

## **Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik**

Tilmann Rave, Ursula Triebswetter, Johann Wackerbauer

---

### **Studien zum deutschen Innovationssystem Nr. 10-2013**

---

Ifo Institut – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung  
an der Universität München

Februar 2013

Diese Studie wurde im Auftrag der Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI) erstellt. Die Ergebnisse und Interpretationen liegen in der alleinigen Verantwortung der durchführenden Institute. Die EFI hat auf die Abfassung des Berichts keinen Einfluss genommen.

Studien zum deutschen Innovationssystem  
Nr. 10-2013  
ISSN 1613-4338

Herausgeber:  
Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI)  
Geschäftsstelle:  
c/o Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft  
Pariser Platz 6  
10117 Berlin  
[www.e-fi.de](http://www.e-fi.de)

Alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie die Übersetzung, vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (durch Fotokopie, Mikrofilm oder ein anderes Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung der EFI oder der Institute reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

**Projektteam:**  
Dr. Tilmann Rave (Projektleitung)  
Dr. Ursula Triebswetter  
Dr. Johann Wackerbauer

**Kontakt und weitere Information:**  
Dr. Tilmann Rave  
ifo Institut – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München  
Bereich Energie, Umwelt und erschöpfbare Ressourcen  
Poschingerstr. 5, D-81679 München, Germany  
Tel.: +49-89-9224-1365 , Fax: +49-89-985369  
e-mail: rave@ifo.de

Inhalt

0.	Kurzfassung .....	10
1.	Einleitung und Überblick.....	28
	1.1 Hintergrund und Zielsetzung .....	28
	1.2 Begriffliche und konzeptionelle Grundlagen.....	32
	1.3 Vorgehensweise.....	36
2.	Genese der Politikfelder und Bestandsaufnahme .....	38
	2.1 Innovationspolitik .....	39
	2.1.1 Grundlagen und generelle Entwicklungstrends .....	39
	2.1.2 Entwicklungsphasen der Innovationspolitik.....	41
	2.1.3 Aktuelle Entwicklungen der Innovations- und Energieforschungspolitik .....	45
	2.1.4 Entwicklung und Bedeutung der Energieforschung: empirische Trends .....	50
	2.1.4.1 Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Wissenschaft .....	50
	2.1.4.2 Öffentlich geförderter Maßnahmen der Projektförderung gemäß Förderkatalog .....	59
	2.1.4.3 Sonstige Indikatoren .....	61
	2.1.5 Energieforschung in Hochschulen und außeruniversitären Einrichtungen.....	64
	2.1.5.1 Einrichtungsspezifische FuE-Ausgaben in außeruniversitären Forschungseinrichtungen .....	65
	2.1.5.2 Forschung und Ausbildung im Energie- und Umweltbereich in Hochschulen .....	69
	2.1.5.3 Einrichtungsspezifische FuE- Vorhaben nach der Datenbank UFORDAT .....	70
	2.1.5.4 Internationaler Vergleich deutscher Forschungsleistungen in Energie- und Umweltbereich.....	73
	2.1.6 Zwischenfazit.....	75
	2.2 Energie- und Umweltpolitik .....	76
	2.2.1 Grundlagen und generelle Entwicklungstrends .....	76
	2.2.2 Die Entwicklung der Energie- und energiebezogenen Umweltpolitik .....	79
	2.2.2.1 Ursprünge der Energiepolitik .....	79
	2.2.2.2 Die Energiepolitik bis Mitte der 1970er Jahre .....	80
	2.2.2.3 Die Entstehung der Umweltpolitik und ihr Bezug zur Energiepolitik und – wirtschaft bis 1990.....	82
	2.2.2.4 Die Energiepolitik in den 1990er und 2000er Jahren im Zeichen von Klimaschutz, erneuerbaren Energien und Energiemarktliberalisierung .....	83
	2.2.2.4.1 Klimapolitik und erste klimapolitische Instrumente.....	84
	2.2.2.4.2 Instrumente zum Einsatz erneuerbarer Energien im Strommarkt .....	85
	2.2.2.4.3 Die ökologische Steuerreform als sektorübergreifendes Instrument zur Energieeinsparung .....	87
	2.2.2.4.4 Instrumente zum Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.....	88

2.2.2.4.5 Weitere Instrumente zur Förderung von Energieeffizienz und Energieeinsparung .....	89
2.2.2.4.6 Die deutsche Energiepolitik im Zeichen zunehmender Europäisierung .....	92
2.2.3 Aktuelle Entwicklungen .....	97
2.2.3.1 Internationale Klimapolitik.....	97
2.2.3.2 Europäischer Vorgaben .....	97
2.2.3.3 Entwicklungen in Deutschland .....	99
2.2.3.3.1 Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien .....	100
2.2.3.3.2 Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz .....	105
2.2.3.3.3 Maßnahmen zur besseren Abstimmung von Energieangebot und Energienachfrage.....	108
2.2.4 Zwischenfazit .....	116
3. Der Policy-mix von Innovationspolitik und Energie-/ Umweltpolitik: Allgemeiner Rahmen und Erkenntnisse aus der ökonomischen Theorie .....	120
3.1 Einleitung.....	120
3.2 Grundlagen, Möglichkeiten und Schwierigkeiten der Bewertung von Policy-mixes.....	121
3.2.1 Kriterien zur Bewertung von Politikmaßnahmen.....	121
3.2.2 Policy-mixes und ökonomische Theorie .....	124
3.3 Zur allgemeinen Begründung von Policy-mixes bei Umweltinnovationen.....	128
3.4 Zwischenfazit.....	132
4. Der Policy-mix von Innovationspolitik und Energie-/ Umweltpolitik: Begründungen und Interaktionen in ausgewählten Handlungsfeldern im deutschen und europäischen Kontext .....	133
4.1 Emissionshandelssystem und Förderung erneuerbarer Energien .....	134
4.1.1 Abbau von Marktversagenstatbeständen durch den europäischen Emissionshandel .....	134
4.1.2 Abbau von Marktversagenstatbeständen durch die Förderung erneuerbarer Energien.....	138
4.1.3 Abbau von Marktversagenstatbeständen durch die weitere Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) .....	145
4.1.4 Interaktion der Instrumente .....	152
4.1.4.1 Gegebene und bindende CO <sub>2</sub> -Obergrenze .....	153
4.1.4.2 Nicht-bindende oder variable CO <sub>2</sub> -Obergrenze.....	156
4.1.5 Reformansätze .....	158
4.1.5.1 Emissionshandelssystem.....	158
4.1.5.2 Förderung erneuerbarer Energien .....	161
4.1.5.2.1 Verlagerung von der Diffusionsförderung zur FuE-Förderung .....	161
4.1.5.2.2 Reformen innerhalb der Diffusionsförderung.....	164

4.2 Förderung erneuerbarer Energien für den Strommarkt im Lichte der angestrebten Transformation des Energiesystems .....	172
4.2.1 Einleitung .....	172
4.2.2 Aus- und Umbau der Stromnetze und alternative Möglichkeiten des Umgangs mit kapazitätsbedingten Engpässen .....	174
4.2.2.1 Ausgangslage und Handlungsmöglichkeiten.....	174
4.2.2.2 Aus- und Umbau der Stromnetze .....	177
4.2.2.2.1 Marktversagen im Bereich der Stromnetze und Regulierungsbedarf .....	177
4.2.2.2.2 Bestehendes Instrumentarium zur Sicherung des Netzausbau und -umbaus .....	178
4.2.2.2.3 Interaktion von Instrumenten angesichts des Netzausbau und -umbaubedarfs .....	180
4.2.2.3 Bestehendes Instrumentarium und bestehende Hemmnisse zum Engpass- management und zur besseren Netznutzung.....	184
4.2.2.4 Nachfrageseitige Maßnahmen und Stromspeicher .....	186
4.2.3 Marktdesign und Marktintegration.....	188
4.2.3.1 Marktversagen und institutionelle Barrieren .....	191
4.2.3.2 Kapazitätsmechanismen und potenzielle Interaktionseffekte .....	192
4.2.3.3 Alternativen zu Kapazitätsmechanismen bzw. indirekte Kapazitätsmechanismen .....	195
4.2.4 Reformansätze .....	197
4.2.4.1 Anreize zum Netzausbau und -umbau .....	197
4.2.4.2 Verbesserung des Engpassmanagements.....	199
4.2.4.3 Nachfrageseitige Maßnahmen und Stromspeicher .....	203
4.2.4.4 Marktdesign und Marktintegration .....	204
4.3 Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudebereich .....	209
4.3.1 Ausgangslage.....	210
4.3.2 Marktversagen, Marktbarrieren und politische Instrumentierung .....	216
4.3.2.1 Internalisierung externer Kosten und politische Instrumente .....	216
4.3.2.2 Die Energieeffizienzlücke und politische Maßnahmen .....	220
4.3.3 Einige Interaktionen zwischen Zielen und Instrumenten .....	225
4.3.4 Reformansätze .....	229
5. Energie-/ Umweltinnovationen, internationaler Technologietransfer und Wettbewerbsfähigkeit .....	239
5.1 Einleitung.....	239
5.2 Globale Märkte und Wettbewerbsfähigkeit bei Umwelt- und Klimaschutzgütern.....	240
5.2.1 Die Diskussion um die globalen Märkte für Umwelt – und Klimaschutzgüter.....	240
5.2.2 Statistik der Waren und Dienstleistungen für den Umweltschutz des Statistisches Bundesamtes.....	241

5.2.3 Der produktionswirtschaftliche Ansatz des Niedersächsischen Instituts für Wirtschaftsforschung zur Ermittlung der Außenhandelsposition verschiedener Länder bei Umwelt- und Klimaschutzgütern.....	243
5.2.4 Von Welthandelsanteilen zu Spezialisierungskennziffern .....	246
5.2.5 Gegenüberstellung von Patenten und Exporttätigkeit .....	249
5.2.6 Weltmarktanteile bei subventioniertem Wettbewerb .....	250
5.2.7 Möglichkeiten der Exportförderung für Klimaschutztechnologien.....	255
5.2.8 Zusammenfassung und abschließende Bemerkungen .....	256
5.3 Einzelne Aspekte des (vorwiegend) nicht-marktgebundenen internationalen Technologietransfers bei Energietechnologien.....	257
5.3.1 Patentstudien .....	257
5.3.2 Rahmenbedingungen und Beispiele des internationalen Technologietransfers .....	259
6. Ausgewählte institutionelle und organisatorische Aspekte der Politikkoordination .....	261
6.1 Einleitung und Ausgangslage .....	261
6.2 Verwaltungswissenschaftliche Überlegungen zu Ressortzuschnitt und Ressortstruktur.....	264
6.3 Ausländische Erfahrungen zu Energie- und Klimaministerien .....	266
6.4 Fazit .....	271
7. Fazit.....	273
Literaturverzeichnis.....	277

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Öffentliche FuE Ausgaben ausgewählter Länder für Energieforschung anteilig zu den Gesamtausgaben für zivile Forschung .....	52
Abbildung 2.2: Öffentliche FuE Ausgaben ausgewählter Länder für Energieforschung absolut in Mio. €.....	52
Abbildung 2.3: Anteil des Förderbereichs Energieforschung und Energietechnologie an allen zivilen Ausgaben des Bundes für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung .....	54
Abbildung 2.4: Prozentuale Bedeutung der Bereiche der Energieforschung im Zeitablauf gemäß der gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration für Gesamtdeutschland (Preise und Wechselkurse für 2010) .....	55
Abbildung 2.5: Gesamtausgaben des Bundes für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung im Förderschwerpunkt Energieforschung und Energietechnologie in Mio. € .....	56
Abbildung 2.6: Entwicklung der gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration für mehrere Länder im Bereich erneuerbare Energien.....	57
Abbildung 2.7: Anteile der Ministerien an den gesamten Energieforschungsausgaben .....	58
Abbildung 2.8: Anteile der Ministerien an den projektbezogenen Energieforschungsausgaben .....	59
Abbildung 2.9: Aufteilung der energiebezogenen Projektförderung des Bundes (Projekte in %).....	60
Abbildung 2.10: Aufteilung der energiebezogenen Projektförderung des Bundes (Etatanteil %).....	60
Abbildung 2.11: Wachstum von Patenten bei erneuerbaren Energien im Vergleich zu allen Patenten in verschiedenen Weltregionen (Index 1990=100, EPO Anmeldungen, nach Land des Erfinders und Anmeldedatum) .....	62
Abbildung 2.12: Entwicklung der Zahl von Patente in Deutschland im Bereich erneuerbarer Energien (EPO Anmeldungen, nach Land des Erfinders und Anmeldedatum, gleitende 3-Jahresdurchschnitte) .....	64
Abbildung 2.13: Aufwendungen und Investitionen nach Forschungseinrichtung ISE, UMSICHT und IWES der FhG in T€.....	66
Abbildung 2.14: Die Struktur des Forschungsbereichs ENERGIE in der Helmholtz-Gemeinschaft (grundfinanzierte Kosten 2005 – 2010) .....	68
Abbildung 2.15: Prozentuale Aufteilung der Studiengänge zu erneuerbaren Energien auf Universitäten und Fachhochschulen .....	70
Abbildung 2.16: Anzahl energiebezogener Forschungsvorhaben nach durchführender Einrichtung.....	72
Abbildung 2.17: Summe öffentlicher Fördermittel energiebezogener Forschungsvorhaben nach durchführender Einrichtung (gleitende drei Jahresdurchschnitte, in €).....	72
Abbildung 2.18: Anzahl aller wissenschaftlichen Publikationen nach Ländern .....	74

Abbildung 2.19: Anzahl energierelevanter wissenschaftlichen Publikationen nach Ländern.....	74
Abbildung 4.1: Stilisierter Ablauf eines Grünstromzertifikatesystems .....	168
Abbildung 5.1: Welthandelsanteile der Anbieter von potenziellen Umweltschutzwerten (Anteil der Ausfuhren eines Landes an den Weltausfuhren in%) .....	244
Abbildung 5.2: Welthandelsanteile der Anbieter von potenziellen Klimaschutzwerten .....	245
Abbildung 5.3: Entwicklung der Welthandelsanteile der wichtigsten Exportländer im Handlungsfeld Energieeffizienz .....	247
Abbildung 5.4: RCA-Werte der wichtigsten Exportländer für die Produktgruppe .....	248
Abbildung 5.5: RCA 2007 und durchschnittliche Veränderungsrate des RCA für EU-27, BRIC- Staaten, Japan und Vereinigte Staaten.....	249
Abbildung 5.6: Literatur-, Patent- und Welthandelsanteil bei Erneuerbare-Energien- Technologien im Jahr 2007 .....	250
Abbildung 5.7: Jährlich installierte Photovoltaik-Kapazität nach Ländern.....	252
Abbildung 5.8: Jährliche Photovoltaik-Produktion nach Ländern .....	253
Abbildung 5.9: Weltweit installierte Windkraft-Kapazität nach Ländern.....	254
Abbildung 5.10: Weltmarktanteile der weltweit größten Windturbinen-Hersteller 2011 .....	255

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Überblick über die Energieforschung in der Helmholtz-Gemeinschaft .....	67
Tabelle 2.2: Quantifizierte klimapolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung.....	100
Tabelle 2.3: Relative Förderausgaben und Anteile der geförderten Elektrizität .....	104
Tabelle 4.1: Typische Lernraten in weltweiten Studien zu erneuerbaren Energietechnologien .....	141
Tabelle 4.2: Schätzung der volkswirtschaftlichen CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in €/tCO <sub>2</sub> für die erneuerbare Stromerzeugung .....	149
Tabelle 4.3: Verhältnis zwischen Forschungsförderung und Förderung der Marktentwicklung bei erneuerbaren Energien in Deutschland in Mio. €.....	162
Tabelle 4.4: Klimapolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung mit Gebäudebezug.....	213
Tabelle 4.5: Mineralöl- und Ökosteuersätze nach Energieträgern .....	217
Tabelle 5.1: Umsatz (Mrd. €) und Exportquote bei Umwelt- und Klimaschutzwerten 2010 .....	243
Tabelle 6.1: Überblick über Zuständigkeiten der Bundesministerien in der Klima- und Energiepolitik.....	262

## **Übersichtenverzeichnis**

Übersicht 6.1: Einige Meilensteine der jüngeren britischen Klima- und Energiepolitik..... 262

Übersicht 6.2: Einige Meilensteine der jüngeren dänischen Klima- und Energiepolitik ..... 262

