenwind. Econet Monitor, Ausgabe März 2014. Hg. v. The Delegations of German Industry and Commerce in China. The Delegations of German Industry and Commerce in China. Beijing.

- Germany Trade and Invest (2011a): Frankreichs Green Energy bietet viele Chancen für Zulieferer. Auslandsinvestitionen nehmen zu / Deutsche Technologie findet reiches Marktpotenzial. Germany Trade and Invest. Berlin.
- Germany Trade and Invest (2011b): Wirtschaftsdaten kompakt: Polen. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Bonn. Online verfügbar unter http://www.ahk.de/fileadmin/ahk_ahk/GTAl/polen.pdf.
- Germany Trade and Invest (2012): Solarenergie Indien. Branche kompakt. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAl/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1053810.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Germany Trade and Invest (2013a): Branche kompakt - Solarenergie - Frankreich. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Paris. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAl/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1054662.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Germany Trade and Invest (2013b): Branche kompakt - Windenergie - Polen, 2013. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAl/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=854132.html>.
- Germany Trade and Invest (2013c): Branche kompakt: Windenergie - Vereinigtes Königreich. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Bonn.
- Germany Trade and Invest (2013d): Wirtschaftstrends Jahreswechsel 2013/14 – Frankreich. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Paris.
- Germany Trade and Invest (2013e): Polen produziert weniger erneuerbare Energie. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Warschau.
- Gerstetter, C.; Meyer-Ohlendorf, N.; Tietje, C.; Kohoutek, M.; Zuber, T. (2014): Welthandelsrechtliche Grenzen des Ausbaus erneuerbarer Energien. Endbericht. Hg. v. Ecologic Institut. Ecologic Institut; Institut für Wirtschaftsrecht, Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg. Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/welthandelsrechtliche_grenzen_des_ausbaus_ee.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Giesek, A.; Grzelak, A. (2013): Windenergie in Polen. Zielmarktanalyse, 2013. Hg. v. Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen). AHK Polen. Warschau.
- Giesek, A.; Grzelak, A. (2014): Kraft-Wärme-Kopplung in Polen. Zielmarktanalyse, 2014. Hg. v. Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen). AHK Polen. Warschau. Online verfügbar unter http://www.encyclopedia-from-germany.info/ENEFF/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/Zielmarktanalysen/marktanalyse_polen_2014_kwk.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Gipe, P. (2006): France implements New Renewable Tariffs for Solar, Wind, and Biogas. Hg. v. Wind-Works. France Feed Law. Bakersfield. Online verfügbar unter [http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=189&tx_ttnews\[tt_news\]=646&cHash=7f6d985e6c799e346da7f4caf7d58e6f](http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=189&tx_ttnews[tt_news]=646&cHash=7f6d985e6c799e346da7f4caf7d58e6f), zuletzt aktualisiert am 26.07.2006, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- GIZ Thailand (2013): Solar Policy Briefing. Thailand implements Photovoltaic Support Programme and increases Renewable Energy Targets. GIZ Thailand. Bangkok. Online verfügbar unter http://www.thai-german-cooperation.info/download/20130919_solar_policy.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2015.
- Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji; Ministerstwo Gospodarki Departament Energetyki (2013): Zakład Wydawnictw Statystycznych: Informacje/ Opracowania Statystyczne. ENERGIA ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W 2012 R. Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji. Warschau.

- Government of India (Planning Commission) (2008): Eleventh five year plan, 2007-2012. New Delhi: Oxford University Press.
- Government of India (Planning Commission) (2013): Twelfth Five Year Plan (2012-2017). Economic Sectors. Hg. v. Government of India (Planning Commission). Planning Commission. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://planningcommission.gov.in/plans/planrel/12thplan/pdf/12fyp_vol2.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Grau, T. (2014): Comparison of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin. DIW Berlin. Berlin. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.437464.de/dp1363.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.
- Greenpeace; DLR (2013): energy [r]evolution. A sustainable Poland Energy Outlook. Hg. v. Global Wind Energy Council, European Renewable Energy Council und Greenpeace. Greenpeace; DLR. Warschau, Brüssel. Online verfügbar unter http://www.energyblueprint.info/fileadmin/media/documents/2013/0113_gpi_E_R__poland_07_lr.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- GreenTech Germany (2013): Neue Veröffentlichung: Marktinfo Frankreich – Oberflächennahe Geothermie. GreenTech Germany. Münster. Online verfügbar unter <http://www.greentech-germany.com/neue-veroeffentlichung-marktinfo-frankreich-oberflaechennahe-geothermie-a411622>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Griffin, R. (2013): Auction designs for allocating wind energy leases on the U.S. outer continental shelf. In: *Energy Policy* 2013, 05.2013 (56), S. 603–611. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151300030X>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Groba, F.; Kemfert, C. (2011): Erneuerbare Energien: Deutschland baut Technologie-Exporte aus. In: *DIW Wochenbericht*, 2011 (45.2011), S. 23–29. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.388573.de/11-45-4.pdf.
- Grzelak, A. (2011): Zielgruppenanalyse Polen. Solarthermie. Hg. v. Deutsch-Polnische Industrie- und Handelskammer (AHK Polen). AHK Polen. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.exportinitiative.bmw.de>.
- Gu, X.; Mayer, M. (2007): Chinas Energiehunger. Mythos oder Realität? München: Oldenbourg.
- Hannen, P. (2014): Schott sucht Partner für CSP-Geschäft. PV Magazine. Berlin. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/schott-will-sich-aus-csp-geschft-zurckziehen_100014235/, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Hao, M.; Mackenzie, M.; Pomerant, A.; Strachran, K. (2010): Local Content Requirements in British Columbia's Wind Power Industry. Hg. v. Pacific Institute for Climate Solutions. University of Victoria, Faculty of Business. Victoria. Online verfügbar unter http://pics.uvic.ca/sites/default/files/uploads/publications/WP_Local_Content_Requirements_December2010.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Hein, C. (2011): Windanlagenhersteller Enercon. Kalte Enteignung in Indien. Hg. v. Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ). FAZ. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/windanlagenhersteller-enercon-kalte-enteignung-in-indien-1592418.html>.
- Held, A.; Ragwit, M.; Gephart, M.; Visser, E. de; Klessmann, C. (2014): Design features of support schemes for renewable electricity. Task 2 report. Hg. v. ECOFYS Netherlands B.V.

ECOFYS Netherlands B.V.; Fraunhofer ISI. Utrecht. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Himmelskamp, C. (2013): ES: Paradigmenwechsel in Spanien. Ende des FiT. In: *E/NEWS* 2013, 09.2013 (September 2013), S. 8–9. Online verfügbar unter <http://www.roedl.de/de-DE/de/medien/publikationen/newsletter/erneuerbare-energien/Documents/Erneuerbare-Energien-1309.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

HM Treasury (2013): National Infrastructure Plan 2013. Hg. v. HM Treasury. HM Government. London. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263159/national_infrastructure_plan_2013.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

HM Government (2011): The Carbon Plan: Delivering our low carbon future. Hg. v. Department of Energy & Climate Change. HM Government. London. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/the-carbon-plan-reducing-greenhouse-gas-emissions--2>.

Höflinger, O. (2013): Branche kompakt - Solarenergie - USA, 2013. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. San Francisco.

Höflinger, O. (2014a): Branche kompakt - Solarenergie - USA, 2014. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. San Francisco. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1017500.html>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Höflinger, O. (2014b): Branche kompakt - Windenergie - USA, 2014. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. San Francisco.

Höhne, N.; Geurts, F.; Teckenburg, E.; Becker, D.; Blok, K. (2011): EU Climate Policy Tracker 2011. Main Report. Hg. v. ECOFYS und WWF. ECOFYS; WWF. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.ecofys.com/files/files/wwf_ecofys_2011_%20eu_climatepolicytracker.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Horner, N.; Azevedo, I.; Hounshell, D. (2013): Effects of government incentives on wind innovation in the United States. *Environmental Research Letters*, Volume 8, Number 4. Hg. v. IOP Publishing Ltd. Carnegie Mellon University, Pittsburgh. Pittsburgh. Online verfügbar unter <http://iopscience.iop.org/1748-9326/8/4/044032/article>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Hull, R. (2013): Offshore Transmission. Tender Round 3 Launch Event. Ofgem E-Serve. London, 2013. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86364/ofgemtr3launcheventpresentation.pdf>.

Hunter, L.; Brower, M.; McAdams, M.; Kiernan, T.; Cleaves, B.; Seymour, J.; u.a. (2014): The Outlook for Renewable Energy in America. Hg. v. American Council On Renewable Energy. ACORE. Washington. Online verfügbar unter http://www.acore.org/files/pdfs/ACORE_Outlook_for_RE_2014.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

IDAE (2014): Biomass. Renovables made in Spain. IDAE. Madrid.

IEA (op. 2009): Energy policies of IEA countries. Spain : 2009. Paris: OECD.

IEA (2012): The United Kingdom 2012 review. Paris: OECD/IEA (Energy policies of IEA countries).