## **0. Kurzfassung**

### **Untersuchungsgegenstand, -ziel und -methodik**

- (1) Die vorliegende Studie untersucht das Zusammenspiel von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik und der dort verwendeten Politikinstrumente. Vor dem Hintergrund der angestrebten Transformation des Energiesystems in Deutschland, den damit verfolgten politischen Zielen und den veränderten politischen Handlungs- und Rahmenbedingungen ist ein erhebliches Maß an Koordination erforderlich. Ansonsten können politische Ziele leicht verfehlt bzw. konterkariert werden, unnötige Kosten entstehen oder andere unerwünschte Nebenwirkungen wie ungünstige Verteilungswirkungen hervorgerufen werden.
- (2) Koordination findet in verschiedenen Formen und auf verschiedenen Ebenen statt. Prinzipiell stellen aus ökonomischer Sicht wettbewerblich organisierte Märkte eine leistungsfähige Form dezentraler Koordination eigeninteressierter Handlungen dar. Bei Vorliegen von Externalitäten und anderen Marktmängeln wie im Kontext der hier untersuchten Politikfelder kann die Koordinationsleistung von Märkten durch klare, auf Marktversagen ausgerichtete politische Zielvorgaben und marktähnliche Instrumente (wie Steuern und Zertifikate) ergänzt werden. Bei einem Zusammenwirken von Marktversagenstatbeständen und der Interaktion von verschiedenen politischen Zielen und Instrumenten im Policy-mix ergibt sich allerdings i.d.R. ein erhöhter Koordinations- und Abstimmungsbedarf. Die Betrachtung derartiger Kumulations- und Interaktionseffekte im Spannungsfeld von ökonomischer und politischer Rationalität ist wesentlicher Gegenstand dieser Studie. Aus politikwissenschaftlicher Sicht wird Politikkoordination direkt und i.d.R. ohne Verweis auf die Koordinationsleistung von Märkten betrachtet. Allerdings gibt es bezüglich der verschiedenen dort thematisierten Koordinationsformen und –modi (z.B. innerhalb der Verwaltung) nur wenig empirisch belastbares und zugleich aktuelles Untersuchungsmaterial, so dass diese Formen der Politikkoordination weniger stark beleuchtet werden können.
- (3) Die vorliegende Untersuchung basiert auf einer Literatur- und Dokumentenanalyse und bietet ergänzend einige deskriptiv-statistische Auswertungen. Eine zusätzliche empirische Analyse von (fast immer komplexen) Policy-mixes in bestimmten Handlungsfeldern bzw. Teilbereichen ist in dem vergleichsweise engen Rahmen dieser Studie dagegen nicht möglich gewesen. Die Studie bewegt sich aufgrund der gewissen Einseitigkeit disziplinärer Forschungstraditionen, der noch jungen und heterogenen empirischen Policy-mix Forschung und der politischen Sensibilität der Thematik auf schwierigem und politisch aufgeladenem Terrain. Vor diesem Hintergrund sind auch die Analysen und Reformempfehlungen in der Literatur nicht selten widersprüchlich. Angesichts dessen konzentriert sich diese Studie vor allem auf Literaturquellen, die ihre Reformempfehlungen als ein Beitrag zu mehr ökonomischer Effizienz verstehen. Dahinter steht die Einschätzung, dass die derzeitige Energie- und Umweltpolitik das Effizienzkriterium gegenüber dem Kriterium der Effektivität oder dem Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit relativ vernachlässigt. Zugleich richtet sich der Blick aber verstärkt auch auf solche Reformempfehlungen, die unter den vorherrschenden politischen und institutionellen Rahmenbedingungen oder zumindest in einem überschaubaren Zeitraum machbar erscheinen. Gegenüber zum Teil sehr abstrakten Effizienzbetrachtungen richtet sich der Blick also auf die Voraussetzungen und Folgen erfolgreicher Implementation ausgehend vom Status-quo.

## **Genese und Bestandsaufnahme der Politikfelder**

(4) Die heutige Innovationspolitik hat sich in den letzten 30 Jahren aus der traditionellen Forschungs- und Technologiepolitik herausentwickelt, wobei letztere weiterhin noch ihr Kernbestandteil ist. Seit den 1960er Jahren hat die F&T-Politik neben der Gestaltung der Rahmenbedingungen für Innovationen (Forschungsinfrastruktur, Patentschutz u.ä.) stets einen sog. missionsorientierten Ansatz verfolgt, der auf die Förderung spezifischer Technologien bzw. Technologiebereiche setzt. Die Schwerpunkte haben sich im Laufe der Zeit gewandelt; lagen sie zunächst bei Großtechnologien (Kerntechnik, Weltraumforschung) kamen später andere Schlüsseltechnologien und Leitprojekte hinzu. Seit den 1970er Jahren hat langsam eine soziale und ökologische Komponente in der FuT-Förderung Einzug gehalten (Umwelttechnologien, Gesundheits- und Vorsorgeforschung u.ä.). Trotz sich wandelnder politischer Prioritäten haben Großtechnologien und Großforschungseinrichtungen allerdings auch nach ihrer „Blüte“ noch einen erheblichen Anteil staatlicher F&T-Mittel absorbiert.

(5) Die Innovationspolitik hat im Laufe der Jahre ihren Aktionsradius erheblich verbreitert, wobei zum Teil der Steuerungsanspruch zurückgenommen wurde (etwa in Cluster- und Netzwerkansätzen) und zum Teil auf spezifische gesellschaftliche und globale Problemlagen gerichtet wurde. Ebenso ist es zu einer Vertiefung der Innovationspolitik gekommen, die ihren Ausdruck in neuen Formen der Politikintervention findet (etwa über die staatliche Beschaffung bzw. weiteren Sinn über die sog. nachfrageorientierte Innovationspolitik). Gegenüber einem zunächst linearen setzt sich auch zunehmend ein Innovationsverständnis durch, das auf Interaktionen und Rückkopplungen im Innovationsprozess und politikfeldübergreifende Koordinations- und Abstimmungsprozesse gerichtet ist. Heute weist Innovationspolitik teilweise den Charakter einer Meta-policy auf, ist sie doch zur Durchsetzung ihrer Ziele zunehmend auf die horizontale Koordination mit anderen institutionell verfassten Politikfeldern (wie u.a. der Energie- und Umweltpolitik) angewiesen, die selbst Einfluss auf Innovationsprozesse nehmen.

(6) Jenseits der Förderung der Kerntechnik hat die Energieforschungspolitik lange Zeit keine bzw. eher punktuell eine herausgehobene Stellung in der F&T-Politik gespielt. Einen eigenen Stellenwert hat sie in den Energieforschungsprogrammen erhalten, die Ende der 1970er Jahre als Ergebnis von Krisen (Ölkrisse, Versorgungskrise, Tschernobyl) und veränderten gesellschaftlichen Rahmenbedingungen entstanden sind. Ihre primäre Rolle war es, die Energiepolitik und auch die Umweltpolitik zu unterstützen. In den letzten Jahren ist die Energieforschungspolitik zu einem „wesentlichen strategischen Element“ der Energie- und Klimapolitik geworden. Zwar deutet sich bei einem Blick auf das Finanzvolumen erst am aktuellen Rand wieder ein höherer Anteil an den gesamten FuE-Ausgaben für zivile Forschung an (bei tendenziell abnehmender Nuklearenergieforschungsförderung). Seit längerem schon hat die Forschung zu Gunsten erneuerbarer Energien und - schon mit Abstand - der Energieeffizienz eine wachsende finanzielle und innovationspolitische Bedeutung. Gegenüber Ländern wie Frankreich, Großbritannien und den USA und auch im EU-Durchschnitt weisen die Wachstumsraten in Deutschland allerdings insbesondere seit den späten 1990er Jahren eine unterdurchschnittliche Dynamik auf. Hinzu getreten sind erst jüngst die Bereiche Netze, Speicher und Fragen der energiewirtschaftlichen Systemintegration und -steuerung.

(7) Energietechnologien sind von herausgehobener Bedeutung bei den allgemeinen Bemühungen der Forschungs- und Innovationspolitik Deutschland auf die „großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts“ und auf die globalen Leitmärkte auszurichten. Von dieser Ausrichtung werden nicht zuletzt wirtschaftliche Chancen für deutsche Unternehmen erwartet. Gemäß des gestiegenen Stellenwert des Energie- und Klimathemas finden sich Bezüge dazu in zentralen innovationspolitischen Dokumenten der Bundesregierung, die jeweils über mehrere Ressorts koordiniert werden (High-Tech Strategie, Energieforschungsprogramm). Eine wachsende Bedeutung

in der FuT-Politik nehmen schließlich – gerade bei umwelt- und energiepolitischen Themen – Dialog- und Kommunikationsprozesse und generell Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz ein.

(8) Auch bei Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen ist in den letzten Jahren das Interesse und das finanzielle Engagement zu Gunsten von Energiethemen beständig gewachsen. Bei den Hochschulen ist einerseits die Ausbildung wissenschaftlichen und fachlichen Nachwuchses (vor allem im Hinblick auf erneuerbare Energien) verstärkt worden, andererseits sind zahlreiche Forschungszentren und -initiativen ins Leben gerufen worden. Bei den außeruniversitären Forschungseinrichtungen nehmen die Fraunhofer Gesellschaft und die Helmholtz Gemeinschaft den größten Stellenwert ein, wobei beide ihrer Aktivitäten an die neuen energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen ausrichten bzw. von staatlichen Programmen profitieren können. Gemessen an den publizierten Forschungsleistungen ist allerdings gerade im Energiebereich ein wachsender internationaler Wettbewerbsdruck erkennbar.

(9) Die deutsche Energiepolitik hat sich bis zu den 1990er Jahren in einem weitgehend stabilen Ordnungsrahmen bewegt, der durch Monopolbildung, zentralistische Versorgungsstrukturen und eine Verflechtung privater und öffentlicher Interessen geprägt war. Übergeordnetes Ziel war es gemäß des lange im Kern gültigen Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 die Energieversorgung „so sicher und billig wie möglich“ zu gestalten. Seinen konkreten Ausdruck fand dies in der wechselnden Förderung verschiedener angebotsseitige Energieträger und -technologien auf fossiler und später nuklearer Basis. Die Suche nach Innovationen und deren Verbreitung war auf einen engen Wirkungsbereich beschränkt (z.B. die Steigerung des Wirkungsgrads fossiler Kraftwerke) und kaum durch wettbewerblichen Druck getrieben.

(10) Umweltpolitik entstand in den 1970er Jahren neben bereits etablierten Politikfeldern. Umweltschutzmaßnahmen erfolgten weitgehend additiv und über das Ordnungsrecht geprägte technische Lösungen, ohne die Produktions- und Konsumaktivitäten selbst sowie die sie ggf. begünstigenden Politikmaßnahmen zu hinterfragen. Vorrangig waren dabei nahräumliche Umweltbelastungen bzw. -bedrohungen durch Energieerzeugungsanlagen. Zugleich wurde der weitere Ausbau der umstrittenen Kernenergie begrenzt.

(11) Jenseits dieser anlagenbezogenen Perspektive setzte in den 1990er Jahren die zunehmende Verschmelzung der Energie- und Umweltpolitik ein. Inhaltlich bestimmend wurde der anthropogene Klimawandel als globales Umweltproblem, dass die vorherrschende Art der Produktion und Nutzung von Energie viel grundlegender als zuvor infrage stellte. In Deutschland entwickelte sich daraufhin stärker als in anderen Industrieländern eine „von unten“ angelegte deutsche Klimapolitik, die auf längerfristige Umwelthandlungsziele und breit und ressortübergreifend angelegte Klimaschutzprogramme setzte. Damit verknüpft war die Erwartung, dass andere Länder dem positiven Beispiel folgen und die internationalen Klimaverhandlungen stimuliert werden könnten.

(12) Die Rahmenbedingungen der Energiepolitik haben sich unter dem Einfluss der Liberalisierung der Energiemarkte und des anthropogenen Klimawandels fundamental verändert. Kennzeichnend ist eine ausgeprägtere Langfrist- und Zukunftsperspektive, eine wettbewerbliche Öffnung, eine stärkere Gewichtung des Umweltaspekts und der Energiennachfrageseite und ein starkes Interesse an der Förderung erneuerbarer statt fossiler Energieträger. Wesentlich im Rahmen des Liberalisierungsprozesses war die Aufhebung der langfristigen Versorgungsverträge verbunden mit der Schaffung von Wettbewerb auf der Erzeugungs- und Vertriebssseite, die Gewährleistung von Wahlmöglichkeiten auf Kundenseite und die Neuregulierung des verbleibenden zu entflechtenden Monopolbereich auf der Netzebene, insbesondere durch Vorgaben zur Netzentgeltbildung. Daneben konnte sich eine eigenständige „Erneuerbare-Energien-Politik“ etablieren. Zum einen haben

technologie- und energieträgerbezogene Ziele den energiepolitischen Zielkatalog politisch und später auch europarechtlich erweitert. Zum anderen wurde insbesondere mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ein überraschend wirkmächtiges (aber wenig effizientes) Instrument zum Aufbau von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien etabliert. Hinzu kam die ökologische Steuerreform als sektorübergreifendes Instrument auf der Energienachfrageseite, die bedingt und im Zuge von Nachbesserungen Anreize zum Energiesparen und zur CO<sub>2</sub>-Minderung setzen konnte. Auch zahlreiche weitere Instrumente richteten sich auf den Themenbereich Energieeinsparung/Energieeffizienz. Vorrangig handelt es sich um Maßnahmen ordnungsrechtlicher Art verbunden oder ergänzt durch Fördermaßnahmen (z.B. im Gebäudesektor).

(13) Seit den späten 1990er Jahren sind in der Energie- und Klimapolitik die nationale und die europäische Politikfeldentwicklung im Sinne einer Mehrebenenpolitik zunehmend miteinander verflochten. Herzstück der europäischen Klimapolitik wurde der 2005 beginnende Emissionshandel. Erstmals wurde über ein länderübergreifendes und teilweise auch sektorübergreifendes klimapolitisches Instrument die Höhe der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen gedeckelt und zugleich ein Markt für Verschmutzungsrechte etabliert, auf dem sich ein Preis für Treibhausgase bzw. CO<sub>2</sub> bildet. Konstitutiv wurde die möglichst kosteneffiziente Emissionsvermeidung und der technologieoffene Ansatz, der auf dezentral wirkende Vermeidungsanreize setzt. Die wenig ambitionierte CO<sub>2</sub>-Obergrenze, der Mangel einer vorhersehbaren, längerfristigen Reduktionsverpflichtung und bestimmte Zuteilungs- und Ausgestaltungsregeln haben die Innovationswirkungen des Emissionshandels jedoch in der Anfangsphase in engen Grenzen gehalten.

(14) Die in den 1990er Jahren einsetzende Verschmelzung von Umweltpolitik und Energiepolitik hat heute dazu geführt, dass Energiepolitik in wesentlichen Teilen energiebezogene Umweltpolitik ist. Auch klassische energiepolitische Fragen der Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit werden heute wesentlich vor dem Hintergrund umwelt- und klimapolitischer Ziele und insbesondere unter Bezugnahme auf die angestrebte Förderung erneuerbarer Energien diskutiert. Mit der forcierten Energiewende - insbesondere dem endgültigen Atomausstieg beschluss und dem anvisierten weiteren Ausbau erneuerbarer Energien - treten nun zunehmend Fragen der Stabilität des Energieversorgungssystems und der besseren Abstimmung von Energieangebot und -nachfrage in den Vordergrund. Das Spannungsfeld zwischen den energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit wird zugleich zunehmend virulent und zugleich in seinen wechselseitigen Bezügen schwer durchschaubar. Wichtige, wechselseitig voneinander abhängige Maßnahmen zur besseren Integration erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem betreffen Anpassungs- und Ausbaumaßnahmen auf der Netzebene, die Schaffung eines grenzüberschreitenden Energiemarktes, die Nutzung der Möglichkeiten der Energiespeicherung, die Flexibilisierung der Nachfrage und die Bereitzustellung von Reserve- und Ausgleichskapazitäten über konventionelle thermische Kraftwerke. Dabei ist im Gegensatz zu den 1970er und 1980er Jahren der Umbau des Energiesystems im Wesentlichen nicht durch ökonomische Zwänge oder die Verknappung von Energieträgern, sondern vor allem vom politischen Willen angetrieben, künftige Risiken bezüglich des Klimawandels und der Versorgungssicherheit abzuwenden, deren Auswirkungen in der Regel für die Marktteilnehmer heute noch nicht konkret spürbar sind.

### **Policy-mix von Innovationspolitik und Energie-/ Umweltpolitik: Allgemeiner Rahmen**

(15) Für einen Policy-mix, also eine Kombination von Politikinstrumenten und -verfahren, die im Laufe der Zeit entstanden ist und ein oder mehrere politische Ziele verfolgt, gibt es aus der Perspektive ökonomischer Effizienz gute Gründe. Im Allgemeinen ist er bei Vorliegen mehrerer und unabhängiger

Marktversagenstatbestände geboten. Tendenziell vorteilhaft ist ein Policy-mix auch, wenn Märkte (bzw. präziser private Governance- Strukturen in Form von Märkten, Firmen oder Verhandlungslösungen) versagen und sich diese Versagenstatbestände gegenseitig verstärken. Ebenso lässt sich ein Policy-mix tendenziell dann begründen, wenn einzelne (erstbeste) Politikmaßnahmen wegen hoher Transaktionskosten bzw. Barrieren nicht (perfekt) implementiert werden können. Unter Umständen kann ein Policy-mix schließlich auch bei nur einer Externalität ökonomisch gerechtfertigt werden, wenn die optimale Einführung eines einzelnen Instrumentes prohibitiv hohe Transaktionskosten mit sich bringen würde. Ebenso ist denkbar, dass aufgrund bestimmter Barrieren – oft im möglichen Design von Instrumenten durch die Politik – nur bestimmte Zielgruppen mit einem Instrument angesprochen werden können, die für die Externalität verantwortlich sind. Zusätzliche Instrumente wären dann auf andere Zielgruppen zu richten, die auch Externalitäten generieren. Vor allem unter dem Blickwinkel der politischen und administrativen Machbarkeit können weitere Argumente für einen Policy-mix vorgebracht werden.

(16) Das Vorliegen mehrerer Marktversagenstatbestände bietet gute Argumente zur Förderung von Umweltinnovationen. Es liegen hier typischerweise gleichzeitig nicht-kompensierte Wissens-Spill-over bei Innovationen und negative externe Effekte im Umweltbereich vor. Zusätzlich stellen Adoptionsexternalitäten ein häufiges Marktversagen dar, das in der Phase der Adoption und Diffusion von Innovationen wirkt. Es stellt die Basis für die Forderung dar, dass das umweltpolitische Instrumentarium spezifische Diffusionsanreize setzen sollte oder die nachfrage- oder angebotsseitige Innovationspolitik „ökologisiert“ werden sollte, und verstärkt den Bedarf an Politikkoordination. Die Notwendigkeit eines Policy-mix und der Koordination zwischen Innovationspolitik und Umweltpolitik wird schließlich noch erhärtet, wenn dynamisch sich selbst verstärkende Effekte zu einem sog. Lock-in bzw. einem Evolutions- bzw. Systemversagen führen. Insbesondere im Zusammenhang mit der weltweit dominierenden Nutzung fossiler Energieträger hat sich hier die Bezeichnung “carbon lock-in“ etabliert.

(17) Ein Policy-mix kann im konkreten Fall zu Ineffizienzen, Redundanzen und Zielkonflikten führen. Im Extremfall kann er Ausdruck eines Politikversagens sein, etwa wenn er nur auf Lobbyeinflüssen, administrativen Rigiditäten oder bloßer politischer Symbolik gründet. Nicht selten dürfte er Ergebnis eines ausgeprägten staatlichen Steuerungsoptimismus sein. Nicht jedes Hemmnis bei Markttransaktionen bzw. jede damit verbundene Unzulänglichkeit verlangt jedoch staatliche Marktinterventionen und nicht jede staatliche Marktintervention führt dann gegenüber möglichen anderen Arrangements (private Verträge u.ä.) zu Wohlfahrtsverbesserungen (sog. Nirvana-Trugschluss). Für eine gewisse Zurückhaltung beim Einsatz von Policy-mixes spricht aus ökonomisch-ordoliberaler Sicht die Tatsache, dass nicht alle politischen Ziele gleichermaßen begründbar sind (sog. Legitimationspostulat). Das Ziel der Treibhausgasminderung hat etwa vor dem Hintergrund von Markt- bzw. Systemversagen im Klimaschutz einen übergeordneten Stellenwert gegenüber dem politisch postulierten Ziel, einen ganz bestimmten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Ökonomisch nicht begründbare Ziele sind entweder überflüssig oder mit zusätzlichen Kosten verbunden. Sie sind überflüssig, wenn das übergeordnete Ziel anderweitig kosteneffizient erreicht wird. Und sie führen zu zusätzlichen Kosten, wenn sie bindend werden und von einer kosteneffizienten Lösung wegführen. In einem Mix von Instrumenten mit mehreren Zielsetzungen können also leicht Effizienzverluste in einer von den Instrumenten gemeinsam verfolgten Zieldimension auftreten. Anders ausgedrückt trägt die „Aufwertung“ eines Instruments zu einem schwer begründbaren Ziel dazu bei, falsche Prioritäten zu setzen.

(18) Effizienzverluste in einer Zieldimension bzw. zusätzliche Kosten können allerdings dadurch aufgewogen werden, dass zu anderen begründbaren Zielen auf effiziente Weise beigetragen wird.

Idealerweise sollten dabei die (Grenz-)Nutzen des Beitrags zu anderen Zielen die (Grenz-)Kosten der Regulierungsüberlagerung in der erstgenannten Zieldimension übersteigen. Ist dies nicht möglich, könnte man die gegebenen politischen Ziele akzeptieren und gewisse (statische) Effizienzverluste hinnehmen, aber zumindest dafür Sorge tragen, dass die anderen Ziele möglichst effizient erreicht werden.

(19) Statische Effizienzverluste erscheinen auch dann in einem anderen Licht, wenn signifikante dynamische Effizienzgewinne durch zusätzliche Politikmaßnahmen zu erwarten sind. Dabei wird die Beurteilung durch die Mehrdimensionalität dynamischer Effizienz erschwert (z.B. Betonung von Kostensenkung über den Wettbewerb in der Neoklassik gegenüber der Betonung von Akteurs- und Technologievielfalt sowie der Schaffung von Nischen- und Brückenmärkten in Innovationssystemansätzen).

### **Policy-mix von Innovationspolitik und Energie-/ Umweltpolitik: ausgewählte Handlungsfelder im deutschen und europäischen Kontext**

(20) Der Policy-mix von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik wird in dieser Studie konkret vor dem Hintergrund einiger wesentlicher Handlungsfelder des Energiekonzepts der Bundesregierung und einiger aktueller Entwicklungen der europäischen Umwelt- und Energiepolitik thematisiert und bewertet. Illustriert wird dies in drei, zum Teil aufeinander aufbauenden, Handlungsfeldern: dem Zusammenspiel von Emissionshandelssystem und der Förderung erneuerbarer Energien, der Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt im Lichte der angestrebten Umgestaltung des Energie(versorgungs)systems und der Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudesektor.

(21) Ein verständlicherweise beliebtes Anschauungsobjekt von Policy-mix -bzw. Interaktionsanalysen ist das Zusammenspiel von Emissionshandelssystem und der Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt. So stellt der Emissionshandel (ETS) im Sinne der umweltökonomischen Internalisierungsansätze ein zentrales Element einer ökologisch treffsicheren und ökonomisch effizienten Umweltpolitik dar. Maßnahmen, die auch auf eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen zielen, aber gewissermaßen unterhalb der durch den ETS festgelegten Obergrenze wirken, sind potentiell ineffizient und besonders begründungsbedürftig. Die zusätzliche Förderung CO<sub>2</sub>-armer, erneuerbarer Energien wird zugleich mit besonderem politischem Nachdruck betrieben. Sie stellt auch einen expliziten Bezug zur Innovations- und Technologiepolitik (sowie zu anderen politischen Zielen) dar.

(22) Unabhängig von der Frage der Instrumenteninteraktion (und unter Vernachlässigung der internationalen Dimension der Klimapolitik) hat der faktisch realisierte europäische Emissionshandel entgegen der Hoffnungen vieler Umweltökonomik bislang nur einen partiellen Beitrag zum Abbau von Umwelt- bzw. Klimaexternalitäten geleistet. Grund dafür sind vor allem politische Barrieren und Mängel im Design des Handelssystems (unzureichende Verknüpfung mit längerfristigen Klimaschutzzügen, stark schwankende Zertifikatspreise u.a.m.). Während das ETS in zunehmendem Maße zu statischer Kosteneffizienz beiträgt, ist seine dynamische Effizienzwirkung damit zugleich eng begrenzt. Seine Innovationswirkungen beschränken sich im wesentlichen auf die kurze Frist und auf inkrementelle technologische und organisatorische Weiterentwicklungen, während radikale Innovationen und die Entwicklung innovativer erneuerbarer Energietechnologien kaum angereizt werden. Würde man hypothetisch auf den derzeit existierenden Emissionshandel als alleiniges Klimaschutzinstrument vertrauen, droht daher ein erheblicher Konflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz.

(23) In Fachkreisen ist weitgehend unstrittig, dass erneuerbare Energien ein erhebliches natürliches und technisches Potenzial für die Energieerzeugung der Zukunft aufweisen und langfristige Treibhausgasminderungsziele nicht ohne einen substantiellen Beitrag CO<sub>2</sub>-armer erneuerbarer Energietechnologien und -energieerzeugungsanlagen realisiert werden können. Die spezifische Forschungs- und Technologieförderung zugunsten erneuerbarer Energien (jenseits „allgemeiner“ Forschungs- und Technologieförderung) liegt darin begründet, dass Wissens-Spill-over tendenziell größer als in anderen Sektoren sind und Wissens-Spill-over mit der Existenz eines carbon lock-in zusammenwirken. Besonders gut lässt sich vor diesem Hintergrund die Förderung der Forschung und Entwicklung (FuE) im Bereich erneuerbarer Energien begründen. Die Förderung des Einsatzes und der Diffusion erneuerbarer Energien lässt sich mit kostensenkenden Lernkurveneffekten (insbesondere bei noch relativ unausgereiften Technologien) begründen. Angesichts des Zusammenwirkens von Lernkurveneffekten mit Skaleneffekten und lock-in Effekten kann die Existenz von Lern-Spill-overs als Basis für internalisierende Maßnahmen vermutet werden. Von Innovationssystemansätzen werden darüber hinaus positive Rückkopplungen zwischen Technologie- und Marktentwicklung angeführt. Der hypothetische Fall einer alleinigen FuE-Förderung erscheint nicht nur wegen des längeren Zeithorizonts, sondern auch deshalb problematisch, weil FuE selbst in hohem Maße unsicher ist bzw. mit geringer Wahrscheinlichkeit hohe Erträge abwerfen kann und insofern versagen kann (sog. „valley of death“). Die Förderung erneuerbarer Energien trägt prinzipiell neben dem Abbau klima- und technologiepolitischer Marktversagen auch zur Abmilderung anderer Marktmängel bzw. Barrieren und zur Erreichung weiterer politischer Ziele bei. Eine gewisse Berechtigung hat ihr Beitrag zur Erhöhung der politischen Versorgungssicherheit (unsichere Energieimporte) und zum Abbau nicht-klimabezogener Umweltexternalitäten. Auf eher wackliger Grundlage steht aus normativ ökonomischer Sichtweise dagegen das industrie-, beschäftigungs- und regionalpolitische Motiv der Förderung erneuerbarer Energien.

(24) In Deutschland wird die Förderung erneuerbarer Energien stark durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dominiert. Es herrscht damit ein offensichtliches Missverhältnis zwischen der Forschungs- und der Diffusionsförderung. So beläuft sich die gesamte Forschungsförderung zu Gunsten erneuerbarer Energien 2011 nur auf knapp 3% der Ausgaben für die Förderung der Marktentwicklung.

(25) Die Förderung erneuerbarer Energien über das EEG entspricht als ökologisch motivierte Technologiepolitik nur eingeschränkt den Anforderungen einer Politik, die auf die Internalisierung von Wissens- und Lern-Spill-over bzw. die Stimulierung von Innovationen ausgerichtet ist. Generell sind die Fördersätze nicht unmittelbar auf unterschiedliche Lernraten, sondern auf die jeweiligen durchschnittlichen Stromgestehungskosten ausgerichtet. Die Vergütung nach Durchschnittskosten führt zudem dazu, dass der Innovator an einer (ex-post) effizienten Technologie genauso viel verdient wie an einer schon vorhandenen. Die verschiedenen Bonusregelungen innerhalb des EEG sind zwar im engeren Sinne technologiepolitisch motiviert. Fraglich ist aber, ob von Seiten des Staates dadurch tatsächlich längerfristig tragfähige Technologien ausgewählt werden können oder nicht letztlich Investitionsanreize verzerrt und möglicherweise die Diversität der Technologien durch überzogenen staatlichen Steuerungsanspruch oder Lobbyeinfluss langfristig reduziert wird. Problematisch ist schließlich, dass das Ausmaß der Stromproduktion auch von Faktoren abhängt, die kaum mit der Innovationstätigkeit korreliert sind, insbesondere den natürlichen und örtlichen Gegebenheiten (Sonneneinstrahlung, vorhandene Fläche etc.).

(26) Spannungsreich im EEG ist schließlich vor allem das Verhältnis zwischen der realisierten Differenzierung im Fördersystem und einer möglichst kosteneffizienten Emissionsreduzierung pro erzeugter Einheit erneuerbaren Stroms. So ist etwa der Anteil der Fotovoltaik an der Stromerzeugung

nur weniger als halb so hoch wie der Anteil der (Onshore-)Windenergie, während der Anteil der Fotovoltaik an der EEG-Umlage mit 56% viermal so hoch ausfällt wie bei der Windenergie. Kumuliert und abgezinst sind für die bisher von 2000-2011 errichteten Photovoltaikanlagen Differenzkosten von geschätzt 99 Mrd. € angefallen, während sie für die Windenergie nur bei rund einem Fünftel dieser Summe liegen. Unter Beibehaltung des heutigen EEG-Fördersystem bis 2020 in unveränderter Form kommen zudem weitere geschätzte Zusatzkosten auf die Stromverbraucher von mindestens 59 Mrd. Euro in heutigen Preisen zu, darunter gut 13 Mrd. € für die Photovoltaik. Analog fallen auch bei der Photovoltaik die volkswirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten besonders hoch aus (derzeit knapp 400 €/tCO<sub>2</sub>). Deren Vermeidungskosten bleiben unter allen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien auch bis 2050 vermutlich die höchsten, wenngleich sie bis dahin um über 50% verringert werden können und sich den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Biomasse deutlich annähern (2050 etwa 150 €/tCO<sub>2</sub> für Biomasse).

(27) Zweifelhaft erscheinen auch die Versuche, die durch das EEG induzierten Kosten nachhaltig zu begrenzen und erneuerbare Energien effizient in ein marktwirtschaftlich organisiertes Energieversorgungssystem zu integrieren. Diese mangelnde Integration bzw. die hohen Integrationskosten drohen die energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gefährden (siehe (34 ff.).

(28) Die Interaktion von EEG und ETS bei gegebener und bindender CO<sub>2</sub>-Obergrenze durch den ETS führt zu Effizienzverlusten. Zusätzliche, auf die CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichtete politische Instrumente führen zwar zur Emissionsminderung bei einigen Emissionsquellen; zugleich sinkt aber die Nachfrage nach Emissionszertifikaten, was zu einem Rückgang des CO<sub>2</sub>-Preises führt. Der partielle Preisrückgang führt letztlich dazu, dass keine zusätzliche Tonne CO<sub>2</sub> eingespart wird. Die Länder, die relativ umfangreiche Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien durchführen, was tendenziell für Deutschland zutrifft, induzieren dabei in besonderem Maße Verlagerungseffekte ins Ausland und/oder auf andere Sektoren innerhalb des ETS. Zusätzlich entstehen kontraproduktive Effekte zweiter Ordnung innerhalb des Stromsektors durch relative Bevorzugung emissionsintensiver Energieerzeugungsarten. Die derzeit geringe Anreizwirkung des ETS ist damit zu einem -insgesamt aber relativ kleinen - Teil durch die Förderung erneuerbarer Energien bedingt. Die Überlappung von ETS und der Förderung erneuerbarer Energien führt außerdem zu höheren Kosten bei der Erreichung der gegebenen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele. Relativ teure und über Steuerzahler oder Verbraucher zu finanzierende Emissionsminderung über den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien erfolgt zu Gunsten der Emissionsminderung über andere relativ günstige Optionen (z.B. Energieeffizienzmaßnahmen im Industriesektor). Zusätzliche Komplikationen entstehen durch die Interaktionseffekte im Hinblick auf andere mit der Förderung erneuerbarer Energien verfolgte Ziele (politische Versorgungssicherheit, Verringerung lokaler Umweltbelastungen, Wettbewerbsfähigkeit heimischer Anbieter).