IEA (2013a): IEA/IRENA Joint Policies and measures database. Non-fossil fuel obligation. Hg. v. IEA/IRENA. Paris. Online verfügbar unter <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/unitedkingdom/name-21717->

en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PGRpdjBjbGFzc0ic3ViTWVudSI-PGRpdjBjbGFzc0iYnJlYWRjcnVtYnMiPjxhIGhyZWY9Ii8iPkIudGVybmF0aW9uYWwgRW5lc md5IEFnZW5jeSZ6d25qOzwvYT4mbmJzcDsmZ3Q7Jm5ic3A7PGEgaHJlZj0iL3BvbGljaWVz YW5kbWVhc3VyZXMvIj5Qb2xpY2llcyBhbmQgTWVhc3VyZXM8L2E-Jm5ic3A7Jmd0Oz xhIGhyZWY9Ii9wb2xpY2llc2FuZG1lYXN1cmVzL3JlbnV3YWJsZWVuZXJ neS9pbmRleC5waHAiPiZuYnNwO1JlbnV3YWJsZSBFbmVyZ3k8L2E-Jm5ic3A7Jmd0OyZuYnNwO1NIYXJjaCBSZXN1bHQ8L2Rpdj4,, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

IEA (2013b): Photovoltaic Power Systems Programme. Annual Report 2013. Hg. v. International Energy Agency. International Energy Agency. Fribourg.

IEA (2013c): World Energy Outlook 2013. Hg. v. International Energy Agency. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

IEA (2014): Feed-in tariff for distributed solar systems. Thailand. IEA. Online verfügbar unter <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/thailand/name-43052-en.php>, zuletzt aktualisiert am 16.12.2014, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

IEA (2015a): Balances for 2012. TPES. Online verfügbar unter <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Select&product=balances&year=2012>, zuletzt geprüft am 04.08.2015.

IEA (2015b): Electricity and Heat 2012. Online verfügbar unter <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Select&product=electricityandheat&year=2012>, zuletzt aktualisiert am 04.08.2015.

Indian Power Sector (2012): National Solar Mission. Jawaharlal Nehru national solar mission targets 20,000 MW by 2022. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://indianpowersector.com/home/electricity-regulation/national-solar-mission/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Indian Power Sector (2014): Bidding Results: JNNSM Phase 2 Batch 1: 750 MW Solar PV grid connected projects. Hg. v. EQ International. Indian Power Sector. Neu Dehli.

Indian Renewable Energy and Energy Efficiency Policy Database (2013): All India Renewable Energy Regulatory and Policy Data Base. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://ireeed.gov.in/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Indian Renewable Energy Development Agency Ltd. (IREDA) (2013a): Extension of the Scheme for continuation of Generation Based Incentive (GBI) for Grid Interactive Wind Power Projects for the 12th Plan Period. Indian Renewable Energy and Energy Efficiency Policy Database. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://ireeed.gov.in/policydetails?id=77#>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Indian Renewable Energy Development Agency Ltd. (IREDA) (2013b): Operational Guidelines for Implementation of ("Extension Scheme for Generation Based Incentive for Grid Connected Wind Power Projects" dt. 04.09.2013). IREDA. Neu Dehli.

Indo-German Energy Forum (2013): Renewable Energy in India 2013. An Overview. Hg. v. Indo-German Energy Forum. Indo-German Energy Forum. Neu Dehli, Berlin.

Institute for Renewable Energy (2013): The development Plan for Microgeneration for Poland based on Renewable Energy Sources until 2020. Institute for Renewable Energy. Warschau.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2011): Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Hg. v. IDAE. IDAE. Madrid. Online verfügbar unter http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf.

Interactive EurObserv'ER Database (2012): Country Policy Schemes. Biogas in Poland. Interactive EurObserv'ER Database. Paris. Online verfügbar unter http://observer.cartajour-online.com/barosig/Fichiers/BAROSIG/Valeurs_indicateurs/Biog-Poland-ang.htm, zuletzt aktualisiert am 09/2012, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Interactive EurObserv'ER Database (2013): Country Policy Schemes. Solid Biomass in Poland. Hg. v. EurObserv'ER. EurObserv'ER. Online verfügbar unter http://observer.cartajour-online.com/barosig/Fichiers/BAROSIG/Valeurs_indicateurs/Biom-Poland-ang.htm, zuletzt aktualisiert am 11/2013, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2013a): Deutsche Firmen müssen bei CSP-Kraftwerk in Spanien kräftig abschreiben. Hg. v. IWR. IWR. Münster. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=24011>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2013b): Aufdach-Solaranlagen: Spanien erhebt Steuer für Eigenverbrauch. Hg. v. IWR. IWR. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=24332>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2014a): Indien steigt in Offshore-Windenergie ein. Hg. v. IWR. IWR. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=25382>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2014b): MT Energie errichtet neue Biogasanlagen in Polen und Großbritannien. Hg. v. IWR. IWR. Zeven. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=25809>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2014c): Indien nach der Wahl: Kommt jetzt die Energiewende mit Modi? Hg. v. IWR. IWR. Münster. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=26291>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Invest in France Agency (2013): Deutsche Unternehmen in Frankreich. Eine aktuelle Bestandsaufnahme. Hg. v. Invest in France Agency. Französische Regierung. Paris.

Irawan, S.; Heikens, A. (2012): Case Study Report: Thailand Energy Conservation Fund. A UNDP working paper. UNDP; ENCON Fund. New York. Online verfügbar unter http://www.asia-pacific.undp.org/content/dam/rbap/docs/Research%20&%20Publications/environment_energy/ncf/APRC-EE-2012-NCF-CaseStudy-Thailand.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

IRENA (2012): 30 Years of Policies for Wind Energy. Lessons from 12 Wind Energy Markets. INDIA and the states of Gujarat, Maharashtra and Tamil Nadu. IRENA. Abu Dhabi. Online verfügbar unter https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_GWEC_WindReport_Full.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

IRENA (2013a): Renewable Energy and Jobs. Hg. v. IRENA. IRENA. Abu Dhabi. Online verfügbar unter <http://www.irena.org/rejobs.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

IRENA (2013b): Renewable Energy Auctions in Developing Countries. Hg. v. International Renewable Energy Agency (IRENA). IRENA. Bonn. Online verfügbar unter https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

IRENA (2014): Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2014.

IRENA (2015a): Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2015.

IRENA (2015b): Renewable Energy Capacity Statistics 2015.

Ivanov, M.; Ziga, E.; Podlesak, T. (2014): Investieren in Erneuerbare Energie 2014. Hg. v. Kommunalkredit Austria AG. Kommunalkredit Austria AG; SCWP Schindhelm. Wien. Online

verfügbar unter

https://www.kommunalkredit.at/uploads/Studie_ErneuerbareEnergie2014_6925_DE.pdf,
zuletzt geprüft am 09.05.2015.

IWR (2013): Großbritannien 2012: Neuer Rekord-Rückgang bei der Ölproduktion. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). Münster/London. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=23344>, zuletzt aktualisiert am 28.03.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Jager, D. de; Klessmann, C.; Stricker, E.; Winkel, T.; Visser, E. de; Koper, M.; u.a. (2011): Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Hg. v. ECOFYS. ECOFYS; Fraunhofer ISI; TU Vienna EEG; Ernst&Young. Berlin. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_financing_renewable.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) (2008): Guidelines for Selection of New Grid Connected Solar Power Projects. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/jnnsms_gridconnected_24082011.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Jess, C.; Kastian, P. (2014): Bioenergie. Zielmarktanalyse USA 2014. Schwerpunkt Biogas und Reststoffverwertung in Kalifornien und Wisconsin mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. AHK USA - Chicago. AHK USA - Chicago. Chicago. Online verfügbar unter https://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_usa_westen_ca-wi_2014_bio.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Jolivet, E. (2006): Case 11: Eole 2005 wind energy programme. Create Acceptance. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.esteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_11_def.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Junfeng, L.; Jingli, S.; Hongwen, X.; Yanqin, S.; Pengfei, S. (2006): A Study on the Pricing Policy of Wind Power in China. Hg. v. CREIA, Greenpeace und GWEC. CREIA; Greenpeace; GWEC. Beijing. Online verfügbar unter <http://www.greenpeace.org/eastasia/Global/eastasia/publications/reports/climate-energy/2006/study-pricing-policy-of-wind-power-in-china.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Katin, A. (2012): Polen: 2.500 Biogasanlagen bis 2020 geplant. In: *BIOGAS Journal* 2012, 2012 (3_2012), S. 86–89. Online verfügbar unter [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_BJ-03-2012/\\$file/Biogas_3_2012_86-89_International-Polen.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_BJ-03-2012/$file/Biogas_3_2012_86-89_International-Polen.pdf).

Kepinska, B. (2010): Geothermal Energy Country Update Report from Poland, 2005-2009. Mineral and Energy Economy Research Institute – Polish Academy of Sciences, Kraków, Poland. Krakau. Online verfügbar unter <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0108.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Kern, F.; Smith, A.; Shaw, C.; Raven, R.; Verhees, B. (2013): From laggard to leader: Explaining offshore wind developments in the UK. In: *Energy Policy* 2014, 26.08.2013 (69), S. 635–646. Online verfügbar unter www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514001207.

KGAL Infrastruktur (2013): Marktbericht Photovoltaik. 2. Halbjahr 2013. Hg. v. KGAL Infrastruktur. KGAL Investment Management GmbH & Co. KG. Grünwald. Online verfügbar unter https://www.altii.de/media/modelfield_files/dokumente/dokument/datei/KGAL_Marktbericht_Photovoltaik_2HJ2013.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

Khurana, J. (2014): India now needs to focus more on implementation than announcements. Unter Mitarbeit von J. Khurana. PV Magazine. Berlin.

Klein, A.; Pfluger, B.; Held, A.; Ragwit, M.; Resch, G.; Faber, T. (2008): Evaluation of Different Feed-In Tariff Design Options. Best Practice Paper for the International Feed-In Cooperation. Fraunhofer ISI; EEG. Berlin.