(29) Die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien erscheint geboten, wenn die begleitenden Nutzen dieser Förderung die zusätzlichen Kosten durch die überlappende Regulierung überkompensieren bzw. die Förderung erneuerbarer Energien mit besonders hohen dynamischen Effizienzgewinnen verbunden ist. Am unproblematischsten ist in dieser Hinsicht eine, auf die Internalisierung positiver Externalitäten gerichtete Förderung, die nicht sofort CO<sub>2</sub>-mindernd eingesetzt wird bzw. direkt oder indirekt den Anlagenbetreibern zugutekommt, da negative Interaktionseffekte dann vermieden werden und die Wirkung als komplementär zum ETS anzusehen ist. Dies ist am ehesten bei Maßnahmen zur Förderung der Grundlagen- und gegebenenfalls auch angewandten Forschung und Entwicklung bei erneuerbaren Energien der Fall. Im Hinblick auf die Diffusionsförderung erneuerbarer Energien erscheint es sehr fraglich, ob – trotz der oben erwähnten

Aspekte (23) - substantielle dynamische Effizienzgewinne durch eine weitere (unveränderte) Förderung im Rahmen des EEG erschlossen werden können. Zweifelhaft erscheint damit auch, dass die potentiellen dynamischen Effizienzgewinne die statischen Effizienzverluste überkompensieren.

(30) Unter dem Gesichtspunkt der ökologischen Effektivität erscheint die Förderung von Emissionsminderungen über das EEG (und andere unmittelbar emissionsmindernde Maßnahmen) in einem positiveren Licht, wenn diese Maßnahmen und ihre Wirkungen bei der Festlegung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze korrekt antizipiert und berücksichtigt werden (wovon in der Praxis allerdings höchstens teilweise auszugehen ist). Die gesamte Emissionsreduktion entspricht dann der Summe der durch den ETS und der im Idealfall korrekt durch andere Maßnahmen antizipierten Emissionsreduktion. Gegenüber einer Situation, die die Wirkung dieser Maßnahmen bei der Festlegung der Obergrenze gar nicht berücksichtigt und sie niedriger ansetzt, ist dieses Zusammenwirken der Instrumente ökologisch effektiver. Zugleich bleiben aber Effizienzverluste im engeren Sinn bestehen. Zum einen wird die Obergrenze in der Folge allein durch das ETS garantiert, unabhängig von der weiteren Förderung erneuerbarer Energien nach der Festlegung der Obergrenze. Zum andern führt die zertifikatspreiserhöhende Wirkung der Absenkung der Obergrenze zwar auch wieder zu vermehrten Anstrengungen in den Industriesektoren und in Ländern, die weniger umfangreiche überlappende Regulierungsmaßnahmen wie das EEG ergreifen; die zertifikatspreissenkenden Interaktionseffekte bleiben jedoch dennoch bestehen: Der *zusätzliche* Anreiz der Industriesektoren (anderer Länder) infolge der Absenkung der Obergrenze Emissionsminderungsmaßnahmen zu entwickeln und mit Innovationen verbundene Lernkurveneffekte zu realisieren wird nicht erhöht. Je nach Stärke der Interaktionseffekte wird die zusätzliche Emissionsminderung vom Stromsektor (bzw. den Stromsektoren einzelner EU-Länder) „getragen“ und ineffizient verzerrt.

(31) Reformvorschläge in diesem ersten Handlungsfeld können mindestens in dreierlei Hinsicht formuliert werden: (i) als Beitrag zur Erhöhung der Anreizwirkung des ETS; (ii) als Beitrag zur Verbesserung der bestehenden Form der Diffusionsförderung erneuerbarer Energien unter der Maßgabe, dass aus politischen Gründen die Fördermaßnahmen und Ziele notwendig sind, um zukünftig den ETS effektiver zu machen und insbesondere die CO<sub>2</sub>-Obergrenze zu verschärfen; (iii) als Beitrag zur Verbesserung der bestehenden Form der Diffusionsförderung erneuerbarer Energien im Lichte bisher nicht realisierter dynamischer Effizienzgewinne.

(32) Möglichkeiten zu Reformen innerhalb des ETS bestehen sowohl eher kurzfristig und eher langfristig. Kurzfristig könnte das Überangebot an Zertifikaten über sog. set-asides reduziert und der Zertifikatspreis gestützt werden. Komplementär zu set-asides werden - eher in mittelfristiger Perspektive - Maßnahmen diskutiert, die direkt am Zertifikatspreis ansetzen. Von besonderem Interesse sind in diesem Zusammenhang Mindestpreise (sog. price floors). Bei sehr niedrigen Zertifikatspreisen (wie derzeit) würden zu diesem Zweck Mindestpreise als eine Art Steuer greifen. Neben einer Reduktion von Preisschwankungen werden mit einem derartigen Ansatz die Interaktionseffekte aus dem Zusammenspiel von ETS und anderen, auf CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichteten Instrumenten (Förderung erneuerbarer Energien, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung etc.) abgemildert bzw. ein Nachsteuern durch weitere set-asides vermieden. Schließlich bietet es sich in längerfristiger und strategischer Perspektive an, die ETS-Obergrenze zu verschärfen, eine längerfristige Minderungstrajektorie festzulegen und die Vorgaben von Treibhausgasminderungszielen für alle Sektoren weiterzuentwickeln (ETS, Nicht-ETS).

(33) Bei der Förderung erneuerbarer Energien erscheint zum einen eine relative Verlagerung von der Diffusionsförderung zur FuE-Förderung geboten. Umfangreiche Forschungsprojekte haben hier Vorschläge für die Prioritätensetzung innerhalb der FuE-Förderung geliefert. Wichtig erscheint es dabei, die Finanzierungsgrundlage zu sichern, was wiederum bei gleichzeitigen Reformen beim ETS -

und damit erzielten höheren Versteigerungserlösen für den Energie- und Klimafonds - gewährleistet werden könnte. Reformvorschläge innerhalb der Diffusionsförderung sind unterschiedlich weitreichend und tragen ökonomischen Effizienzanliegen mehr oder weniger Rechnung. Sie reichen von Ausschreibungen mit Kapazitätsdeckelung bei weiterhin administrativer Preisbestimmung über die Verauktionierung von Mengen einzelner erneuerbarer Erzeugungskapazitäten – auch in Verbindung mit einer Kritik an den in den Leitszenarien der Bundesregierung definierten Ausbauzielen für die verschiedenen Arten erneuerbarer Energien - bis zur Einführung eines Systems von Grünstromzertifikaten als mengenbasiertes Förderinstrument (vgl. (49)).

(34) In einem zweiten Handlungsfeld wird die Förderung erneuerbarer Energien als gegeben und im Hinblick auf ihre Wirkungen auf und Folgen für das sich wandelnde Energie(versorgungs)system untersucht. Damit rücken die Fragen in den Vordergrund, die derzeit primär im Kontext der angestrebten Energiewende diskutiert werden: Netzausbau, -verstärkung und -management, Energiespeicherung, Nachfrageflexibilisierung und -management sowie Fragen des Strommarktdesigns. Auch diese „Elemente“ des Energiesystems unterliegen verschiedenen Formen staatlichen Eingriffs. Die Darstellung und Beurteilung von Policy-mixes ist in der Literatur diesbezüglich allerdings noch vergleichsweise wenig verbreitet und gestaltet sich auch deshalb schwierig, weil die Interaktionen und Interdependenzen komplex und schwer abschätzbar sind. Zudem ist der Bezug zu Innovationen bzw. Innovationspolitik schwer dingfest zu machen.

(35) Der zunehmende Einsatz dargebotsabhängiger und damit notwendigerweise schwankender Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien führt zu einem Anpassungsbedarf im Versorgungssystem auf verschiedenen Ebenen und stellt eine Herausforderung vor allem im Hinblick auf die Gewährleistung einer ausreichenden technischen Versorgungssicherheit in Deutschland dar. Die Anpassungen betreffen sowohl kurzfristig als auch langfristig den konventionellen Kraftwerkspark und seine Flexibilität, die Frage der Verteilung der Einspeisung in das Stromnetz über die Zeit und in ihrer geographischen Dimension und die Bereitstellung von Kapazitäten im Übertragungs- und Verteilnetz selbst. Innerhalb des Energiesystems ergibt sich damit bereits ein hoher Bedarf an Koordinierung, der im Wesentlichen und in längerfristiger Perspektive eine optimale Abstimmung zwischen Lastverlauf, der Erneuerung des Kraftwerksparks und dem Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur erfordert. Mit Blick auf die Koordinationsleistung der Energiepolitik ist aus ökonomischer Sicht zunächst die Frage wesentlich, wie die Gesamtkosten eines zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems unter den technisch-physikalischen Voraussetzungen einer sicheren Versorgung minimiert werden können. Ebenso von Interesse ist die Frage, inwiefern über Innovationen hohe Kosten der Transformation abgemildert und drohende Zielkonflikte zwischen den energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit entschärft werden können. Daraus kann sich nicht nur die Notwendigkeit der Koordinierung innerhalb des Energiesystems, sondern auch der Bedarf an Koordination zwischen den verschiedenen Politikfeldern (Energiepolitik, Umweltpolitik, Innovationspolitik) ergeben.

(36) Aus ökonomischer Sicht führen fehlende bzw. unzureichende Anpassungen auf der Netzebene unter den gegebenen Rahmenbedingungen zumindest langfristig und zumindest regional sehr wahrscheinlich zu kapazitätsbedingten Engpässen. Übertragungsnetze sind dabei vornehmlich durch Windeinspeisungen, Verteilnetze durch kleine dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik oder Klein-KWK betroffen. Die Rahmenbedingungen sind insbesondere durch das EEG geprägt, das weitgehend unabhängig von Stromangebot, -nachfrage, Marktpreisen und vorhandener Netzinfrastruktur eine Ausweitung der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien vorsieht.

Grundsätzlich bestehen verschiedene Möglichkeiten bei Vorliegen eines Engpasses an Stromübertragungs- und –verteilkapazität in das Versorgungssystem einzugreifen.

(37) Im Vordergrund steht üblicherweise die Behebung des Engpasses durch den Ausbau der Netze (physische Engpassvermeidung, Netzebene). Verschiedene Studien legen nahe, dass diese Schwerpunktsetzung auch unter Kostengesichtspunkten gerechtfertigt ist, insbesondere dann, wenn eine europäische Perspektive zu Grunde gelegt wird. Zugleich ist Ausbaubedarf nicht unbedingt mit der Erhöhung von (Fern-)Übertragungskapazität gleichzusetzen. Er umfasst auch Netzoptimierungsmaßnahmen und Anpassungsbedarf auf der Ebene der Verteilnetze. Gerade bei letzterem kann der Abbau des Engpasses manchmal effizienter mit einer intelligenteren Nutzung der bestehenden Kapazitäten durch neue Anlagentechnik erreicht werden (Stichwort “Smart Grids“).

(38) Die Bereitstellung von Stromnetzen ist mit verschiedenen Formen von Marktversagen verbunden, die grundsätzlich einen Regulierungsbedarf begründen. Das Stromnetz hat den Charakter eines natürlichen Monopols, das sich zudem auf eine sog. wesentliche Einrichtung bezieht. Auch der Wettbewerb im Netzsektor ist unvollkommen. Die Regulierung betrifft daher u.a. den diskriminierungsfreien Netzzugang gegenüber Dritten durch die Netzbetreiber, die Erhebung von Netznutzungsentgelten und verschiedene Auflagen zum Zustand und zur Weiterentwicklung des Netzes.

(39) Im Hinblick auf den Netzausbau bestehen in Deutschland sowohl gesetzliche Verpflichtungen als auch weitere planerische Instrumente und Anreizmechanismen. Systemische Ausbaupflichten, die die Netzbetreiber verpflichten, ihr Netz als Ganzes bedarfsgerecht zu verstärken, zu optimieren oder auszubauen, bestehen nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Allerdings wird die Steuerungskraft dieser, dem Übertragungsnetzbetreiber auferlegten „Systemverantwortung“ als gering eingestuft. Eine punktuelle Ausbaupflicht der Netzbetreiber besteht nach EEG (und vergleichbaren Regelungen im KWK-G). Dieser Anspruch wird allerdings u.a. durch eine typisierend ermittelte Zumutbarkeitsgrenze eingeschränkt. Die punktuelle Ausbaupflicht gewährleistet auch nicht, dass der Netzausbau dort vorangetrieben wird, wo er volkswirtschaftlich am effizientesten wäre. Dies gilt tendenziell auch für die Investitionsplanungsverpflichtungen der Netzbetreiber, wobei sich allerdings durch eine jüngste Revision verschiedener planerischer Instrumente Verbesserungen abzeichnen. Der unzureichende, nur partiell koordinierte und langsame Netzaus- und -umbau stellt eine wesentliche Barriere für den angestrebten substanziellem Ausbau erneuerbarer Energien dar. Zwar ist der Netzaus- und -umbau nicht ausschließlich aufgrund der wachsenden Einspeisung erneuerbarer Energien notwendig. Allerdings stellt er sich vor dem Hintergrund der Charakteristika erneuerbarer Energien mit besonderer Dringlichkeit.

(40) In dieser Studie werden einige Interaktionen energiepolitischer Instrumente angesichts des Netzausbau und –umbaubedarfs thematisiert und gefragt, welche Anreize zum Netzausbau und -umbau sich aus deren Zusammenwirken ergeben. Im Vordergrund steht das Zusammenspiel der oben dargestellten (nur bedingt wirksamen) Investitions- und Investitionsplanungspflichten der Netzbetreiber mit anderen Regelungen und Verfahren, die die Netzbetreiber betreffen. Diese anderen Regelungen verfolgen dabei zum Teil andere (energie-)politische Zielsetzungen. Näher thematisiert werden vor allem die wirtschaftlichen Anreizen im Rahmen der Regulierung der Netzentgelte. Zu fragen ist dabei, ob diese Anreize den Netzausbau und -umbau begünstigen und gegebenenfalls zusätzliche Innovationen induzieren oder aber Investitionen und Innovationen eher behindern.

(41) Ziel der Regulierung der Netzentgelte ist es, in einer bestimmten Regulierungsperiode Anreize für eine effiziente Leistungserbringung der Netzbetreiber zu schaffen und damit die Entgelte zu senken. Die Senkung der Netzentgelte trägt damit wiederum zum energiepolitischen Oberziel der

Wirtschaftlichkeit bzw. Preisgünstigkeit der Energieversorgung bei. Weitgehend unbestritten ist, dass die sog. Anreizregulierung einen effektiven Anreiz zur kurzfristigen Kostensenkung setzt. Allerdings ist in der Anreizregulierung ein Zielkonflikt zwischen kurzfristiger Kosteneffizienz und langfristigen Investitionen - vor allem kostenträchtigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen - in ein sicheres, zuverlässiges, leistungsstarkes und kontinuierlich auszubauendes Netz angelegt. Dieser Konflikt ist umso ausgeprägter, je mehr es darum geht, die Richtung der Investitionsaktivitäten der Netzbetreiber zu beeinflussen bzw. über die Investitionen der Netzbetreiber politische Ziele wie den Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen. Analog gibt es auch ein Spannungsverhältnis zwischen dem kurzfristigen Anreiz zur Kostensenkung und zumeist langfristig sich auszahlenden Aufwendungen für FuE- und Innovationstätigkeiten ("smart solutions"), die auch erst langfristig refinanziert werden können. Diesen Zielkonflikten wird bislang ansatzweise (insbesondere über Investitionsbudgets und den sog. Erweiterungsfaktor), aber - so der Tenor in der Literatur - nur unzureichend genüge getan. Damit besteht – auch vor dem Hintergrund der Restrukturierung des Stromsektors – ein Spannungsfeld zwischen statischer und dynamischer Effizienz.

(42) Auf der Ebene der Übertragungsnetze wird u.a. für die staatliche Ausschreibung von Punkt-zu-Punkt Verbindungen auf der Grundlage einer Bundesfachplanung zum Netzausbau plädiert. Zugleich wäre damit ein Abrücken vom bisherigen System der Investitionsbudgets verbunden. Auf der Ebene der Verteilnetze wäre allgemein die Einführung eines Investitionsbonus oder die großzügigere Anerkennung von Investitionsbudgets möglich. Um die relative Diskriminierung von Innovationen zu beseitigen wird in der Literatur innerhalb der Anreizregulierung für die Einführung eines begrenzten Innovationsbudgets und außerhalb der Anreizregulierung für die Einrichtung eines Innovationsfonds geworben.