Knüpfner, G. (2013): Rückenwind für Enercon und Siemens. Exportunterstützung. In: *Produktion - Verlag moderne industrie GmbH* 2013, 29.08.2013 (35), S. 6. Online verfügbar unter http://www.produktion.de/uploads/ausgaben-archiv-pdf/prod_Ausgabe_35_2013.pdf.

Knupp, M. (2013a): Frankreich gibt Startschuss für marine Energien. Vier Pilotanlagen geplant / Lange Küstenlinien schaffen gute Bedingungen. Unter Mitarbeit von K.-H. Dahm. Germany Trade and Invest. Paris. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=894922.html>, zuletzt aktualisiert am 16.10.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Knupp, M. (2013b): Branche kompakt - Windenergie - Frankreich, 2013. Germany Trade and Invest. Paris. Online verfügbar unter http://www.gtai.de/GTAI/Content/DE/Trade/Fachdaten/PUB/2013/07/pub201307298004_18250_branche-kompakt---windenergie---frankreich--2013.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Kopp et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. MVV Energie AG. Mannheim. Online verfügbar unter https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

Kost, C.; Mayer, J.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S. et al. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Version November 2013. Hg. v. Fraunhofer Institut ISE. Fraunhofer Institut ISE. Freiburg. Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

KPMG International (2012): Taxes and incentives for renewable energy. KPMG International. Luxembourg. Online verfügbar unter <http://www.kpmg.com/lu/en/issuesandinsights/articlespublications/pages/taxes-and-incentives-for-renewable-energy-2012.aspx>.

Kroh, K. (2014): California Installed More Rooftop Solar In 2013 Than Previous 30 Years Combined. Hg. v. Climate Progress. Online verfügbar unter <http://thinkprogress.org/climate/2014/01/02/3110731/california-rooftop-solar-2013/>, zuletzt aktualisiert am 02.01.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Krüger, R. (2012): Schwächstes Jahr für Windkraftzubau. Spanien. Hannover. Online verfügbar unter <http://www.erneuerbareenergien.de/windbranche-mit-schwaechstem-wachstum/150/406/33060/>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Kumar, S. (2012): SPV Power Technology in India. Asean-India Workshop on Cooperation in New and Renewable Energy. Lanco Solar, India. Neu Dehli, 05.11.2012. Online verfügbar unter <http://slideplayer.com/slide/1685369/#>.

Kuntze, J.-C.; Moerenhout, T. (2013): Local Content Requirements and the Renewable Energy Industry - A Good Match? Hg. v. International Center for Trade and Sustainable Development (ICTSD). ICTSD; Global Green Growth Institute. Genf. Online verfügbar unter <http://www.ictsd.org/downloads/2013/06/local-content-requirements-and-the-renewable-energy-industry-a-good-match.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Kunz, C. (2012): Erfolgreicher Ausbau Erneuerbarer Energien dank Einspeisevergütung. Unternehmen fordern Investitionssicherheit. In: *Renews Kompakt* 2012, 22.06.2012 (Juni

- 2012), S. 1–3. Online verfügbar unter http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/81.RenewsKompakt_Foerdersysteme_jun12.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- La Hoza, J. de; Martina, H.; Martins, B.; Matasc, J.; Guerrero, J. M. (2012): Comments on “Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries” by Luigi Dusonchet and Enrico Telaretti. In: *Energy Policy* 2012, 22.06.2012 (48), S. 846–849. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512005058#>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Langraf, B.; Kellner, T. (2000): Windenergienutzung in ausgewählten europäischen Ländern. Gesetzgebung und Fördermassnahmen. Hg. v. Bundesamt für Energie. Bundesamt für Energie. Zürich.
- Lewis, J. (2011): Building a national wind turbine industry: experiences from China, India and South Korea. Hg. v. Inderscience Enterprises Ltd. Edmund A. Walsh School of Foreign Service, Georgetown University. Washington. Online verfügbar unter https://www.china.tu-berlin.de/fileadmin/fg57/SS_2012/Umwelt/Lewis_windenery.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Lewis, J.; Wiser, R. (2005): Fostering a Renewable Energy Technology Industry. An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms. Berkeley National Laboratory. Berkeley. Online verfügbar unter http://www.oregon.gov/energy/RENEW/docs/RPS_Feedlaw_LBL_Nov05.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Lighting Africa (2010): Solar Lighting for the Base of the Pyramid. Overview of an Emerging Market. International Finance Corporation. Washington. Online verfügbar unter <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/a68a120048fd175eb8dcbc849537832d/SolarLightingBasePyramid.pdf?MOD=AJPERES>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Lo, K. (2013): A critical review of China's rapidly developing renewable energy and energy efficiency policies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014, 23.09.2013 (29), S. 508–516. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113006655#>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Löffelsend, T. (2013): BUND-Faktencheck: Quotenmodell statt EEG? Quotenmodelle bremsen Ausbau, nicht Kosten für Erneuerbare Energien. Bürgerenergie wäre chancenlos. Hg. v. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (B. BUND. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/130904_bund_klima_energie_faktencheck_eeg.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Lopez, A.; Roberts, B.; Heimiller, D.; Blair, N.; Porro, G. (2012): U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. Technical Report. NREL. Golden. Online verfügbar unter <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51946.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- López-Peña, A.; Pérez-Arriaga, I.; Linares, P. (2012): Renewables vs. energy efficiency: The cost of carbon emissions reduction in Spain. In: *Energy Policy* 2012, 01.09.2012 (50), S. 659–668. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512006635#>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Ma, W. (2013): China Boosts Renewable-Energy Surcharge. Move Is Aimed to Help Nation's Wind, Solar Sector. Hg. v. The Wall Street Journal. Online verfügbar unter <http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887324324404579044592532822898>, zuletzt aktualisiert am 30.08.2013, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

MacDonald, S. (2012): Solar Photovoltaic Energy in Thailand: An assessment of government support mechanisms. Scholar Report. LSE Asia Research Centre (ARC). London. Online verfügbar unter http://www.lse.ac.uk/asiaResearchCentre/_files/ThaiGovScholarScottMacDonald.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Mastny, Lisa (2010): Renewable energy and energy efficiency in China. Current status and prospects for 2020. Washington, D.C.: Worldwatch Institute (Worldwatch report, 182).

Maurer, L.; Barroso, L. (2011): Electricity auctions. An overview of efficient practices. Hg. v. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. The World Bank. Washington. Online verfügbar unter <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/8a92fa004aabaa73977bd79e0dc67fc6/Electricity+and+Demand+Side+Auctions.pdf?MOD=AJPERES>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Mehner, M. (2014): AHK-Geschäftsreise Thailand, 13.-17.10.2014. Netzgebundene Photovoltaik. AHK Thailand. Online verfügbar unter <http://thailand.ahk.de/events-pr/aktuelle-veranstaltungen/event/events/ahk-geschaeftsreise-netzgebundene-photovoltaik-in-thailand-13-17102014/?cHash=55b624d4201232901bc24992e342f1cb>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Mehner, M.; Tuttaworn, C.; Srisutam, P.; Singsuphan, T. (2013): Zielmarktanalyse Thailand 2013. Solarthermie für Prozesswärmeanwendungen. Hg. v. German-Thai Chamber of Commerce. AHK Thailand. Bangkok.

Mehner, M.; Tuttaworn, C.; Srisutam, P.; Singsuphan, T.; Gräbert, J. (2014): Zielmarktanalyse Thailand 2014. Smart Grids in Thailand mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. German-Thai Chamber of Commerce. AHK Thailand. Bangkok. Online verfügbar unter http://www.inefficiency-from-germany.info/ENEFF/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/Zielmarktanalysen/marktanalyse_thailand_2014_smart-grids.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Menanteau, P.; Finon, D.; Lamy, M.-L. (2002): Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. In: *Energy Policy* 2003, 2002 (31), S. 799–812. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421502001337#>.

Metropolitan Electricity Authority (2014): Electricity Tariffs. Residential Service. Hg. v. Metropolitan Electricity Authority. Online verfügbar unter <http://www.me.a.th/profile/index.php?l=en&tid=3&mid=111&pid=109>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Middlekauff, C.; Matahi-Jackson, G. (2014): 2014 Compliance Report on the Renewable Auction Mechanism Program. Public Version. Pacific Gas and Electric Company. San Francisco.

Miller, J. (2013): How Effective are US Renewable Power Policies? Hg. v. The Energy Collective. Online verfügbar unter <http://theenergycollective.com/jemillerep/311406/how-effective-are-us-renewable-power-policies>, zuletzt aktualisiert am 03.12.2013, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (2014): Les appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire. Online verfügbar unter <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-appels-a-projets-Biomasse.html>, zuletzt geprüft am 20.05.2015.

Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) (2009): Rapport au Parlement. Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité - Période 2009 - 2020. MEDDE. Paris. Online

verfügbar unter <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/094000317/0000.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) (2013a): Appels d'offres. Grandes Installations (>250 kWc). Hg. v. MEDDE. MEDDE. Online verfügbar unter <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Grandes-Installations-250-kWc.html>, zuletzt aktualisiert am 07.01.2015, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministère de l'Écologie, l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEDDE) (2013b): Appels d'offres. Installations moyennes (100 - 250 kWp). MEDDE. Online verfügbar unter <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Installations-moyennes-100-250-kWc.html>, zuletzt aktualisiert am 16.03.2015, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2010): Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020. Hg. v. Gobierno de España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Madrid. Online verfügbar unter http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/EU_POLICIES/National%20Renewable%20Energy%20Action%20Plan/202.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2013): Report on Progress in the promotion and use of energy from renewable sources pursuant to article 22 of directive 2009/28/EC. Spain (2011 and 2012). Hg. v. Gobierno de España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Madrid. Online verfügbar unter http://extra.energies-renouvelables.org/policy/report/Article_22_Spain_report_EN.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Ministry of Economy (2009): Energy Policy of Poland until 2030. Hg. v. Council of Ministers. Ministry of Economy. Warschau. Online verfügbar unter http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/Energy_policies_and_legislation/Poland_2009_Energy_Policy_to_2030_ENG.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2015.

Ministry of Economy (2012): 2nd National Energy Efficiency Action Plan of Poland 2011. Ministry of Economy. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.buildup.eu/publications/24995>, zuletzt geprüft am 09.05.2015.

Ministry of Energy (2013): Energy in Thailand: Facts and Figures 2013. Hg. v. Alternative Energy and Efficiency Information Center, Department of Alternative Energy Development and Efficiency. Ministry of Energy. Bangkok. Online verfügbar unter <http://weben.dede.go.th/webmax/sites/default/files/fact2013.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Ministry of Energy (2014): Energy in Thailand: Facts & Figures. Q/2014. Hg. v. Alternative Energy and Efficiency Information Center, Department of Alternative Energy Development and Efficiency. Ministry of Energy. Bangkok. Online verfügbar unter http://www.dede.go.th/download/article/article_20140910102613.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy (k.A.): Wind Power Programme. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.mnre.gov.in/schemes/grid-connected/solar-thermal-2/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy (2010a): Human Resource Development Strategies for Indian Renewable Energy Sector. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/MNRE_HRD_Report.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy (2010b): Jawaharlal Nehru National Solar Mission. Towards Building SOLAR INDIA. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter

http://www.mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/mission_document_JNNSM.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy (2013a): Annual Report 2012-2013. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://mnre.gov.in/file-manager/annual-report/2012-2013/EN/index.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy (2013b): State-wise Solar Installed Capacity Break-Up. Government of India. Neu Dehli.

Ministry of New and Renewable Energy (2013c): Update on the Solar REC Market (March 2013). Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Solar%20RPO/update-on-solar-REC-market.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy (2014): Expected Solar RPO requirement and compliance for 2013-14. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.mnre.gov.in/information/solar-rpo/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of New and Renewable Energy India (2015): State-wise solar installed capacity break-up.

Ministry of Statistics and Programme Implementation (2013): Energy Statistics 2013. Government of India. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://mospi.nic.in/mospi_new/upload/Energy_Statistics_2013.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Ministry of the Environment; National Fund for Environmental Protection and Water Management (2014): Green Investment Scheme in Poland. Hg. v. Ministry of the Environment und National Fund for Environmental Protection and Water Management. National Fund for Environmental Protection and Water Management. Warschau.

Mitchell, C. (1995): The renewable NFFO. A review. In: *Energy Policy* 1995, 1995 (23), S. 1077–1091. Online verfügbar unter http://aoatools.aua.gr/pilotec/files/bibliography/NFFO_mitchell-2411263233/NFFO_mitchell.pdf.

Moore, Simon; Newey, Guy (2013): Going, going, gone. The role of auctions and competition in renewable electricity support. London: Policy Exchange.

Moriarty, T. (2014): Interior to Auction Nearly 80,000 Acres Offshore Maryland for Wind Energy Development. Hg. v. U.S. Department of the Interior. Online verfügbar unter www.doi.gov/news/pressreleases/interior-to-auction-nearly-80000-acres-offshore-maryland-for-wind-energy-development.cfm, zuletzt aktualisiert am 07.02.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Moss, D.; Galiteva, M. (2012): Comments On Spain's Recent Renewable Energy Policy Decisions. Renewables 100 Policy Institute. Santa Monica.

Mrowiec, P.; Rödl & Partner Posen (2013): PL: Erster Schritt in Richtung eines EEG in Polen. Der « kleine Dreierpack » - Überblick über die neuen Regelungen für die EE-Branche. Hg. v. Rödl & Partner. Rödl & Partner. Online verfügbar unter <http://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2013-09/pl-EEG-Polen>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Multilateral Working Group on Solar and Wind Energy Technologies (Hg.) (2011): Opportunities for Economic Value Creation along the Solar and Wind Value Chain. Input Paper. Online verfügbar unter http://www.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/Input_Paper_Economic_Value_Creation.pdf, zuletzt aktualisiert am 20.12.2011, zuletzt geprüft am 04.08.2015.

- Muras, Z. (2011): Polish support scheme for renewable and cogeneration sources. Hg. v. Energy Regulatory Office. Energy Regulatory Office. Warschau.
- Murray, J. (2013): UK to seek local content assurances from offshore wind farm developers. EXCLUSIVE: Michael Fallon optimistic government is closing in on agreement with Siemens for Humberside turbine plant. Hg. v. Business Green. Business Green. London. Online verfügbar unter <http://www.businessgreen.com/bg/interview/2287472/uk-to-seek-local-content-assurances-from-offshore-wind-farm-developers>.
- Najdawi, C.; Banasiak, J.; Spitzley, J.-B.; Steinhilber, S. (2013): Keep-on-Track! Project. Analysis of Deviations and Barriers 2013. Hg. v. Eclareon und Fraunhofer ISI. Eclareon; Fraunhofer ISI. Brüssel. Online verfügbar unter <http://www.keepontrack.eu/contents/publicationsanalysisdeviationsbarriers/analysis-of-deviations-and-barriers2013.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- National Climate Council; Ministry Council (2007): Spanish Climate Change and Clean Energy Strategy. Horizon 2007-2012-2020. National Climate Council; Ministry Council. Madrid. Online verfügbar unter http://www.magrama.gob.es/es/cambio-climatico/publicaciones/documentacion/cle_ene_pla_urg_mea_tcm7-12478.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2015.
- National Development and Reform Commission (NDRC) (2007): Medium and Long-Term Development Plan for Renewable Energy in China. NDRC. Beijing. Online verfügbar unter http://www.martinot.info/China_RE_Plan_to_2020_Sep-2007.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- National Fund for Environmental Protection and Water Management (2009): Green Investment Scheme (GIS) Programme. Part 3 : Biomass heat and power plants. National Fund for Environmental Protection and Water Management. Warschau.
- NERA Economic Consulting (2011a): Request for Proposals Under the SREC-Based Financing Program. Hg. v. NERA Economic Consulting. Atlantic City Electric Company; Jersey Central Power & Light Company; Rockland Electric Company. Washington. Online verfügbar unter http://www.njedcsolar.com/assets/files/NJEDCSolar_RFP_Rules_8-17-2011.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- NERA Economic Consulting (2011b): SREC-Based Financing Program. Program Update. NERA Economic Consulting. Washington, 09/2011. Online verfügbar unter http://www.njedcsolar.com/assets/files/SREC-Based_Financing_Program_Update_7-28-111.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Neubert, M. (2014): Erneuerbare Energien in Spanien unter Druck. Unter Mitarbeit von K.-H. Dahm. Germany Trade and Invest. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=967924.html>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.
- Neuhann, J.-C. (2007): ZIELMÄRKTE FRANKREICH UND MAROKKO. Vergleichende Analyse und Beurteilung von Frankreich und Marokko als Zielländer für den Export von Dienstleistungen im Bereich erneuerbarer Energien. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin. Online verfügbar unter http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Zielm%C3%A4rkte_Frankreich_und_Marokko.pdf.
- Neumann, D. (2013): Polnischer Photovoltaik-Verband. Hg. v. Eclareon. Eclareon. Poznań. Online verfügbar unter <http://www.eclareon.eu/de/polnischer-photovoltaik-verband>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Nord LB (2013): Sector Research. Windkraftausbau onshore. In: *Renewables Monitor*, 04.09.2013 (01/2013), S. 1–13.

- Nordstrand, A.; Pause, F.; Engeßer, C. (2013): Effiziente Förderung der Offshore-Windenergie-Stromerzeugung. Rechtsvergleichende Betrachtung der Förderbedingungen in Deutschland und in einer Auswahl von europäischen Vergleichsstaaten. Hg. v. Stiftung Umweltenergierecht. Stiftung Umweltenergierecht. Würzburg. Online verfügbar unter http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/wiss._Veroeff/FKZ03MAP253_Offshore_Endbericht_SUER_2013-12-23final.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.
- North American Windpower (Hg.) (2014): Top 15 Wind Turbine Suppliers Of 2013 Revealed. Online verfügbar unter http://www.nawindpower.com/e107_plugins/content/content.php?content.12710, zuletzt aktualisiert am 11.03.2014, zuletzt geprüft am 07.08.2015.
- Nuntavorakarn, S. (2014): Sharing the experiences from Thailand on 10Q on renewable energy development. Creating the ways. Healthy public policy foundation Thailand. Bangkok.
- Obiko Pearson, N. (2013): India's First Wind Auction Stalled by Mytrah Court Case. Hg. v. Bloomberg Business. Online verfügbar unter <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-07-10/india-s-first-wind-auction-stalled-by-mytrah-court-case>, zuletzt aktualisiert am 10.07.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- OFGEM (2006): Renewables Obligation: Third annual report. Hg. v. OFGEM. OFGEM. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58366/14345-roannualreport.pdf>.
- OFGEM (2013): Renewables Obligation. Annual Report 2011-12. OFGEM. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58133/ro-annual-report-2011-12web.pdf>.
- OFGEM (2014a): Levelisation process. OFGEM. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/feed-tariff-fit-scheme/feed-tariff-reports/levelisation-reports>, zuletzt geprüft am 11.05.2015.
- OFGEM (2014b): Non Fossil Fuel Obligation / Scottish Renewable Obligation. Hg. v. Ofgem E-Serve. OFGEM. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/renewables-obligation-ro/non-fossil-fuel-obligation-scottish-renewable-obligation>, zuletzt aktualisiert am 07.05.2015.
- OFGEM (2014c): Renewables Obligation. Annual report 2012-13. Hg. v. OFGEM. OFGEM. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86392/roannualreport2012-13final.pdf>.
- OFGEM (2015): Renewables Obligation (RO) - Annual Report 2013-14. Table 6.3. Renewables obligation: certificates and generation. OFGEM. London.
- Oriol, L.; Menzel, T.; Pescia, D.; Lehmann, F. (2013): Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne. Direction Générale du Trésor. Paris. Online verfügbar unter <http://www.tresor.economie.gouv.fr/File/392245>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Osmani, A.; Zhang, J.; Gonela, V.; Awudu, I. (2013): Electricity generation from renewables in the United States: Resource potential, current usage, technical status, challenges, strategies, policies, and future directions. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013, 08.2013 (24), S. 454–472. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113001706>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Oster, G. (2013a): Europäische Energiepolitik muss stärker koordiniert werden. Deutsch-Spanisches Energieforum unterstreicht Bedeutung von Integration und Netzausbau. Unter Mitarbeit von K.-H. Dahm. Germany Trade and Invest. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=805198.html>.