(43) Anstelle der physischen Engpassvermeidung besteht die Möglichkeit der Bewirtschaftung des Engpasses (Engpassmanagement) und der besseren Netznutzung. Netzseitig hat sich hier neben vorbeugenden Systemdienstleistungen der Netzbetreiber das sog. kostenbasierte Redispatching etabliert, das allerdings kein ökonomisch effizientes Engpassmanagement darstellt. Darüber hinaus gehen Maßnahmen des Engpassmanagements, die die einheitliche Preiszone am Großhandelsmarkt für Strom aufgeben. Den Netznutzern bzw. der Erzeugungsseite werden damit Signale über die Knappheit in den Übertragungsleitungen übermittelt. Dies könnte den Bedarf an Investitionen in den Netzausbau bzw. die Kosten für die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem verringern. Auf europäischer Ebene, wo unterschiedliche Preiszonen bestehen, konnten sich bereits Ansätze eines effizienten Engpassmanagements in Form impliziter Auktionen durchsetzen. Innerhalb Deutschlands konnte sich ein marktbares Engpassmanagement auf der Basis differenzierter Preiszonen für Strom oder andere Anreizmechanismen dagegen bisher nicht etablieren, was zu Externalitäten führt. Zugleich werden zunehmende Netzzengpässe auch innerhalb Deutschlands befürchtet. Eine bessere Koordination zwischen Netznutzer und Netzbetreiber könnte jedoch erhebliche Effizienzpotenziale mit sich bringen: Die Netze würden an den Stellen ausgebaut und angepasst, an denen die (Grenz-)Nutzen des Ausbaus die (Grenz-)Kosten übersteigen. Ansonsten könnte auf teure Ausbaumaßnahmen zu Gunsten von nachfragerseitigen Anpassungsmaßnahmen verzichtet werden.

(44) Zur Verbesserung des Engpassmanagements bestehen unterschiedlich weitreichende Vorschläge. Am weitesten geht hier die Einrichtung eines Systems lokaler Grenzbepreisung (Nodalpreise), das allerdings zumindest in seiner Reinform kurz- bis mittelfristig auf erhebliche Implementationsprobleme stößt. Dennoch bestehen Potenziale für eine räumlich differenzierte Bepreisung, insbesondere für Verteilnetze. Dies gilt vor allem für die Ausgestaltung der Netzentgelte. Effizienzpotenziale liegen auch bereits in einer flexibleren Auslegung bestehender Regelungen

(insbesondere der Stromnetzentgeltverordnung). So könnten vermehrt individuelle, standortbezogene Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer zugelassen werden (sog. „smart contracts“).

(45) Daneben bieten sich Stromspeicher und Maßnahmen der Beeinflussung und Flexibilisierung der Stromnachfrage an, um kapazitätsbedingte Engpässe zu vermindern, die Anforderungen an den Kapazitätsbedarf zu senken und Fehlanreize im Versorgungssystem abzumildern. Vor allem Stromspeicher haben dabei neben kapazitätsbezogenen Fragestellungen die „zusätzliche“ Funktion erneuerbare Energien leichter in das Stromversorgungssystem zu integrieren und die damit verbundenen Integrationskosten zu senken. Maßnahmen zur Beeinflussung und Flexibilisierung der Nachfrage zielen darüber hinaus darauf ab, generell den Energieverbrauch zu senken und die Energieeffizienz zu erhöhen. Allerdings sind gleichermaßen wiederum die unterschiedlichen Einsatzbedingungen, Potenziale und Kosten von Speichern und nachfrageseitigen Maßnahmen zu bedenken. Sie sprechen im Fall von Speichern gegen überstürzte gesetzliche Regelungen und vielmehr für eine Verstärkung der bestehenden Förderung von FuE- und Demonstrationsvorhaben. Im Hinblick auf die Nachfrageflexibilisierung und –steuerung sind intelligente Stromzähler auf Haushalts- und Gewerbeebene eine wichtige Voraussetzung. Vor diesem Hintergrund werden spezifische Marktanreize (etwa für die Kommunikationsinfrastruktur) und die Förderung von Demonstrations- und Pilotprojekten sowie informatorische Maßnahmen als sinnvoll angesehen. Eine Kosten-Nutzen-Analyse legt allerdings nahe, dass wie bislang ein Wahlrecht bezüglich der Einführung von intelligenten Stromzählern gewahrt werden sollte und eine Einbauverpflichtung trotz vorhandener Skaleneffekte kontraproduktiv wäre.

(46) Die bestehenden Strommärkte sind auf konventionelle Kraftwerke hin ausgelegt und generieren in zentralisierten Versorgungsstrukturen ihren größten Nutzen. Der rasche Zubau an dezentralen Kapazitäten aus erneuerbaren Energien in einem liberalisierten Marktumfeld stellt die Strommärkte vor große Herausforderungen. Die Studie geht daher auch auf die (mit netzseitigen Kapazitätsaspekten eng verbundene) Frage ein, ob die vorhandenen Marktstrukturen und das gegebene Marktdesign sowie die dahinterstehenden staatlich bestimmten Regelungen noch zeitgemäß sind. Dieses Marktdesign wird angesichts technologischer Besonderheiten des Strommarkts als kritischer Faktor einer effizienten und zuverlässigen Stromversorgung angesehen.

(47) Vor allem in längerfristiger Perspektive stellen fehlende Investitionsanreize in den Aufbau von erneuerbaren und noch benötigten fossilen Erzeugungskapazitäten bei unzureichender Flexibilität der Nachfragereaktion eine Problemkonstellation dar. Reine Energiemarkte sind vielmehr durch einen Mangel an zu erwartenden Erlösrückflüssen gekennzeichnet (sog. Missing-money Problem). Das zugrunde liegende Marktversagen kann in dem Zusammenwirken von marktlicher und regulatorischer Unsicherheit und in dem Zusammenfallen von Knappheitssituationen und Marktmachtsituationen auf dem Strommarkt gesehen werden. Das strukturelle Missing-money Problem stellt auch eine (zusätzliche) Barriere für den angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien dar. Sie äußert sich darin, dass selbst dann, wenn die (Stromgestehungs-)Kosten der erneuerbaren Energien dank der technologischen Entwicklung auf das Niveau der konventionellen Energien sinken, zu befürchten ist, dass sich erneuerbare Energien nicht über den Stromgroßhandelsmarkt finanzieren können. Insofern stellt sich die Frage, inwiefern politische Maßnahmen zur Abmilderung des Missing-money Problems auch erneuerbare Energien einbeziehen oder anderweitig die Attraktivität erneuerbare Energien für private Investoren politisch gewährleistet werden kann. Zugleich gilt es wiederum die Nachteile bisheriger Fördermaßnahmen wie dem EEG (unzureichende Markt- und Systemintegration) zu vermeiden.

(48) Zur Überwindung oder zumindest zur Abmilderung der Finanzierungsproblematik und des Mangels an effizienten Investitionsanreizen in Erzeugungskapazitäten wird in dieser Studie zunächst

auf (verschiedene) Kapazitätsmechanismen als zusätzliche Marktkomponente eingegangen. Ihre Einführung führt allerdings i.d.R. zu verschiedenen Nachteilen und zu potentiell negativen Interaktionseffekten (z.B. mit nachfrageseitigen Maßnahmen). Sie sind außerdem als indirekte Förderinstrumente für Kapazitäten aus erneuerbaren Energien wenig geeignet. Vor diesem Hintergrund wird auf Alternativen zu Kapazitätsmechanismen bzw. indirekte Kapazitätsmechanismen eingegangen. Im Fokus steht dabei das Instrument der Regelenergie und die Nachfrageflexibilisierung zu Spitzenlastzeiten.

(49) Vielversprechend und relativ leicht umsetzbar erscheint die Einrichtung eines vierten Regelenergiemarktsegments mit längerer Lieferverpflichtung, der auf der Nutzung der bereits im heutigen Strommarkt existierenden Kapazitätselemente aufbaut. Gegenüber der Einrichtung von direkten Kapazitätsmechanismen könnten auf diese Weise Kosten gespart werden und die Kohärenz mit anderen energiepolitischen Instrumenten eher gewährleistet sein. Auch Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung und -beeinflussung leisten einen wichtigen Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit. Im Sinne einer auf die längerfristige Versorgungssicherheit ausgerichteten Anpassung des Marktdesigns erscheint es zugleich geboten, von dem institutionellen Einspeisevorrang im EEG abzurücken und Betreibern von Grünstromanlagen wie anderen Betreibern die Verpflichtung zur Lieferung der jeweils gewünschten Strommenge aufzuerlegen. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, bedarf es wiederum verschiedener Anpassungen im Regulierungs- und Fördersystem im Sinne einer Marktintegration. Diese Marktintegration erfordert, dass die Anlagenbetreiber von Grünstrom zum einen überhaupt in den Strommarkt (und die Regelenergiemärkte) eingebunden werden und räumliche und zeitliche Marktsignale erhalten und zum anderen die erzielbaren Erlöse in möglichst effizienter Form ergänzt werden. Vielversprechend ist hierbei ein (gegenüber dem bereits bestehenden) revidiertes und auf Erzeugungskapazitäten zielendes Marktpremienmodell, das die jeweils herrschenden Marktpreise ergänzt und zwischen dargebotsabhängigen und dargebotsunabhängigen Grünstrom-Technologien differenzieren könnte. Ein derartiges Modell erscheint zumindest vorerst gegenüber einem Grünstromzertifikatesystem vorteilhafter und akzeptabler.

(50) Als drittes Handlungsfeld wird auf den Gebäudebereich eingegangen, der wegen seiner hohen Energieeinsparungs- und Treibhausgasminderungspotenziale eine prominente Stellung im Energiekonzept der Bundesregierung einnimmt. Gegenüber den beiden vorherigen Abschnitten rücken damit der Wärmemarkt und das Thema Energieeffizienz ins Zentrum der Betrachtung, wobei allerdings auch der Einsatz erneuerbarer Energien von Interesse ist. Im Hinblick auf die Legitimation und Begründbarkeit staatlicher Eingriffe sind zugleich z.T. andere und besonders vielfältige Marktversagenstatbestände und Hemmnisse zu diskutieren. In der Praxis lässt sich dann auch eine Vielzahl von mehr oder weniger gut begründbaren Zielen und Instrumenten feststellen. Folglich ergeben sich prinzipiell vielfältige Möglichkeiten für die Analyse von Policy-mixes, die in der Literatur bislang partiell aufgegriffen wurden.

(51) Aus einer Innovationsperspektive bietet der Neubau Möglichkeiten zu u.U. weitreichenden Marktneuerungen (Passivhaus, Nullenergiehaus, Plusenergiehaus etc.). Er erweitert das Lösungspotenzial zur Erreichung langfristiger Umweltziele und stellt eine Innovationsquelle für auch im Gebäudebestand durchführbare Lösungen dar. Problematisch ist aber wiederum, dass diese Innovationen angesichts der langen Lebensdauer von Wohngebäuden, den hohen Funktionsanforderungen und der instabilen Baunachfrage nur langsam und oft nur in kleinen Schritten eine Breitenwirkung entfalten, also diffundieren. Etwas dynamischer sind die Innovationszyklen nur auf der Ebene einzelner Komponenten wie Heizungssystem oder Fenster. Vor diesem Hintergrund

wird in dieser Studie schwerpunktmäßig auf die Sanierung und Modernisierung des Wohnungsbestands, also das „Diffusionsproblem“ eingegangen. Die größten Einsparpotenziale liegen dabei in vor 1979 errichteten Gebäuden und vor allem bei Ein- und Zweifamilienhäusern.

(52) Umfang, Qualität und Kosten von Sanierungen und andere CO<sub>2</sub>-Einsparmaßnahmen im Gebäudebereich variieren beträchtlich (Teilsanierung vs. Vollsanierung; jeweils angestrebte Energieeffizienzstandard; angestrebte Sanierungsrate; Rolle staatlicher Förderprogramme etc.). Berechnungen aus einzel- und volkswirtschaftlicher Sicht zeigen, dass es im Gebäudesektor auch bei Ausblendung von Subventionen sogar noch Einsparmaßnahmen gibt, die „eigentlich“ wirtschaftlich sind (negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten). Zugleich steigen jedoch die Vermeidungskosten erheblich an, wenn auch Maßnahmen außerhalb des Sanierungszyklus durchgeführt werden müssen, was tendenziell bei der von der Bundesregierung bezweckten Erhöhung der Sanierungsrate der Fall wäre. Die Vermeidungskosten liegen dabei zum Teil jenseits der längerfristig vermuteten Grenzschäden von 70 € pro Tonne CO<sub>2</sub>. Vor diesem Hintergrund sind Politikinstrumente von besonderem Interesse, die kostengünstige Einsparpotenziale in der Breite konsequent ausschöpfen.

(53) Maßnahmen zum Klimaschutz im Gebäudebereich im Allgemeinen und zur Steigerung der Energieeffizienz im Besonderen werden trotz erheblicher Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Minderung zu teilweise negativen bzw. geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten nur zögerlich umgesetzt. Eine erste Ursache liegt darin, dass die durch die Verwendung fossiler Rohstoffe bedingten externen Effekte im Umwelt- und Klimabereich sich nur unvollständig in den Preisrelationen widerspiegeln und entsprechende Anpassungsreaktionen hervorrufen. Eine weitere Ursache liegt darin begründet, dass die Nachfrage nach Energieeffizienz aufgrund der (sonstigen) marktlichen Rahmenbedingungen erschwert wird. Auch bei (hypothetisch) korrekter energieträgerspezifischer Kostenanlastung (Internalisierung) verbleibt dann eine – nach überwiegender Auffassung volkswirtschaftlich problematische – Energieeffizienzlücke. Als weitere Marktversagen werden hier üblicherweise Informationsprobleme bzw. -asymmetrien und Prinzipal-Agenten Probleme gefasst. Darüber hinaus bestehen jedoch weitere Marktbarrieren bei den Gebäude- bzw. Wohnungseigentümern (vor allem hohe Anfangsinvestitionen bzw. Finanzierungsrestriktionen, lange Amortisationszeiten, Transaktionskosten) und Barrieren in Form von „Verhaltensversagen“ (Verlustaversion, Status-Quo Bias u.ä.). Daraus lässt sich eine Mischinstrumentierung in zwei Stufen ableiten.

(54) Auf der ersten Stufe der Internalisierung negativer externer Klimaeffekte im Gebäudesektor greifen die bestehenden Steuerungsinstrumente nur in unzureichendem Maße. Während der Emissionshandel weitgehend außen vor bleibt, weist die Energiesteuer eine mangelnde Orientierung am CO<sub>2</sub>-Ausstoß oder auch am Energiegehalt auf. Sie fällt auch in Bezug auf die Höhe der Steuersätze relativ moderat aus. Die Energieeffizienzstandards und -auflagen der Energieeinsparverordnung (EnEV) greifen nur partiell und diskontinuierlich und sind leicht mit Effizienzeinbußen verbunden (mangelnde Rücksicht auf die Kostenstruktur, Rebound-Effekte u.ä.). Fördermaßnahmen entsprechen dagegen nicht dem Verursacherprinzip und weisen ebenfalls ähnliche Effizienzeinbußen auf (Mitnahmeeffekte, Rebound-Effekte u.a.m.).

(55) Auf der zweiten Stufe der Schließung der Energieeffizienzlücke setzen eine Reihe von (weiteren) Instrumenten an den verschiedenen Marktversagenstatbeständen bzw. -barrieren an. Dazu zählen zunächst Informations- und Beratungsprogramme bzw. -angebote, Maßnahmen der Aus- und Weiterbildung sowie die Anpassung von Anreizstrukturen (vor allem im Mietrecht). Finanzielle Fördermaßnahmen wie die KfW-Programme sind primär darauf ausgerichtet, die hohen anfänglichen Investitionskosten zu verringern und die langen Amortisationszeiten für private Akteure zu verkürzen. Zugleich tragen sie damit zum Abbau von Unsicherheit (Energiepreis- und Zinsentwicklung etc.) bei. Bei gleichzeitigem Auftreten marktlicher und verhaltensbedingter Barrieren können

Fördermaßnahmen im Gebäudebereich als effektiver angesehen werden als Preissignale bzw. über Steuern induzierte Energiekostenanstiege. Letztere können zumindest kurzfristig auch nur geringe Lenkungseffekte generieren (geringe Preiselastizität). Die Effektivität der Förderprogramme ist allerdings finanziell durch eine schwankende und unwägbare Mittelbereitstellung (Haushalt, Energie- und Klimafonds) begrenzt. Daraus resultiert wiederum eine erhebliche Planungsunsicherheit für die Marktakteure mit Folgewirkungen im Hinblick auf sonst möglicherweise zu realisierende Skalen- und Lernkurveneffekte. Energieeffizienzstandards und technische Auflagen adressieren schließlich im Hinblick auf die erwähnten Barrieren vor allem Informationsdefizite und verhaltensökonomische Aspekte (Trägheit, Status-Quo Bias). Die Effektivität der Energieeinsparverordnung wird in der Praxis vor allem durch Vollzugsdefizite eingeschränkt.