Oster, G. (2013b): Spanien verabschiedet Energiereform. Abbau des "Tarifdefizits" und Sicherung der Nachhaltigkeit vorrangig. Unter Mitarbeit von K.-H. Dahm. Germany Trade and Invest. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=849434.html>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Pacific Gas and Electric Company (2014): PG&E Affirms Commitment to Safety and Expresses Confidence Legal Process Ultimately Will Uphold Company Position. Hg. v. PG&E External Communications. San Francisco. Online verfügbar unter http://www.pge.com/en/about/newsroom/newsdetails/index.page?title=20140730_pge_affirms_commitment_to_safety_and_expresses_confidence_legal_process_ultimately_will_uphold_company_position, zuletzt aktualisiert am 30.07.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Parnell, J. (2013): Obama sets 20% renewables target for US government by 2020. PV Tech. Online verfügbar unter http://www.pv-tech.org/news/obama_sets_20_renewables_target_for_us_government_by_2020, zuletzt aktualisiert am 06.12.2013, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Pérez, D.; Báez, M.; Luternauer, J. (2014): PV Grid Parity Monitor. Commercial Sector. 1st issue. Hg. v. Eclareon. Eclareon. Berlin. Online verfügbar unter http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pv_gpm_3_commercial_2014.pdf.

Persem, M.; Gaebler, S. (2012): Erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich. Markt- und Branchenentwicklung. Koordinierungsstelle Erneuerbare Energien. Berlin, 2012. Online verfügbar unter http://www.saarl.b.de/fileadmin/user_upload/Daten/Ueber_uns/Fachkongress_Erneuerbare_Energien/PDF/DE/Vortrag_Persem_final.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Platzer, M. (2012): U.S. Solar Photovoltaic Manufacturing: Industry Trends, Global Competition, Federal Support. Hg. v. Congressional Research Service. Congressional Research Service. Washington. Online verfügbar unter http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc93931/m1/1/high_res_d/R42509_2012Jun13.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Polish Information and Foreign Investment Agency (2013): Ratgeber für Investoren - Polen. Hinweise zur Führung der Geschäftstätigkeit. Polish Information and Foreign Investment Agency. Warschau.

Press Information Bureau, Government of India (2011): Generation Based Incentive Scheme. Ministry of New and Renewable Energy. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=78829>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Priyanka, S. (2014): India delays solar auction for second time. Hg. v. Energy Live News. Online verfügbar unter <http://www.energylivenews.com/2014/01/07/india-delays-solar-auction-for-second-time/>, zuletzt aktualisiert am 07.01.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

PV Legal (2012): Reduction of Bureaucratic Barriers for successful PV deployment in Europe. Hg. v. PV Legal. PV Legal. Berlin. Online verfügbar unter http://helapco.gr/pdf/PV_LEGAL_final_report_2012.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Quick, D. (2014): BLM Auction Yields \$5.8 Million in Competitive Bids for Nevada's Dry Lake Solar Energy Zone. Bureau Identifies 13 Additional Renewable Energy Projects for 2014-2015. Hg. v. Bureau of Land Management. Bureau of Land Management. Las Vegas. Online verfügbar unter http://www.blm.gov/wo/st/en/info/newsroom/2014/June/nr_06_30_20140.html, zuletzt aktualisiert am 07.01.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Radtke, K.; Yahoo Finance (2013): Spanien hat erste Offshore-Turbine errichtet. Turbine vor Gran Canaria als Test / Offshore-Industrie auch für spanische Hersteller wichtig. Hg. v.

- Windmesse. Yahoo Finance. Hamburg. Online verfügbar unter <http://w3.windmesse.de/windenergie/news/14230-spanien-hat-erste-offshore-turbine-errichtet>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Ragwitz, M.; Steinhilber, S.; Breitschopf, B.; Resch, G.; Panzer, C.; Ortner, A. et al. (2011): RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market. D23 Final Report. Fraunhofer ISI; Energy Economics Group; ECOFYS; Climate Policy Initiative DIW Berlin; Utrecht University; Lithuanian Energy Institute (LEI); Energy Banking Advisory Ltd.; KEMA; Bocconi University. Karlsruhe. Online verfügbar unter http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/Final%20report%20RE-Shaping_Druck_D23.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Ratzeburg, C. (2013): Thailands Energiemarkt wird grüner. Bioenergie hat das größte Potenzial / Nachfrage nach Qualitätsprodukten steigt. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Bangkok. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=839606.html>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.
- RED Eléctrica de España (2014a): Red Eléctrica at a glance. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.ree.es/en/about-us/ree-2-minutes>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.
- RED Eléctrica de España (2014b): Series estadísticas. Balances de energía eléctrica. Balance eléctrico peninsular. RED Eléctrica de España. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas>.
- RED Eléctrica de España (2014c): Series estadísticas. Potencia eléctrica instalada. Potencia instalada peninsular. RED Eléctrica de España. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas>.
- REEEP Database (2014): Energy Profile United States. Hg. v. REEGLE. SERN. Online verfügbar unter http://www.reegle.info/countries/united-states-energy-profile/US#role_government, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Regierung Polen (2014): Programm für Polnische Kernenergie. Regierung Polen. Warschau.
- REN21 (2013a): Renewables - Global Futures Report. REN21. Paris. Online verfügbar unter http://www.ren21.net/portals/0/ren21_gfr_2013_print.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.
- REN21 (2013b): Renewables 2013. Global Status Report. Hg. v. REN21. REN21. Paris. Online verfügbar unter http://www.repic.ch/files/3513/7562/7017/Kontext_GSR2013_lowres.pdf.
- REN21 (2014): Renewables 2014. Global Status Report. Hg. v. REN21. REN21. Paris.
- REN21 (2015): Renewables 2015 Global Status Report. Paris.
- Renewable Energy Association (2012): Renewable energy: Made in Britain. Jobs, turnover and policy framework by technology (2012 assessment). Hg. v. Renewable Energy Association. Renewable Energy Association. London.
- Renewables and Uranium Statistics Team (2013): Solar Photovoltaic Cell/Module Shipments Report. Hg. v. EIA. Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics. Washington. Online verfügbar unter http://www.eia.gov/renewable/annual/solar_photo/pdf/pv_report.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- RenewableUK (2013): Wind energy in the UK. State of the industry report 2013. RenewableUK. London. Online verfügbar unter <http://www.renewableuk.com/en/publications/reports.cfm/state-of-the-industry-report-2012-13>, zuletzt geprüft am 12.05.2015.
- Repetzki, B. (2013a): Photovoltaik-Branche in Polen wartet auf den Startschuss. Aktuelle Bedeutung noch gering / Gesetzliche Regelungen werden vorbereitet. Hg. v. Germany Trade

and Invest. Germany Trade and Invest. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=782518.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Repetzki, B. (2013b): Polens Photovoltaik tritt aus dem Schatten. Wesentliche rechtliche Vorgaben fehlen noch. Unter Mitarbeit von S. Bujanowski. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=858420.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Repetzki, B. (2013c): Polen will Klarheit für erneuerbare Energien schaffen. Gesetzentwurf sieht Auktionspreise vor / Sonderregelung für Mikroanlagen. Unter Mitarbeit von S. Bujanowski. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=919736.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

RES Legal (2013): Legal Sources on Renewable Energy. United Kingdom. Hg. v. RES Legal. RES Legal. Berlin.

Reuters (2012): Bosch-Tochter macht Werk in Spanien dicht. Solarkonzern Aleo. Hg. v. Handelsblatt Online. Reuters. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/solarkonzern-aleo-bosch-tochter-macht-werk-in-spanien-dicht/6737054.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Ristau, O. (2012): EU criticizes Spain's renewable energy moratorium. Hg. v. PV Magazine. PV Magazine. Berlin. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/eu-criticizes-spains-renewable-energy-moratorium_100005672/#axzz3ZN35oid4, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Rivers, N.; Wigle, R. (2011): Domestic content requirements and renewable energy legislation. University of Ottawa - Graduate School of Public and International Affairs. Ottawa. Online verfügbar unter http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2129808, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Rödl & Partner (2013a): Finanzierung von Erneuerbaren Energien auf internationalen Märkten. Länderübergreifende Untersuchung der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien. Unter Mitarbeit von A. Berger, K. Imolauer und M. Wambach. Rödl & Partner. Nürnberg. Online verfügbar unter <http://www.roedl.de/medien/publikationen/studien/studie-finanzierung-von-erneuerbaren-energien-auf-internationalen-maerkten>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Rödl & Partner (2013b): Spanien reformiert Einspeisevergütung radikal / Scharfe Einschnitte für Energiebranche. Unter Mitarbeit von C. Himmelskamp und G. Abegg. Rödl & Partner. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.roedl.de/medien/mitteilungen/Spanien-reformiert-Einspeiseverguetung-radikal--Scharfe-Einschnitte-fuer-Energiebranche>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Rosenow, J. (2014): Energiearmut in Großbritannien. Entwicklungen, Politikansätze und Herausforderungen. Online verfügbar unter <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/WeitereThemen/tabid/71/NewsId/882/Energiearmut-in-Grobritannien--Entwicklungen-Politikansatze-und-Herausforderungen.aspx>, zuletzt aktualisiert am 11.04.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Rösner, S. (2014): Windenergie in Frankreich. Zahlen, Fakten und Perspektiven. Deutsch-Französisches Büro für erneuerbare Energien. WindEnergy Hamburg. Hamburg, 25.09.2014. Online verfügbar unter

erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/Praesentationen/2014-09-25-im-hh-wind-05-dt-franz-buero.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

RWE Polska Corporate Communications (2009): RWE in Poland. Hg. v. RWE Polska. RWE Polska. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/610378/data/316928/1/rwe/responsibility/reporting/cr-reports/archive-cr-reports/RWE-Polska-Report-RWE-in-Poland.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Sahoo, S.; Shrimali, G. (2013): The effectiveness of domestic content criteria in India's Solar Mission. In: *Energy Policy* 2013, 30.07.2013 (62), S. 1470–1480. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513005971#>.

Salas, V. (2009): National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2008 July 2009. Task 1 -Exchange and dissemination of information on PV power systems. Hg. v. International Energy Agency (IEA). IEA. Madrid.

Schlaich, S. (2013): Energy Charter Treaty – Schiedsverfahren gegen den Staat Spanien auf Schadensersatz wegen Tarifikürzungen. In: *E/NEWS* 2013, 12/2013 (Dezember 2013), S. 8–9. Online verfügbar unter <http://www.roedl.de/de-DE/de/medien/publikationen/newsletter/erneuerbare-energien/Documents/Erneuerbare-Energien-1312.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Schmid, G. (2011): The development of renewable energy power in India: Which policies have been effective? In: *Energy Policy* 2012, 2011 (45), S. 317–326. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512001565#>.

Schmitt, S. (2014): VR China globaler Spitzenreiter beim Ausbau erneuerbarer Energien. Wind und Solar mit viel Schub / Kohle bleibt aber Hauptstütze der Stromversorgung. Hg. v. Germany Trade and Invest. Beijing. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1008718.html>, zuletzt aktualisiert am 09.05.2014, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Schnell, C.; Prusak, M. (2010): Erneuerbare Energien in Polen. Botschaft der Republik Polen in der Bundesrepublik Deutschland. Abteilung für Handel und Investitionen. Hg. v. Botschaft der Republik Polen in der Bundesrepublik Deutschland. Botschaft der Republik Polen in der Bundesrepublik Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter <https://berlin.trade.gov.pl/de/download/file/f,10518>.

Schreyer, Michael; Jacobs, David; Mez, Lutz (2008): ERENE - eine Europäische Gemeinschaft für Erneuerbare Energien. Eine Machbarkeitsstudie. Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung (Schriften zu Europa, 3).

Schwarzburger, H. (2014): Neue Regelungen für Sonnenkraft in Polen geplant. Hg. v. photovoltaik. photovoltaik. Online verfügbar unter http://www.photovoltaik.eu/gentner.dll/PL_30021_568237, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Sengupta, D. (2014): Indian solar installations are forecast to be approximately 1,000 MW. Hg. v. The Economic Times. Online verfügbar unter http://articles.economictimes.indiatimes.com/2014-03-25/news/48559138_1_diesel-prices-installations-mercom-capital-group, zuletzt aktualisiert am 25.03.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Shah, V.; Boorem-Phelps, J.; Min, S. (2014): 2014 Outlook: Let the Second Gold Rush begin. Hg. v. Deutsche Bank Markets Research. Deutsche Bank Markets Research. New York. Online verfügbar unter <http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/DBSolar.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Shankleman, J. (2014): India maps out 'ultra mega' solar power project. Business Green. Online verfügbar unter <http://www.businessgreen.com/bg/news/2326943/india-maps-out>

ultra-mega-solar-power-project, zuletzt aktualisiert am 05.02.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Sharan, V.; Deisenrieder, A. (2013): Renewable Energy: Market and Policy Environment in India. Hg. v. Observer Research Foundation. Observer Research Foundation. Neu Dehli. Online verfügbar unter http://www.orfonline.org/cms/export/orfonline/modules/occasionalpaper/attachments/occasionalpaper47_1384251016780.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Shreya, J. (2014): First National Wind Energy Mission to begin by mid-2014. Hg. v. The Economic Times. Online verfügbar unter http://articles.economictimes.indiatimes.com/2014-01-08/news/45991703_1_wind-sector-generation-based-incentive-wind-power, zuletzt aktualisiert am 08.01.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Shrimali, G. (2014): Wind energy auctions in India. Bharti Institute of Public Policy. Online verfügbar unter <http://blogs.isb.edu/bhartiinstitute/2014/01/13/wind-energy-auctions-in-india/>, zuletzt aktualisiert am 13.01.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Shrimali, G.; Nelson, D.; Goel, S.; Konda, C.; Kumar, R. (2013): Renewable deployment in India: Financing costs and implications for policy. In: *Energy Policy* 2013, 2013 (62), S. 28–43.

Shrimali, G.; Tirumalachetty, S.; Nelson, D. (2012): Falling Short: An Evaluation of the Indian Renewable Certificate Market. Hg. v. Climate Policy Initiative. Climate Policy Initiative. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2012/12/Falling-Short-An-Evaluation-of-the-Indian-Renewable-Certificate-Market.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Shukla, S.; Sawyer, S. (2014): Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2014. Hg. v. IRENA. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi. Online verfügbar unter <http://www.irena.org/publications/rejobs-annual-review-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Sieg, M.; Neidlein, H.-C. (2013): China verzichtet auf Strafzölle für Polysilizium aus Europa. Hg. v. PV Magazine. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/china-verzichtet-auf-strafzlle-fr-polysilizium-aus-europa_100011638/, zuletzt aktualisiert am 09.07.2013, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Siemens AG (2014): Siemens baut Offshore-Windkraft-Fabrik in Großbritannien. Unter Mitarbeit von C. Ressing. Siemens AG. Hamburg. Online verfügbar unter www.siemens.com/press/pi/EWP201403032d, zuletzt aktualisiert am 25.03.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Sills, B. (2010): Spain's Solar Deals on Edge of Bankruptcy as Subsidies Founder. Hg. v. Bloomberg Business. Bloomberg Business. New York. Online verfügbar unter <http://www.bloomberg.com/news/2010-10-18/spanish-solar-projects-on-brink-of-bankruptcy-as-subsidy-policies-founder.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Siteur, J. (2012): Rapid deployment of industrial Biogas in Thailand: Factors of Success. Case Study. Institute for Industrial Productivity. Washington. Online verfügbar unter <http://www.iipnetwork.org/IIP-10.%20BiogasCaseStudy.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Smith, A. (2014): Renewable Auction Mechanism Program. Annual Compliance Report. Public Version. San Diego Gas & Electric Company. San Diego.

Solar Energy Corporation of India (SECI) (2014): Pilot Scheme on Grid-Connected Rooftop PV-Systems. Solar Energy Corporation of India (SECI). Neu Dehli, 18.02.2014. Online verfügbar unter <http://seci.gov.in/upload/uploadfiles/files/Sh%20Rajendra%20Nimje%20-Feb%202014.pdf>.

Solar Energy Industries Association (2012): U.S.-China Trade Case. Issues and Policies. Online verfügbar unter <http://www.seia.org/policy/international-trade/us-china-trade-case>, zuletzt aktualisiert am 2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Solar Server (2013): Arizona hält am Net Metering fest ; Photovoltaik-Anlagenbetreiber müssen künftig monatliche Gebühr bezahlen. Online verfügbar unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2013/2013/kw46/arizona-haelt-am-net-metering-fest-photovoltaik-anlagenbetreiber-muessen-kuenftig-monatliche-gebuehr-bezahlen.html>, zuletzt aktualisiert am 15.11.2013, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Solar Server (2014): USA sind drittgrößter Photovoltaik-Markt der Welt: Zubau an PV-Anlagen und solarthermischen Kraftwerken 2013 betrug 4,75 Gigawatt. Online verfügbar unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2014/2014/kw10/usa-sind-drittgroesster-photovoltaik-markt-der-welt-zubau-an-pv-anlagen-und-solarthermischen-kraftwerken-2013-betrug-475-gigawatt.html>, zuletzt aktualisiert am 05.03.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Solarbuzz (2014): Solarbuzz Quarterly. April 2014. Solarbuzz. London. Online verfügbar unter <http://www.solarbuzz.com/reports/solarbuzz-quarterly>.