(56) Ein Policy-mix ist tendenziell dann vorteilhaft, wenn sich Versagenstatbestände gegenseitig verstärken. Im Gebäudebereich ist dies z.B. im Hinblick auf die nicht vollständige Internalisierung von Klimakosten und zugleich starke Informations- und Agency- Probleme der Fall. Beide führen im Ergebnis dazu, dass volkswirtschaftlich sinnvolle Klimaschutzmaßnahmen nicht durchgeführt werden. In diesem Fall wäre es ineffizient, mit nur einem politischen Instrument in den Markt zu intervenieren. So trägt zum Beispiel eine Emissionssteuer nichts zur Behebung des Mieter-Vermieter Dilemmas und kaum etwas zur Verbesserung der Informationslage bei privaten Eigentümern bei. Umgekehrt laufen staatliche Informationskampagnen tendenziell ins Leere, wenn die Preisstrukturen im Markt verzerrt sind. Darüber hinaus gibt es eine Reihe weiterer Instrumente, die (weitgehend) komplementär wirken und in der Studie näher diskutiert werden (EnEV, KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ und Informations- und Beratungsprogramme; EnEV und Marktanreizprogramm; CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm und Marktanreizprogramm u.a.). Als spannungsreich und zugleich übermäßig kompliziert erweist sich dagegen u.a. das Verhältnis zwischen Energieeinsparungsverordnung und Erneuerbare Energien-Wärmegesetz. Implizit begünstigt es eine Diskriminierung der Energiebedarfssenkung gegenüber dem Einsatz erneuerbarer Energien und führt zugleich zu Mehrkosten. Ein generelles Problem liegt schließlich darin, dass gerade im Gebäudesektor besonders viele und teilweise konkurrierende Zielgrößen bestehen und zu einer effizienzmindernden Überbestimmung des Zielsystems führen.

(57) Die Studie diskutiert verschiedene Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung im bestehenden Policy-mix auf der Zielebene und der instrumentellen Ebene und geht am Beispiel des ökologischen Mietspiegels und eines Systems von Einsparquoten bzw. weißen Zertifikaten darüber hinaus auf die Rolle zusätzlicher Instrumente ein. Auf der Zielebene bietet es sich an, die Zahl der überlappenden und z.T. konkurrierenden Ziele im Gebäudebereich zu reduzieren und den Primärenergiebedarf – neben dem übergreifenden Treibhausgasminderungsziel - als zentrale Ziel- und Steuerungsgröße vorzugeben. Er integriert letztlich die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energieträger, die Verringerung des Energiebedarfs und die Abhängigkeit von Energieimporten. Im Hinblick auf die Defizite bei der Internalisierung externer Klimakosten sind Steuererhöhungen bei Heizstoffen geboten (naheliegenderweise in Anlehnung an die Vorschläge der Europäischen Kommission zur dualen Besteuerung auf der Basis des Energiegehalt der Energieträger und der CO<sub>2</sub>-Emissionen). Von Steuererhöhungen (insbesondere langsam und kontinuierlich steigenden Steuersätzen) könnte zugleich ein endogener Innovationsanreiz ausgehen. Ein doppelter Lenkungseffekt (push- und pull- Strategie) könnte über die Verwendung des Steueraufkommens im Gebäudebereich erreicht werden, wobei verfassungsrechtliche Restriktionen im Hinblick auf die Zweckbindung zu beachten sind. Damit könnte zugleich und zumindest indirekt das Mittelaufkommen von Förderprogrammen verstetigt werden. Die Effektivität und Effizienz bestehender Maßnahmen der Förderung, Beratung und Bildung sowie der Energieeinsparungsverordnung kann - wie in der Studie näher diskutiert – auch selbst verbessert werden.

## **Internationaler Technologietransfer und Wettbewerbsfähigkeit**

(58) Technologietransfer bezeichnet ein weites Spektrum von Vorgängen, die den Austausch von technologieintensiven Gütern und Dienstleistungen, den Informationsfluss und den Erfahrungsaustausch zwischen verschiedenen Akteuren (Regierungen, Privatwirtschaft, Finanzinstitutionen, NGOs und Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen) beeinflussen. Technologietransfer kann gebunden oder ungebunden sowie über Märkte oder nicht über Märkte stattfinden. Der internationale Technologietransfer verschafft Zugang zu Inventionen und Innovationen und kann damit die makroökonomische Leistungsfähigkeit eines Landes erheblich verbessern. Der Transfer von Umwelt- und Klimaschutztechnologien kann grenzüberschreitende Umweltprobleme und die Gefahr des globalen Klimawandels abmildern. Im Falle des Klimaschutzes ist er vor allem dann zielführend, wenn er das Zustandekommen eines globalen Klimaschutzabkommens erleichtert. Im Vordergrund steht in dieser Studie der globale Handel als wesentlicher Teil bzw. Kanal des Technologietransfers und insbesondere die Frage, inwiefern der Export deutscher Klimaschutzgüter und -technologien die heimische Wettbewerbsfähigkeit begünstigt. Ergänzend werden einzelne Aspekte des (vorwiegend) nicht-marktgebundenen internationalen Technologietransfers aufgegriffen. Im Vordergrund stehen jeweils erneuerbare Energietechnologien.

(59) Verschiedene Ansätze zur Messung der Außenhandelsposition Deutschland bei Umwelt- und Klimaschutzgütern attestieren der deutschen Umweltwirtschaft eine hohe Wettbewerbsfähigkeit in diesem Technologiebereich. Die Gegenüberstellung von Patentstatistiken und Außenhandelskennziffern lassen für Deutschland und andere Industrieländer den Schluss zu, dass hohe Weltmarktanteile mit einer hohen FuE-Aktivität einhergehen. Die große Ausnahme bildet allerdings China, das als einziges Land in den vergangenen Jahren hohe Zuwachsrate bei den Weltmarktanteilen in Umwelt- und Klimaschutztechnologien verzeichnen konnte und gleichzeitig geringe Patentaktivitäten aufweist. Daran zeigt sich, dass eine erfolgreiche Exportstrategie auch auf Produktimitation beruhen kann, wenn andere Länder bereits die erforderlichen Innovationsanstrengungen geleistet haben.

(60) Die deutschen Exportüberschüsse per se stellen aber keinen Wert an sich dar, sondern sind nur dann volkswirtschaftlich sinnvoll sind, wenn sie im Sinne der internationalen Arbeitsteilung die Gütersorgung des Inlandes durch Nutzung der komparativen Vorteile der Handelspartner verbessern. Zu bedenken ist zusätzlich, dass der internationale Handel wiederum Umweltprobleme durch erhöhte Verkehrsströme und Emissionen sowie Landschafts- und Naturverbrauch nach sich zieht. Die politisch hoch aufgehängten Exporterfolge sind eher dahingehend zu verstehen, die Ziele und Maßnahmen des Umwelt- und Klimaschutzes mit dem Hinweis auf positive ökonomische Begleiterscheinungen noch stärker zu legitimieren und zu untermauern. Exportüberschüsse und eine hohe internationale Wettbewerbsfähigkeit bei Umwelt- und Klimaschutzgütern dienen dann der Kompensation von Nachfragerückgängen auf einigen Marktsegmenten des inländischen Umweltschutzmarktes und flankieren den Strukturwandel hin zu einer „Green Economy“ durch einschlägige Exporterfolge. Ob dies immer gelingen kann, bleibt freilich unsicher.

## **Ausgewählte institutionelle und organisatorische Aspekte der Politikkoordination**

(61) Koordination bezieht sich in dieser Studie primär auf die Ergänzung einer partiell defizitären Marktordnung durch marktanaloge Instrumente und klare, auf Marktmängel ausgerichtete politische Zielvorgaben sowie auf die Abstimmung und Ausgestaltung eines Policy-mix. Darüber hinaus sind direkte Formen der Koordination auf politischer und administrativer Ebene von Interesse. Gerade die

Exekutive (insbesondere die Ministerien) als „Drehscheibe“ von Politikformulierung, -umsetzung und -bewertung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Effektivität, Effizienz und Kohärenz von Politikmaßnahmen. Anhand von organisationstheoretischen Überlegungen und Erfahrungen aus dem Ausland wird in dieser Studie insbesondere auf die Vorteilhaftigkeit der Gründung eines Energie- bzw. Energie- und Klimaministeriums eingegangen. Den konkreten Bezugspunkt bilden die zunehmenden Konflikte zwischen Umwelt- und Wirtschaftsministerien in Deutschland und die zunehmenden Zuständigkeitsverflechtungen in der Energie- und Klimapolitik.

(62) Prinzipiell können über die Genese neuer administrativer bzw. politisch zu bearbeitender Aufgaben und die Differenzierung bestehender Aufgaben neue Zuständigkeiten entstehen und Veränderung in der Geschäftsverteilung ausgelöst werden. Denkbar sind hierbei strukturelle und prozedurale Lösungen. Strukturelle Lösungen beinhalten in erster Linie Veränderungen im Ressortzuschnitt (jenseits bloßer Namensänderung). Dabei kann es sich auch um Veränderungen auf der Ebene der Abteilungen und Referate der Ministerien (Ressortstruktur) handeln. Prozedurale Lösungen beziehen sich auf die administrative Koordination im Beteiligungsverfahren (z.B. Veränderungen bei der Federführung von über mehrere Ministerien verteilten Zuständigkeiten) sowie i.w.S. das Beauftragtenwesen, die Einrichtung spezieller Kabinettsausschüsse und jenseits der Administration das Kommissionswesen. Für den außenstehenden Betrachter am leichtesten greifbar sind strukturelle Lösungen mit Blick auf die Bundesebene (ungeachtet möglicher Vorteile anderer, insbesondere prozeduraler Lösungen).

(63) Anhaltspunkte für die Vorteilhaftigkeit eines Energieministeriums bieten Erfahrungen zur Ressortstruktur im Ausland. Betrachtet werden in dieser Studie Großbritannien und Dänemark, die jeweils ein integriertes Energie- und Klimaministerium haben, und die USA mit ihrem seit längerem bestehenden Energieministerium. Die dänischen und britischen Erfahrungen lassen vermuten, dass die jeweiligen Klima- und Energieressorts aus politischen sowie auch teilweise aus administrativen Gründen geschaffen wurden. Auf der einen Seite verlangte die zunehmend anerkannte Notwendigkeit einer aktiven Klima- und Energiepolitik und die angestrebte internationale Führungsrolle in der Klima- und Energiepolitik nach struktureller Repräsentation. In beiden Ministerien sind dann auch relativ weitgehende Maßnahmen, Ziele und Strategien zum Klimaschutz und zur Energieversorgung erarbeitet worden (im Sinne einer sog. positiven Koordination). Auf der anderen Seite hat die Gründung eines Klima- und Energieministeriums wohl die horizontale Koordination über administrative Grenzen hinweg erleichtert. Zu bedenken ist schließlich, dass auch bei einer Veränderung der Ressortzuschnitte weiterhin Koordinationsbedarf besteht. Zusätzlich fungieren die stärker integrierten Ministerien als zentrale Anlaufstellen in der Öffentlichkeitsarbeit. Das Resultat in beiden Ländern – so scheint es – ist mehr Transparenz für die Bürger und verbesserte Planungssicherheit für die Unternehmen. Dagegen kann in dieser Hinsicht die USA als Negativbeispiel angeführt werden.

(64) Ähnlich wie Großbritannien und Dänemark beansprucht Deutschland eine führende Rolle in der Klimapolitik und hat sich bei der Umgestaltung des Energiesystems besonders weitgehende Ziele und Maßnahmen gesetzt. Vor dem Hintergrund der britischen und dänischen Erfahrungen erscheint daher die Gründung eines Energie- und Klimaministeriums auf Bundesebene in Deutschland vorteilhaft. Es könnte der Energiewende ein Gesicht verleihen, vorhandene Zuständigkeiten bündeln, zu mehr Transparenz beitragen und den verbleibenden Koordinationsbedarf besser bewältigen. Allerdings sollten vor dem Hintergrund von Umressortierungen in der Vergangenheit wohl auch nicht zu hohe Erwartungen an ein solches Ministerium gesetzt werden.

# **1. Einleitung und Überblick**

## **1.1 Hintergrund und Zielsetzung**

Innovationspolitik, Energiepolitik und Umweltpolitik sind in Deutschland traditionell als eigenständige Politikfelder mit nur partiellen Berührungspunkten entstanden. Heute sind sie demgegenüber in wesentlichen Teilbereichen eng miteinander verflochten.

Innovationspolitik ist ursprünglich von einem linearen Bild des Innovationsprozesses geprägt und - neben der Etablierung einer Innovationsinfrastruktur - stark auf die Förderung spezifischer Wissenschafts- und Techniksektoren gerichtet. Heute weist Innovationspolitik teilweise den Charakter einer Meta-policy (Kaiser, 2008) auf, ist sie doch zur Durchsetzung ihrer Ziele zunehmend auf die horizontale Koordination mit anderen institutionell verfassten Politikfeldern angewiesen, die selbst Einfluss auf Innovationsprozesse nehmen. Im Sinne des Innovationssystemansatzes stehen zudem nicht nur die vorwettbewerblichen und nicht-marktfähigen Phasen des Innovationsprozesses im Vordergrund, sondern sämtliche zentralen Komponenten und Beziehungen, die für die Funktionsfähigkeit des Innovationssystems von Relevanz sind.

Die Energiepolitik hatte lange Zeit ebenfalls ein enges Aktionsfeld und beschränkte sich vor allem auf den Bereich der Energiebereitstellung (Energiesektor) und die wechselnde Förderung einzelner Energieträger und angebotsseitiger Technologien. Die Rahmenbedingungen der Energiepolitik haben sich heute unter dem Einfluss der Liberalisierung der Energiemärkte und des anthropogenen Klimawandels fundamental verändert. Kennzeichnend ist eine ausgeprägtere Langfrist- und Zukunftsperspektive, eine stärkere Gewichtung des Umweltaspekts und der Energienachfrageseite und ein starkes Interesse an der Förderung erneuerbarer statt fossiler Energieträger. Die Ziele der Energie- bzw. Versorgungssicherheit, des Umwelt- und Klimaschutzes und der Wirtschaftlichkeit werden heute unter veränderten Rahmenbedingungen zum Teil anders gewichtet und interpretiert.

Umweltpolitik entstand in den 1970er Jahren neben bereits etablierten Politikfeldern. Umweltschutzmaßnahmen wurden weitgehend additiv eingesetzt, ohne die Produktions- und Konsumaktivitäten selbst sowie die sie ggf. begünstigenden Politikmaßnahmen zu hinterfragen. Die heutige Umweltpolitik erreicht immer weniger mit am Rande ansetzenden Korrekturen und wird vermehrt als Querschnittsaufgabe begriffen. Sie sieht sich vielfach globalen, schwer wahrnehmbaren und vermittelbaren und mit hohen Unsicherheiten behafteten Umweltproblemen wie dem Klimaschutz gegenüber und ist auf die Abstimmung mit anderen Politikbereichen und mit anderen Ländern angewiesen.

Vor allem zwischen der Umweltpolitik und der Energiepolitik ist es seit den 1990er Jahren und im Lichte des Nachhaltigkeitsdiskurses zu einer zunehmenden Verschmelzung gekommen. Sie hat in Deutschland dazu geführt, dass Energiepolitik in wesentlichen Teilen energiebezogene Umweltpolitik ist. Auch klassische energiepolitische Fragen der Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit werden heute maßgeblich vor dem Hintergrund umwelt- und klimapolitischer Ziele und insbesondere unter Bezugnahme auf die angestrebte Förderung erneuerbarer Energien und energieeffizienter Technologien diskutiert.

Über die Jahre lässt sich in der „energiebezogenen Umweltpolitik“ eine erhebliche Kumulation von Zielen und Instrumenten konstatieren. Es herrscht eine Koexistenz alter und neuer, teils komplementärer und teils konkurrierender Ziele und Instrumente. Das aktuelle Energiekonzept der

Bundesregierung bildet einerseits den Endpunkt dieser Entwicklung. Andererseits weist es in die Zukunft. So verdeutlichen die Zielvorgaben des Energiekonzepts und der sog. Energiewende, dass fundamentale Strukturveränderungen im Energiesystem angestrebt werden, insbesondere eine weitgehende Abkehr von kohlenstoffintensiven fossilen Energieträgern bis 2050 und ein mittelfristiger Verzicht auf Kernenergie bis 2022. Klimapolitisch soll eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 um 40% bis 2020 und um mindestens 80% bis 2050 erreicht werden. Zugleich soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 von heute rund 20% auf 35% gesteigert und danach weiter kontinuierlich erhöht werden. Weitere Ziele betreffen die Senkung des Energieverbrauchs bzw. –bedarfs. Außerdem werden neben dem Stromsektor auch spezielle Ziele für den Wärme- und Verkehrsbereich definiert.