Solarserver (2014): Erneuerbare Energien in Polen legen 2013 um 1.100 MW zu; Photovoltaik-Zubau nur 600 kW. Hg. v. Solarserver. Solarserver. Reutlingen. Online verfügbar unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2014/2014/kw05/erneuerbare-energien-in-polen-legen-2013-um-1100-mw-zu-photovoltaik-zubau-nur-600-kw.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Southern California Edison (2014): SCE's Renewable Auction Mechanism (RAM) Forum. Southern California Edison. San Gabriel Hilton, San Gabriel, CA, 24.01.2014. Online verfügbar unter www.renewableenergyoutlook.com/wp-content/uploads/sites/190/2014/01/Presentation-RAM-Forum-1-24-14.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Spanish Renewable Energy Association; APPA (2012): Study of the Macroeconomic Impact of Renewable Energies in Spain. Hg. v. Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). APPA. Madrid. Online verfügbar unter http://www.appa.es/descargas/Study_2012_English.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Spanish Wind Energy Association (2013): Wind Power '13. AEE. Madrid. Online verfügbar unter http://www.aeeolica.org/uploads/Wind_Power_2013_AEE.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Spanish Wind Energy Association; IDAE; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (k.A.): Spanish Wind Energy Industry. Proven Efficiency. Renovables Made in Spain. Madrid.

SREC Trade (2014): Solar Markets. SREC Trade. Online verfügbar unter http://www.srectrade.com/srec_markets/introduction, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Staroscik, J. (2012): Der Markt für Erneuerbare Energien in Polen Nach 2012 und seine Perspektiven. Welche Chancen gibt es für die neuen Marktakteure. Hg. v. Switzerland Global Enterprise. Switzerland Global Enterprise. Warschau. Online verfügbar unter http://staempfli.com.pl/swisschamber/documents/brochures/Energiewirtschaft_DE.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

State of New Jersey (2011): Board order approving results of the eighth solicitation. Hg. v. State of New Jersey. Board of Public Utilities. Trenton. Online verfügbar unter http://www.njedcsolar.com/assets/files/ACE-JCP&L_Board_Order_Approving_Results_11-9-11-2C.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Statistisches Bundesamt (2015): Außenhandel. Rangfolge der Handelspartner im Außenhandel der Bundesrepublik Deutschland 2014. Wiesbaden.

Stoerring, D.; Hvelpund, F. (2003): Wind energy development as a part of Poland's industrial development. Department of Development and Planning, Aalborg University, Denmark. Aalborg.

Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) (2012a): Le livre blanc des énergies renouvelables. Des choix qui fondent notre avenir. SER. Paris.

Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) (2012b): Origines et usages de la biomasse. SER. Paris. Online verfügbar unter http://www.enr.fr/userfiles/files/Kit%20de%20communication/2010102323_SERBiomasse_complet.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Syrota, J. (2005): Avis sur le choix des offres que le ministre délégué à l'industrie envisage de retenir au terme de l'appel d'offres portant sur des centrales éoliennes terrestres. Légifrance. Online verfügbar unter <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000243153>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Teske, S.; Sawyer, S.; Pratap, A. (2012): energy [r]evolution. A Sustainable India Energy Outlook. 2. Aufl. Hg. v. Greenpeace International. Greenpeace International; DLR; European Renewable Energy Council; Global Wind Energy Council. Richmond Town Bangalore. Online verfügbar unter <http://www.greenpeace.org/india/Global/india/image/2012/Energy%20Revolution%202nd%20Edition/Energy%20%5BR%5Devolution%202nd%20edition.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Tesnière, L.; Kiriakov, V.; Bruno, F.; Urania, R.; Viganò, C.; Bechberger, M.; u.a. (2013): EU Tracking Roadmap 2013. Keeping Track of Renewable Energy Targets Towards 2020. Hg. v. European Renewable Energy Council. Keep on Track! Project. Brüssel. Online verfügbar unter http://keepontrack.eu/contents/publicationseutrackingroadmap/roadmap_finalversion3.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2015.

The Carbon Trust (2012): Enhanced Capital Allowance scheme for energy-saving technologies. A guide to equipment eligible for Enhanced Capital Allowances. Hg. v. The Carbon Trust. The Carbon Trust. London.

The National Archives (2008): Climate Change Act 2008. Chapter 27. Hg. v. The National Archives. London. Online verfügbar unter <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents>, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

The Office of Sejm (1997): The Act of 10th April 1997. The Energy Law. The Office of Sejm. Warschau. Online verfügbar unter <http://faolex.fao.org/docs/pdf/pol42753E.pdf>.

The Polish Wind Energy Association (PWEA) (2013): PWEA Position Paper on the assumptions to the auction system as a new RES support scheme in Poland. Hg. v. The Polish Wind Energy Association (PWEA). PWEA. Stetin. Online verfügbar unter <http://www.psew.pl/en/aktualnosci/204-pwea-position-paper-on-the-assumptions-to-the-auction-system-as-a-new-res-support-scheme-in-poland>.

The Statesman (2013): Cover story: Looking skyward. Hg. v. The Statesman. The Statesman. Online verfügbar unter <http://www.cseindia.org/userfiles/Solar-%20Story-1.pdf>, zuletzt aktualisiert am 08.01.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

The White House (2015): Climate Change and President Obama's Action Plan. Online verfügbar unter <https://www.whitehouse.gov/climate-change#section-clean-power-plan>, zuletzt geprüft am 05.08.2015.

Tongsopit, S. (2014): Thailand's Feed-in Tariffs for Solar Power: Calculation, Impacts, and Future Directions. Energy Research Institute, Chulalongkorn University. Energy Studies

- Institute, NUS, Singapore. Singapur, 14.02.2014. Online verfügbar unter http://www.esi.nus.edu.sg/docs/default-source/event/sopitsuda_thailandssolarfit.pdf?sfvrsn=2, zuletzt geprüft am 15.05.2015.
- Tongsopit, S.; Greacen, C. (2012): Thailand's Renewable Energy Policy: FiTs and Opportunities for International Support. Renewable and Appropriate Energy Laboratory. Berkeley. Online verfügbar unter <http://www.palangthai.org/docs/ThailandFiTtongsopit&greacen.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.
- Tongsopit, S.; Greacen, C. (2013): An assessment of Thailand's feed-in tariff program. In: *Renewable Energy* 2013, 14.06.2013 (60), S. 439–445. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113002826>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.
- Tsao Shigekawa, J.; Templeton, J. (2014): Southern California Edison Company's (U338-E) First Compliance Report on the Renewable Auction Mechanism Program. Public Version. Southern California Edison Company. Rosemead.
- U.S. Agency for International Development (USAID); Government of India (2013): Partnership to Advance Clean Energy – deployment (PACE-D) Technical assistance program. Financing renewable energy in India: A review of current status and recommendations for innovative mechanisms. Hg. v. USAID. USAID; Government of India. Washington. Online verfügbar unter <http://www.pace-d.com/wp-content/uploads/2013/10/RE-Finance-Report.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- U.S. Department of Energy (2007): Renewable Energy Production Incentive. Energy Efficiency and Renewable Energy. Online verfügbar unter <http://apps1.eere.energy.gov/repil/>, zuletzt aktualisiert am 19.03.2007, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- U.S. Department of Energy (2011): Quick Guide: Power Purchase Agreements. Hg. v. EERE Information Center. Federal Energy Management Program. Washington. Online verfügbar unter http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/ppa_guide.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- U.S. Department of Energy (2012): Final Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS) for Solar Energy Development in Six Southwestern States. Executive Summary. Hg. v. U.S. Department of Energy. Bureau of Land Management. Washington. Online verfügbar unter http://www.solareis.anl.gov/documents/fpeis/Solar_FPEIS_ExecutiveSummary.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013a): Annual Energy Outlook 2014. with projections to 2040. Early Release. Hg. v. EIA. EIA. Washington. Online verfügbar unter <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013b): India's economic growth is driving its energy consumption. Hg. v. EIA. U.S. Department of Energy. Online verfügbar unter <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10611#>, zuletzt aktualisiert am 01.04.2013, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- U.S. Environmental Protection Agency (2008): Renewable Energy Certificates. EPA Green Power Partnership. Washington. Online verfügbar unter http://www.epa.gov/greenpower/documents/gpp_basics-recs.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- U.S. Environmental Protection Agency (2014): Voluntary and Mandatory Markets. EPA. Online verfügbar unter <http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/markets.htm>, zuletzt aktualisiert am 15.04.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Ullmann, H. (2009): Polen setzt auf Grün. Erneuerbare Energien gewinnen in Polen an Bedeutung. In: *Sonnenergie* 2009, 2009 (Januar-Februar 2009), S. 65–69. Online verfügbar

unter http://www.sonnenenergie.de/sonnenenergie-redaktion/SE-2009-01/Layout-fertig/PDF/Einzelartikel/SE-2009-01-s065-International-EE_Polen.pdf.

UN COMTRADE Database (2014a): Photosensitive/photovoltaic/LED semiconductor devices. HS 854140. Online verfügbar unter <http://comtrade.un.org/db/dqBasicQueryResultsd.aspx?action=print&px=HS&cc=854140&r=764&p=0&rg=1&y=2014,2013,2012,2011,2010&so=8>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

UN COMTRADE Database (2014b): Wind-powered electric generating assets. HS 850231. Online verfügbar unter comtrade.un.org/db/dqBasicQueryResultsd.aspx?action=print&px=HS&cc=850231&r=764&p=0&rg=1&y=2014,2013,2012,2011,2010&so=8, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

UNEP (2014): South-South Trade in Renewable Energy. A Trade Flow Analysis of Selected Environmental Goods. Hg. v. UNEP. Division of Technology, Industry and Environment. Châtelaine, Genf.

UNFCCC (Hg.) (2015): Distribution of CERs issued by Host Party. Online verfügbar unter http://cdm.unfccc.int/Statistics/Public/files/201506/cers_iss_byHost.pdf.

Union of Concerned Scientists (2010): National Renewable Electricity Standard Campaign. Union of Concerned Scientists. Cambridge.

Union of Concerned Scientists (2013): How Renewable Electricity Standards Deliver Economic Benefits. Hg. v. Union of Concerned Scientists. Union of Concerned Scientists. Cambridge. Online verfügbar unter http://www.ucsusa.org/assets/documents/clean_energy/Renewable-Electricity-Standards-Deliver-Economic-Benefits.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

van der Linden, N.; Uyterlinde, M.; Christiaan Vrolijk, L.; Khan, J.; Åstrand, K.; Ericsson, K.; Wisser, R. (2005): Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms. LBNL. Berkeley. Online verfügbar unter <http://emp.lbl.gov/publications/review-international-experience-renewable-energy-obligation-support-mechanisms>.

Vernier, R.; Laplaige, P.; Desplan, A.; Boissavy, C. (2013): Geothermal Energy Use, country Update for France. European Geothermal Congress 2013. Orleans.

Vogt, I.; Döing, M. (2012): Effizienz der Offshore-Windkraft. Effizienz der Standortpositionierung von Offshore-Windkraftanlagen im europäischen Markt. Hg. v. EcoProg GmbH. EcoProg GmbH. Köln. Online verfügbar unter http://www.ecoprogram.com/fileadmin/user_upload/Pro-Bono-Untersuchungen/Pro-Bono-Untersuchung_Offshore-Windkraft_ecoprogram.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.

Walter, A. (2011): Windkraftfirma Enercon. Abfuhr in Indien. Der Tagesspiegel. Online verfügbar unter <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/windkraftfirma-enercon-abfuhr-in-indien/4031924.html>, zuletzt aktualisiert am 07.04.2011, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Wandler, R. (2014): Atomkraft, ja bitte! Energiepolitik in Spanien. Hg. v. taz.de. Madrid. Online verfügbar unter <http://www.taz.de/!131987/>, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

Wang, X.; Barroso, L.; Elizondo, G. (2014): Promoting Renewable Energy through Auctions : The Case of China. Hg. v. World Bank. Open Knowledge Repository. Washington. Online verfügbar unter <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/18676>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Wang, Z.; Tao, Y. (2011): The Tariff Determination of Chinese Wind Power: Practices in Wind Power Tendering Schemes. China National Renewable Energy Centre. Beijing.

Warren, B.; Forer, G. (2014): RECAI. Renewable energy country attractiveness index. Hg. v. Ernst&Young. Ernst&Young. London. Online verfügbar unter

[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/RECAI_40_-_February_2014/\\$FILE/EY_RECAI%2040_Feb%202014.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/RECAI_40_-_February_2014/$FILE/EY_RECAI%2040_Feb%202014.pdf), zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Weber, T. (2014): Die moderne Windkraft der USA. Kommentar. Hg. v. ErneuerbareEnergien.de. Erneuerbare Energien - Das Magazin. Online verfügbar unter <http://www.erneuerbareenergien.de/die-moderne-windkraft-der-usa/150/434/80082/>, zuletzt aktualisiert am 03.07.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Weltbank (k.A.): REToolKit Case Study. Small Power Producers in Thailand. The World Bank. Bangkok. Online verfügbar unter <http://siteresources.worldbank.org/EXTRENENERGYTK/Resources/5138246-1238175210723/Thailand0Small0Power0Producer0Program0.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2015.

Weltbank (2015): Net Energy Imports. Online verfügbar unter <http://data.worldbank.org/indicator/EG.IMP.CON.S.ZS>, zuletzt geprüft am 04.08.2015.

Westenberger, A. (2013): Indien beginnt zweite Phase der National Solar Mission. New Delhi. 750 MW an Photovoltaikprojekten geplant / Neue Local-Content-Vorgaben. Unter Mitarbeit von W. Knipp. Germany Trade and Invest. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=915442.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Westenberger, A. (2014): Indiens Stromerzeugung setzt stärker auf Sonne und Wind. Ambitionierte Pläne für erneuerbare Energien / Engpässe bremsen Ausbau konventioneller Kraftwerke. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Neu Dehli. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1008732.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

Wetzel, D. (2012): Deutschen Solarfirmen droht Handelskrieg mit China. Hg. v. Die Welt Online. Online verfügbar unter <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article108702066/Deutschen-Solarfirmen-droht-Handelskrieg-mit-China.html>, zuletzt aktualisiert am 20.08.2012, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Wiekert, M. (2014): Obama-Regierung macht Ernst mit der Emissionsbegrenzung im Stromsektor. Umweltbehörde legt CO2-Plan für bestehenden Kraftwerkspark vor/ Bundesstaaten sollen individuelle Reduktionsziele erhalten. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Washington D.C. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1043290.html>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Wiekert, M.; Höflinger, O. (2014): US-Schiefergasboom sorgt für Energiewende auf amerikanische Art. Nachhaltige Energietechnologien bleiben trotzdem weiter stark gefragt / Schärfere Auflagen für Kohlekraftwerke. Germany Trade and Invest. Washington D.C. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1008830.html>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Willis, B. (2014): WTO: US solar duties broke trade rules. Hg. v. PV Tech. Online verfügbar unter http://www.pv-tech.org/news/wto_us_solar_duties_broke_trade_rules, zuletzt aktualisiert am 15.07.2014, zuletzt geprüft am 14.05.2015.

Windkraft-Journal (2014): Frankreich bewilligt über 30 Photovoltaikprojekte mit Innotech Solar Modulen. Hg. v. Windkraft-Journal. Oldenbüttel. Online verfügbar unter <http://www.windkraft-journal.de/2014/03/13/frankreich-bewilligt-ueber-30-photovoltaikprojekte-mit-innotech-solar-modulen/>, zuletzt aktualisiert am 13.03.2014, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

- Winkel, T.; Rathmann, M.; Ragwitz, M.; Steinhilber, S.; Winkler, J.; Resch, G. et al. (2011): Renewable Energy Policy Country Profiles. Hg. v. ECOFYS. ECOFYS; Fraunhofer ISI; EEG; Lithuanian Energy Institute (LEI). Berlin. Online verfügbar unter http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_re-shaping_country_profiles_2011.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
- Winkler, J. (2010): China – Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. eine kurze Übersicht. Hg. v. Bayern Innovativ GmbH. Cluster Energietechnik. Nürnberg. Online verfügbar unter <http://www.bayern-innovativ.de/cluster-energietechnik/studien/china.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Wiser, R. (2002): The U.K. NFFO and Ireland AER Competitive Bidding Systems. Case Studies of State Support for Renewable Energy. Electricity Markets and Policy Group. Berkeley. Online verfügbar unter <http://emp.lbl.gov/publications/uk-nffo-and-ireland-aer-competitive-bidding-systems>, zuletzt geprüft am 11.05.2015.
- Wiser, R.; Bolinger, M. (2013): 2012 Wind Technologies Market Report. Hg. v. U.S. Department of Energy. Lawrence Berkeley National Laboratory. Washington. Online verfügbar unter <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6356e.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- World of Solar Thermal (2013): Rooftop Solar India. World of Solar Thermal. London.
- Wozniak, M. (2014): Polen investiert Milliarden in Kohlekraftwerke. Durch Kooperationen mit Großabnehmern sollen wirtschaftliche Risiken verringert werden. Unter Mitarbeit von S. Bujanowski. Hg. v. Germany Trade and Invest. Germany Trade and Invest. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=971206.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Wutzler, M. (2013): Solarenergie. Zielmarktanalyse USA 2014 mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. German American Chamber of Commerce. AHK USA. San Francisco. Online verfügbar unter https://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_usa_westen_2014_solar.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Zachowska, M.; Kingsbury, A.; Kobuszynska, M. (2012): Renewable Energy and Bio-fuel Situation in Poland. Hg. v. Global Agriculture Information Network. Global Agriculture Information Network. Warschau. Online verfügbar unter <http://www.newbio.psu.edu/Pubs/gain-fas-usda-poland.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Zane Binda, E. (2013): Electricity Promotion in Spain. Hg. v. RES Legal. RES Legal. Berlin.
- Zatorski, M.; Kubas, M. (2014): Stand und Entwicklungen in der Aus- und Weiterbildung im Bereich Erneuerbare Energien in Polen – beispielhafte Transnationale Kooperationspotenziale. Akademia Przedsiębiorczości ap. Starachowice, 31.03.2014. Online verfügbar unter http://www.fbb.de/fileadmin/Veranstaltungen/140331_Quali.EE_Abschlussstagung/140331_Hr.Zatorski_Fr.Kubas_Quali.EE_Abschlussveranstaltung.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2015.
- Zeng, K. (2014): Domestic Politics and U.S.-China Trade Disputes over Renewable Energy. Hg. v. EAI. The East Asia Institute (EAI). Seoul. Online verfügbar unter <http://www.isn.ethz.ch/Digital-Library/Publications/Detail/?ots591=0c54e3b3-1e9c-be1e-2c24-a6a8c7060233&lng=en&id=181220>, zuletzt geprüft am 14.05.2015.
- Zhang, S.; Andrews-Speed, P.; Zhao, X.; He, Y. (2013): Interactions between renewable energy policy and renewable energy industrial policy: A critical analysis of China's policy approach to renewable energies. In: *Energy Policy* 2013, 15.08.2013 (62), S. 342–353. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513007064#>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Zhao, Z.; Zuo, J.; Fan, L.; Zillante, G. (2011): Impacts of renewable energy regulations on the structure of power generation in China – a critical analysis. In: *Renewable Energy 2011* 2011, 2011 (01/2011), S. 24–30.