Die Energiewende macht einen weitgehenden Umbau der Infrastruktur bzw. eine Umstrukturierung des bestehenden Kapitalstocks erforderlich. Vor allem die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz stellt eine große Herausforderung dar, da hier hinsichtlich des angestrebten Umfangs des Ausbaus Neuland betreten wird. Der Umbau der Energieversorgung muss zudem im Kontext der allgemeinen energiepolitischen Ziele Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit/Wirtschaftlichkeit gesehen werden. Die Integration erneuerbarer Energien wird sich auf alle Ziele des Zieldreiecks auswirken und kann neue Zielkonflikte hervorrufen bzw. schon bestehende verschärfen. Aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit und ihrer damit notwendigerweise schwankenden Energiebereitstellung ist etwa die Gewährleistung einer ausreichenden (technischen) Versorgungssicherheit anspruchsvoll. So ergibt sich innerhalb des Energiesystems ein hoher Bedarf an Koordinierung. Erforderlich ist in diesem Zusammenhang eine optimale Abstimmung zwischen Lastverlauf, der Erneuerung des Kraftwerksparks und des Aus- bzw. Umbaus der Netzinfrastruktur.

Für die Politik stellt sich die Frage, wie die Gesamtkosten eines wesentlich auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems unter den technisch-physikalischen Voraussetzungen einer sicheren Versorgung minimiert werden können. Zwiespältig ist das Verhältnis zwischen Effektivität und Effizienz des Transformationsprozesses zu sehen. So soll entsprechend der politischen Zielsetzungen die Umgestaltung des Energiesystems in einem bestimmten Zeitrahmen, d.h. mit einer vorgegebenen Effektivität, stattfinden. Der sich ergebende Zeitpfad muss allerdings nicht notwendigerweise mit einer effizienten Transformation zu möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten kompatibel sein. Zwar bieten verschiedene, sich zum Teil gegenseitig verstärkende Defizite der Ressourcenallokation über Märkte eine Rechtfertigung für effizienzverbessernde staatliche Eingriffe in die Energiemarkte. Aufgrund der vielfältigen Interaktionen zwischen den auf Energiemarkten und angrenzenden Märkten agierenden Akteuren ergibt sich allerdings die Frage, inwieweit der Staat diese äußerst komplexe Aufgabenstellung im Rahmen eines zentralistischen Ansatzes und über zahlreiche, z.T. sehr detaillierte Vorgaben bewältigen kann. Beschränkt sich der Staat umgekehrt allein auf die Setzung eines sehr allgemeinen energiepolitischen Rahmens, in welchem marktwirtschaftliche Prozesse und CO<sub>2</sub>-Preissignale, also derzeit beobachtbare Formen des sog. carbon pricing, die Entwicklung steuern, so kann dies zu einer Gefährdung der Zielerreichung im vorgegebenen Zeitrahmen führen und im ungünstigen Fall bestehende CO<sub>2</sub>-intensive Strukturen und Entwicklungstendenzen festigen (z.B. durch höhere Risiken auf Seiten der Investoren von erneuerbaren Energien, spezifische Hemmnisse zur Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudesektor und andere näher zu betrachtende Barrieren jenseits des „allgemeinen“ energiepolitischen Rahmens).

Innovationen in verschiedenen Formen bilden eine wesentliche Stellgröße, um den zum Teil gleichgerichteten, zum Teil aber konkurrierenden Anforderungen an die Transformation des Energiesystems gerecht zu werden. So sind z.B. Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien weiter zu verbessern, intelligente Energienetze auf- bzw. auszubauen und Energiespeicher zu

entwickeln und bereitzustellen. Auch Maßnahmen und Technologien zur Erhöhung der Energieeffizienz eröffnen erhebliche Potenziale zur Gestaltung des Transformationsprozesses. Neben der Anwendung im eigenen Land bietet die Entwicklung der hierzu notwendigen Innovationen u.U. die Chance, neue Energietechnologien und entsprechende Geschäftsmodelle zu exportieren und somit die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands zu erhöhen.

Innovationspolitik kommt zugleich eine Schlüsselrolle zu, da Innovationen im allgemeinen und Umweltinnovationen im besonderen nicht allein aus wettbewerblichen Prozessen resultieren. Bereits „allgemeine“ Innovationen sind mit positiven Externalitäten verbunden, die tendenziell zu einer Unterinvestitionen in den technischen Fortschritt führen. Bei Umweltinnovationen kommen negative Externalitäten durch Treibhausgasemissionen (bzw. andere Formen von Umweltbelastungen und Übernutzungen) hinzu. Ebenso werden starke nachfrageseitige Externalitäten bzw. Hemmnisse in der Phase der Adoption und Diffusion von Innovationen bei vielen Umweltinnovationen angeführt. Erschwerend wirkt sich auch schließlich die Existenz problematischer Pfadabhängigkeiten bei fossilen Energieträgern (sog. carbon lock-in) auf CO<sub>2</sub>-arme bzw. -mindernde Innovationstätigkeiten aus.

Allerdings sind nicht alle (Umwelt-)Innovationen gesellschaftlich wünschenswert und ökonomisch sinnvoll (wie es vielleicht das Wort Innovation nahelegt). So bindet die Generierung und Verbreitung von Innovationen Ressourcen und führt zu (Opportunitäts-)Kosten. Auf der Nutzenseite unterscheiden sich Innovationen schließlich dahingehend, welche Wirkungen auf die Produktivität ausgehen und welche nicht über Märkte oder nicht pekuniär vermittelte Wohlfahrtverbesserungen (gerade im Umweltbereich) induziert werden können. Die Bewertung unterscheidet sich zudem je nach unterstelltem räumlichen und zeitlichen Horizont (z.B. wegen Verdrängungs-, Preis- und Reboundeffekten).<sup>1</sup>

Eine Politik, die Umweltinnovationen fördert, hat zwar vor dem Hintergrund multipler Marktversagen eine prinzipiell gute Legitimationsgrundlage. Die starke Regulierungsbedingtheit dieser Innovationen stellt allerdings auch eine besondere Herausforderung für die Politik dar (z.B. angesichts der Gefahr, dass Technologien begünstigt werden, die langfristig in einem marktwirtschaftlichen System nicht lebensfähig sind). Sie bildet auch allein keine hinreichende Grundlage für eine Kumulation von politischen Instrumenten und Zielen zu Gunsten von Umweltinnovationen (und anderen Umweltschutzmaßnahmen). Vielmehr besteht dann auch die erhöhte Gefahr von Regulierungsüberlagerungen und Effizienzverlusten. Zu bedenken ist bei einer (groben) Gegenüberstellung von energiebezogener Umweltpolitik und Innovationspolitik außerdem, dass auch von einer geschickt instrumentierten Umweltpolitik indirekt Innovationsanreize ausgehen (können), die eine zusätzliche („aktive“) Innovationspolitik (z.B. in Form von Kaufanreizen für Umwelttechnologien) überflüssig erscheinen lassen.

Bereits diese kurzen, im weiteren Verlauf der Studie noch zu vertiefenden ökonomischen Überlegungen sowie die veränderten politischen Handlungs- und Rahmenbedingungen und Zielvorgaben für die Zukunft verdeutlichen, dass eine weitreichende Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik und eine weitgehende Abkehr von einem engen, „sektoralen“ Politikverständnis erforderlich ist. Ansonsten droht ein Verlust an Effektivität - die begründbaren Ziele werden nicht erreicht -, ein Verlust an Effizienz - vor allem in Form unnötiger Kosten - und

---

<sup>1</sup> So ist zum Beispiel immer wieder von der ökologischen Ökonomik geltend gemacht worden, dass Innovationen nicht nur Probleme lösen, indem sie u.a. Wirtschaftswachstum ermöglichen, sondern bestimmte Innovationen zugleich Umweltprobleme über induzierte Wachstumsprozesse verstärken (etwa Luks, 2005). Im ungünstigen Fall ist Innovationsförderung dann eine Placebo-Politik (so Witt, 2005).

gegebenenfalls weitere unerwünschte Nebenwirkungen (z.B. Beispiel ungünstige Verteilungswirkungen oder Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie).

Zentrales Ziel dieser Studie ist es, das Zusammenspiel von Innovationspolitik, Energiepolitik und Umweltpolitik vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems in Deutschland zu beleuchten sowie Interaktionen zwischen den angestrebten Zielen und verwendeten Instrumenten herauszustellen und zu bewerten und Implikationen für eine effektive und effiziente Koordination der Politiken zu ziehen. Interaktionen können sich vor allem dann ergeben, wenn mehrere Instrumente mehrere, aber nicht unabhängige Politikziele verfolgen, oder mehrere Instrumente für erforderlich gehalten werden, um verschiedene Formen von Markt- oder Koordinationsversagen zu begegnen. Die zunehmend wahrscheinliche Interaktion zwischen Politiken kann unterschiedliche Wirkungen haben: Instrumente können sich ergänzen und gegenseitig verstärken, sich aber auch neutralisieren oder gar konterkarieren und so wiederum Politikziele und ihre Glaubwürdigkeit unterminieren. Mit zunehmender Zahl von Instrumenten und Überlappungen steigt die Wahrscheinlichkeit von regelrechten „Politikstaus“ und unerwarteten Nebenwirkungen.

Bisher haben derartige Politikinteraktionen noch vergleichsweise wenig Beachtung gefunden. In der Ökonomie vorherrschend sind Analysen zu einzelnen Instrumenten oder Analysen, die Instrumente vergleichend - aber ohne Beachtung von Interaktionen - betrachten. Dies führt nicht selten zu verkürzten Einschätzungen zur Vorteilhaftigkeit oder Effizienz bestimmter Instrumente. Die Analysen, die Politikinteraktionen tatsächlich untersuchen, operieren demgegenüber nicht selten in einem sehr spezifischen Kontext oder unter sehr restriktiven und weltfremden Annahmen über das Politikdesign und die realen politischen Gegebenheiten. In der Politikwissenschaft werden Politikinteraktionen im Hinblick auf eine verbesserte Koordination oder gar Integration von Politiken zwar schon seit längerem diskutiert. Allerdings fehlt dabei oft der Bezug zu den letztlichen Wirkungen (outcomes) von Politikmaßnahmen, was es erschwert, eine eindeutige Bewertung im Hinblick auf bestimmte Policy-mixes und bestimmte Koordinationsformen zu treffen. Wohl auch aus Skepsis gegenüber ökonomischen Wirkungsanalysen wird diese outcome-Ebene vielmehr als nicht bzw. kaum handhabbar eingeschätzt. Auch in den von Ministerien in Auftrag gegebenen angewandten Evaluationen und Wirkungsanalysen ist die Untersuchung von Politikinteraktionen eher die Ausnahme als die Regel. Nicht selten sind derartige Studien bereits so zugeschnitten, dass sie die Bezüge zu anderen politischen Zielen oder Instrumenten nicht oder nicht näher aufgreifen. Hinzu kommt, dass aufgrund von ausgeprägtem Ressortdenken gerade in der Energiepolitik die Studienbearbeiter gegebenenfalls dazu gedrängt werden, die Analysen und Ergebnisse möglichst im Sinne des Auftraggebers zu formulieren. Unangenehme Erkenntnisse und ein u.U. aus Interaktionsanalysen sich ergebender Änderungsbedarf bei der Umsetzung politischer Ziele über Zuständigkeiten und Ebenen hinweg werden dann auf diesem Wege gar nicht erst zu Tage gefördert.<sup>2</sup>

Die vorliegende Untersuchung basiert auf einer Literatur- und Dokumentenanalyse und bietet ergänzend (vor allem in den Kapiteln 2.1.4, 2.1.5 und 5.2) einige deskriptiv-statistische Auswertungen. Eine zusätzliche empirische Analyse von (fast immer komplexen) Policy-mixes in bestimmten Handlungsfeldern bzw. Teilbereichen ist in dem vergleichsweise engen Rahmen dieser Studie dagegen nicht möglich. Die Studie bewegt sich damit schon aufgrund der gewissen Einseitigkeit disziplinärer Forschungstraditionen und der von den Ministerien in Auftrag gegebenen Studien sowie der geringen Zahl empirisch robuster Untersuchungen zu Interaktionen und Policy-mixes auf schwierigem und politisch aufgeladenem Terrain. Angesichts der noch jungen und

---

<sup>2</sup> Aus diesem Grund werden von Ministerien in Auftrag gegebene Studien hier auch nur mit Bedacht aufgegriffen.

heterogenen empirischen Policy-mix Forschung und der politischen Sensibilität der Thematik kann eine „bloße“ Literaturstudie leicht mehr Verwirrung als Klarheit schaffen. So hat sich im Rahmen der Aufarbeitung der Literatur gezeigt, dass viele Studien zu sehr gegensätzlichen Ergebnissen und Reformempfehlungen zur weiteren Umwelt- und Energiepolitik gelangen. Um diese potentiellen Widersprüche mehr oder weniger zu vermeiden, konzentriert sich diese Studie vor allem auf Literaturquellen, die ihre Reformempfehlungen als ein Beitrag zu mehr ökonomischer Effizienz verstehen.<sup>3</sup> Dahinter steht die Einschätzung, dass die derzeitige Energie- und Umweltpolitik das Effizienzkriterium gegenüber dem Kriterium der Effektivität oder dem Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit relativ vernachlässigt. Zugleich richtet sich der Blick aber verstärkt auch auf solche Reformempfehlungen, die unter den vorherrschenden politischen und institutionellen Rahmenbedingungen oder zumindest in einem überschaubaren Zeitraum machbar erscheinen. Gegenüber zum Teil sehr abstrakten Effizienzbetrachtungen richtet sich der Blick also auf die Voraussetzungen und Folgen erfolgreicher Implementation ausgehend vom Status-quo.

## 1.2 Begriffliche und konzeptionelle Grundlagen

Vor dem Hintergrund des Titels dieser Studie soll an dieser Stelle kurz auf zwei zentrale Begriffe und damit verbundene Abgrenzungen eingegangen werden: Koordination einerseits und Innovationen bzw. Umweltinnovationen andererseits. Beide stehen in enger Beziehung zur Frage der politischen Gestaltung einer marktwirtschaftlichen Ordnung.

Koordination bezeichnet allgemein die Abstimmung und Steuerung arbeitsteiliger Prozesse auf die wechselseitigen Anforderungen der Akteure bzw. i.e.S. die Ausrichtung der Aktivitäten der Organisationsmitglieder auf die Organisationsziele.<sup>4</sup>

Aus volkswirtschaftlicher Sicht wird diesbezüglich in der Regel zunächst auf die Vorteile einer dezentralen Koordination eigeninteressierter Handlungen über Märkte abgestellt. Wettbewerblich organisierte Märkte stellen im Prinzip ein sehr leistungsfähiges institutionelles Arrangement zur effizienten Allokation von Ressourcen auf konkurrierende Verwendungen dar. Zugleich können Märkte und Preise unter bestimmten Bedingungen innovative Problemlösungen anreizen. Bei Vorliegen von Externalitäten und anderen Marktmängeln sowie unter Berücksichtigung bestimmter gesellschaftlicher Wertvorstellungen (wie bestimmten Gerechtigkeitsnormen) ist die Koordinations- und Entdeckungsfunktion wettbewerblicher Märkte allerdings eingeschränkt und wird gemeinhin als unzureichend angesehen. Dies gilt tendenziell erst recht dann, wenn diese Mängel gravierend sind, gleichzeitig auftreten und/oder sich gegenseitig verstärken. Koordination bedeutet dann einerseits die Marktordnung zu ergänzen, wo sie defizitär ist. Dies gelingt nach h.M. am besten durch „marktanaloge“ Instrumente, die die Selektions- und Anreizfunktion von Preisen möglichst gut nachbilden, sowie durch klare, transparente und auf Marktmängel ausgerichtete politische Zielvorgaben. Neben dieser Internalisierungs- und ggf. Entdeckungsaufgabe spielt Koordination quasi auf einer nachgelagerten - in der Ökonomie vergleichsweise weniger beachteten - Ebene eine wichtige Rolle. Sie resultiert aus dem Zusammenwirken von Marktversagenstatbeständen und der Interaktion von verschiedenen politischen Zielen und Instrumenten. Koordination bezieht sich in diesem Sinne auf die Abstimmung und Ausgestaltung eines Policy-mix, also einer Kombination von Politikinstrumenten oder Verfahren, die im Laufe der Zeit entstanden sind und ein oder mehrere Ziele verfolgen. Dabei

---

<sup>3</sup> Andere Literaturquellen werden zwar auch genutzt, allerdings wird den Reformempfehlungen seltener gefolgt.

<sup>4</sup> Vgl. <http://www.olev.de/>.

kann sich leicht ein Spannungsverhältnis zwischen ökonomischer und politischer Rationalität herausbilden, der aus ökonomischer Sicht „optimale“ Policy-mix also von den tatsächlich realisierten abweichen. Dieses Spannungsverhältnis ist von wesentlicher Bedeutung in dieser Studie.

Politikwissenschaftler nähern sich dem Thema Politikkoordination auf direktem Wege und i.d.R. ohne Verweis auf die Koordinationsleistung von Märkten. Betont werden hier die Notwendigkeit und zugleich die Schwierigkeiten von Koordination gerade in der Innovations- und Umwelt- bzw. Klimapolitik. Beide zeichnen sich tendenziell durch eine systemische Perspektive und durch den besonderen Stellenwert von Querschnittsaufgaben gegenüber klar definierten fachlichen Aufgaben aus (Lindner, 2009; Braun, 2008; Jacob und Volkery, 2007). Über Heuristiken und verschiedene Kategorisierungen wird dabei die Koordinationsproblematik näher eingegrenzt.

Unterschieden wird etwa zwischen der politikbezogenen oder sog. policy-Koordination und der primär administrativen Koordination. Erstere richtet sich auf die Entwicklung von klaren, konsistenten Politikmaßnahmen, die Bestimmung von Prioritäten und die Formulierung von Umsetzungsstrategien. Letztere befasst sich primär mit der möglichst kooperativen Umsetzung der vereinbarten politischen Ziele und Strategien („getting everyone to pull in the same direction“, vgl. Braun, 2008). Politische und administrative Koordination beinhaltet zwei wesentliche Hauptziele mit verschiedenen Unterzielen:

- 1) Effizientes und kostenbewusstes Regieren
  - a. Doppelstrukturen und Überlappungen in der Problembearbeitung sollen vermieden bzw. minimiert werden;
  - b. Inkonsistente, also widersprüchliche Maßnahmen und Aktivitäten sollen vermieden bzw. minimiert werden;
  - c. Politische und administrative Konflikte sollen minimiert werden.
- 2) Kohärente politische Entscheidungen
  - a. Politiken ergänzen und verstärken sich gegenseitig („work together“), was zu Synergien bei der Erreichung gemeinsamer Ziele und Prioritäten beiträgt;
  - b. Eine möglichst ganzheitliche Perspektive als Gegenstück zu partikularen und sektoralen Interessen wird gefördert.

Unterschieden werden können des Weiteren verschiedene Koordinationsmodi, die sich nach Reichweite und Qualität unterscheiden. Weit verbreitet im administrativen Bereich ist die sog. negative Koordination, bei der negative Rückwirkungen der Aktivitäten eines Ministeriums auf andere Ministerien über den Austausch entsprechender Informationen und formalisierter Prozeduren vermieden werden. Im Fall von positiver Koordination wird mehr als nur eine gegenseitige Anpassung unterschiedlicher Akteure angestrebt. Vielmehr ist der Koordinationsprozess durch eine geteilte Perspektive der Akteure gekennzeichnet, die gemeinsam an der Lösung eines Problems oder der Erreichung eines Ziels arbeiten (z.B. in einem interministeriellen Gremium, bei gemeinsam lancierten Politikprogrammen). Vor allem auf der Ebene der politischen Koordination kann darüber hinaus auch von Policy- Integration und strategischer Koordination gesprochen werden. Erstere betrifft vor allem die Abstimmungsprozesse bei der Festlegung von Politikzielen, letztere die Entwicklung von weiterreichenden Visionen und Zukunftsstrategien.

Neben interner Koordination in einem Politikfeld und externer Koordination über Politikfelder und Zuständigkeiten hinweg kann u.a. auch zwischen horizontaler und vertikaler Politikkoordination unterschieden werden. Koordinationsbedarf kann zwischen Politiken auf einer Regierungs- bzw. Governanceebene (z.B. auf Bundesebene), aber auch vertikal über verschiedene (räumliche) Regierungs- bzw. Governanceebenen entstehen (z.B. zwischen internationalen Verträgen und EU-

Politiken, zwischen EU-Politiken und nationalen Politiken etc.). Eine derartige horizontale und vertikale Koordination kann die Passfähigkeit politischer Rahmensexzenzen und Marktinterventionen erhöhen.

Schließlich bedarf es auch einer Koordination im Zeitablauf. Sie garantiert, dass heutige Politikmaßnahmen auch in der Zukunft noch effektiv und effizient sind (temporäre Kohärenz). So müssen insbesondere zukünftige Kosten und zu erwartende Veränderungen (z.B. demographischer Art) berücksichtigt werden.

Diese politikwissenschaftlichen Kategorisierungen dienen in dieser Studie als Hilfestellung. Sie können allerdings nur partiell - und vertieft noch am ehesten in Kapitel sechs - in ihrer ganzen Komplexität analysiert werden.

In der Literatur herrscht eine Vielfalt von Begriffen und Abgrenzungen von Innovationen im Allgemeinen und Umweltinnovationen im Besonderen. Einige wesentliche Abgrenzungen seien hier erwähnt. Innovationen bezeichnen im weiteren Sinne technische, organisatorische, soziale und andere Neuerungen, für die eine Umsetzung oder Implementierung bereits gelungen ist oder zumindest versucht wird (EFI, 2008). Nach Gegenstand und Anwendungsbereich werden üblicherweise verschiedene Typen von Innovationen unterschieden (OECD/Eurostat, 2005). Im engeren Bereich der technologischen Innovationen hat sich die Unterscheidung zwischen Produktinnovationen und Prozessinnovationen eingebürgert. Als eine Produktinnovation gilt die Markteinführung eines Produktes oder einer Dienstleistung, die neu ist oder hinsichtlich ihrer Merkmale (z.B. integrierte Software, Benutzerfreundlichkeit, Komponenten oder Teilsysteme) merklich verbessert wurde. Eine Prozessinnovation ist die Einführung einer neuen oder merklich verbesserten Fertigungs-/Verfahrenstechnik oder eines neuen/merklich verbesserten Verfahrens zur Erbringung von Dienstleistungen. Sie führen zu einer Verringerung des Inputs bei gleichem Output. Darüber hinaus werden im Oslo-Manual der OECD auch organisatorische Innovationen und Marketinginnovationen behandelt. Eine organisatorische Neuerung ist die Einführung neuer oder merklich veränderter Unternehmensstrukturen oder Managementmethoden zur besseren Wissensnutzung im Unternehmen, zur Steigerung der Qualität der Waren und Dienstleistungen oder zur Erhöhung der Effizienz der Arbeitsabläufe. Eine Neuerung im Marketing ist die Einführung neuer oder merklich besserer Designs oder Verkaufsmethoden zur Steigerung der Attraktivität der Waren und Dienstleistungen oder zur Erschließung neuer Märkte. Darüber hinaus gehen schließlich noch institutionelle und soziokulturelle Innovationen, die allerdings oft schwer zu erfassen und zu bewerten sind. Erstere umfassen insbesondere veränderte Rahmenbedingungen und Regulierungsregime, die sich im internationalen Ordnungswettbewerb oder aus anderen Gründen durchsetzen, letztere veränderte Werte, Lebensstile, Konsummuster, Bedürfnisse, Präferenzen etc., die gesellschaftliche Verbreitung finden (Steger et al., 2002).

Der Innovationsprozess kann konzeptionell in die Phasen der Invention, Innovation und Diffusion unterteilt werden. Invention bezeichnet die Phase der Erfindung, Innovation die Phase der Kommerzialisierung und Diffusion die Phase der allmäßlichen Übernahme von erfolgreichen Innovationen. Problematisch ist, dass in der Praxis insbesondere zwischen Innovation und Diffusion nicht mehr eindeutig zu trennen ist, d.h. Neuerungen werden in einem breiter zu verstehenden Innovationsprozess ständig angepasst und verbessert (Adaption statt „reiner“ Diffusion fertiger Lösungen). Auch ein Unternehmen, das eine andernorts entwickelte Invention über wesentliche technologische bzw. ökonomische Änderungen vor Ort (also jenseits reiner Käufe bzw. bloßer Imitation) adaptiert, kann somit als Innovator angesehen werden. Die Diffusion wird umgekehrt nicht nur durch den Innovator vorangetrieben, sondern vor allem durch die Imitation (Nachahmung).

Technologischer Wandel ist der allgemeine Terminus der technologische Erfindungen, Innovationen und deren Diffusion sowie den Technologietransfer umfasst.

Umweltinnovationen sind eine Teilmenge der allgemeinen Innovationen und dadurch gekennzeichnet, dass sie im Ergebnis, im Vergleich zu vorhandenen Alternativen und (möglichst) in der Lebenszyklusbetrachtung zu einer Verbesserung der Umweltqualität beitragen, die Umwelt weniger belasten bzw. gefährden oder weniger natürliche Ressourcen beanspruchen. Die Umweltverbesserungen bzw. -entlastungen treten dabei vor allem dann ein, wenn Umweltinnovationen in der Breite diffundieren und möglichst auch alte, relativ umweltbelastende Produkte, Prozesse, Praktiken u.ä. aus dem Markt ausscheiden bzw. nicht mehr verwendet werden (Exnovation). Unerheblich ist es, ob die Innovationen explizit den Zielen des Umweltschutzes dienen oder auch unter anderen - namentlich ökonomischen/betriebswirtschaftlichen – Gesichtspunkten durchgeführt werden.

Neben technologischen Umweltinnovationen im engeren Sinne wird häufig von systemischen Umweltinnovationen (green system innovation) gesprochen (z.B. Kemp, 2011). Systeme werden dabei als Instrumente zur Bereitstellung bestimmter Funktionen verstanden, sie umfassen auch Organisationen und Institutionen. Systeminnovationen sind nicht nur durch neue Praktiken auf Seiten der Anbieter und Nutzer, sondern darüber hinaus durch neuartige Funktionslogiken gekennzeichnet. Thematisiert wird in diesem Zusammenhang zum Beispiel der Übergang von einem auf fossilen Energieträgern basierenden Energiesystems zu einem auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Energiesystem oder der Übergang von konventioneller zu biologischer Landwirtschaft. Eine erweiterte Sichtweise liegt auch den Bemühungen zugrunde, Nachhaltigkeitsinnovationen zu definieren und abzugrenzen.<sup>5</sup> Die Identifizierung oder zumindest Eingrenzung von Nachhaltigkeitsinnovationen ist jedoch mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, da sie ex-post erfolgen muss oder über eine Art Innovationsfolgenabschätzung auf noch nicht bekannten Wirkungen aufbauen müsste, was jedoch praktisch quasi unmöglich ist.

Unterschieden wird häufig zwischen radikalen und inkrementellen Innovationen. Radikale Innovationen stellen eine bewusste Abkehr von bestehenden Praktiken dar und verbessern die Leistungsfähigkeit, Qualität oder die Kosten eines Artefakts oder Prozesses um Größenordnungen. Radikale Innovationen können technologisch und/oder institutionell radikal sein, wobei letzteres auf die veränderten Markt- und Akteursbeziehungen abstellt.<sup>6</sup> Inkrementelle Innovationen beziehen sich dagegen auf schrittweise Neuerungen, die in ihrer Summe aber auch erhebliche Wirkungen entfalten können. Die Unterscheidung soll verdeutlichen, wie stark von existierenden Praktiken abgewichen wird (Diskontinuität) und welche Folgewirkungen von der Innovation zu erwarten sind. Innovationen können außerdem auf bestehendem Wissen aufbauen und bestehende Kompetenzen stärken oder gänzlich neues Wissen erfordern, das wiederum bestehendes Wissen entwerten kann. Die erstgenannten Innovationen werden häufig von bestehenden Unternehmen (incumbents) hervorgebracht, die letztgenannten von neu in den Markt tretenden Unternehmen.

---

<sup>5</sup> Vgl. etwa Fichter et al. (2006) demzufolge Nachhaltigkeitsinnovationen „die Durchsetzung solcher technischen, organisationalen, nutzungssystembezogenen, institutionellen oder sozialen Neuerungen [beinhalten], die zum Erhalt kritischer Naturgüter und zu global und langfristig übertragbaren Wirtschafts- und Konsumstilen und -niveaus beitragen“.

<sup>6</sup> Kemp (2011) sieht zum Beispiel in Smart Grids technologisch und institutionell radikale Innovationen, in der elektronischen Brennstoffeinspritzung für Automobile dagegen nur technologisch radikale und im organisierten Car-sharing nur institutionell radikale Innovationen.

Innovationspolitik wirkt in verschiedenen Formen und mit unterschiedlicher Intensität auf den mehrstufigen Innovationsprozess (FuE- Aktivitäten, Erfindungen etc.) ein. Dieser Innovationsprozess hängt wiederum von einer Reihe von Innovationsdeterminanten ab, die von der (Innovations-)Politik ebenfalls direkt oder indirekt beeinflusst werden (z.B. Einfluss der Besteuerung auf die Kosten, des Bildungssystems auf das Innovationsklima etc.). Für Umweltinnovationen stellt die Umweltpolitik eine „eigenständige“ und wesentliche Innovationsdeterminanten dar, da Umweltinnovationen in der Regel weniger als andere Innovationen aus Markt- und Wettbewerbsprozessen resultieren. Allerdings kann die Umweltpolitik Umweltinnovationen auch nicht „verordnen“, sondern nur mehr oder weniger günstige Rahmenbedingungen setzen.<sup>7</sup> Der Innovationsprozess führt schließlich - vor allem wenn er erfolgreich durchlaufen wurde - zu verschiedenen Innovationswirkungen (z.B. Wettbewerbsvorteile der Industrie, veränderte Einkommensverteilung, Einsparung von Energie- und Stoffströme etc.). Auch auf diese Innovationswirkungen reagiert potentiell und oft zeitversetzt die Politik.

### 1.3 Vorgehensweise

Die Studie lässt sich in sieben Kapitel unterteilen. Der Aufbau kann dabei grob wie folgt charakterisiert werden:<sup>8</sup>

Kapitel zwei zeichnet die eingangs angedeutete Genese der drei Politikfelder nach und nimmt eine Bestandsaufnahme vor, wobei vor allem auf die verfolgten Ziele und Instrumente (policy outputs) eingegangen wird. Im Vordergrund stehen wesentliche Themenbereiche, bei denen die Bezüge zwischen den Politikfeldern deutlich werden. Viele Themenfelder bleiben damit zugleich unberücksichtigt oder werden nur kursorisch oder am Rande erwähnt (z.B. innerhalb der nicht „energierelevanten“ Umweltpolitik oder innerhalb der „allgemeinen“ Innovationspolitik). Das Kapitel bietet ein Hintergrundwissen, auf das an späterer Stelle - insbesondere in Kapitel vier - zurückgegriffen wird.

Kapitel drei spannt einen allgemeinen Rahmen auf, um den Policy-mix von Innovationspolitik einerseits und Energie- und Umweltpolitik andererseits bewerten zu können. Während in Kapitel zwei politikwissenschaftliche und zum Teil juristische Literatur aufgearbeitet wird, kommen hier explizit Konzepte aus der anwendungsnahen ökonomischen Theorie zum Tragen. Entsprechend kommt bei den dort aufgeführten Bewertungskriterien dem Kriterium der statischen und dynamischen Effizienz eine wesentliche Bedeutung zu. Kapitel drei führt auch die eingangs skizzierten Überlegungen zur Begründbarkeit von Policy-mixes bei Umweltinnovationen aus, weist zugleich aber auch auf die möglichen Effizienzverluste bei Regulierungsüberlagerungen hin.

Den wesentlichen Schwerpunkt dieser Studie bildet Kapitel vier. Der Policy-mix von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik wird hier konkret vor dem Hintergrund einiger wesentlicher Handlungsfelder des Energiekonzepts der Bundesregierung und einiger aktueller Entwicklungen der europäischen Umwelt- und Energiepolitik thematisiert. Illustriert wird dies in drei, zum Teil aufeinander aufbauenden, Unterkapiteln: dem Zusammenspiel von Emissionshandelssystem und der Förderung erneuerbarer Energien, der Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt im Lichte der

---

<sup>7</sup> An dieser Stelle wird bereits die Schwierigkeit eines erweiterten Innovationsbegriffes deutlich. So könnte die Veränderung der umweltpolitischen Rahmenbedingungen selbst als institutionelle Innovation verstanden werden. Die Bewertung müsste sich dann auf den Gegenstand der umweltpolitischen Regulierung und die Umweltpolitik selbst beziehen.

<sup>8</sup> Am Anfang jedes Kapitels wird noch einmal ein genauer Überblick über das Vorgehen im jeweiligen Kapitel gegeben.

angestrebten Umgestaltung des Energie(versorgungs)systems und der Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudesektor. Auf der Basis einer Bewertung von Defiziten und einer Analyse von Politikinteraktionen werden dabei jeweils am Ende der Unterkapitel Reformoptionen und -maßnahmen aufgeführt.

Kapitel fünf vertieft die Frage, welche Rolle Energie- und Umweltinnovationen bzw. -technologien im internationalen Technologietransfer spielen und inwiefern sie die Wettbewerbsfähigkeit der Technologieanbieter verbessern können. Im Vordergrund steht der globale Handel als wesentlicher Teil bzw. Kanal des Technologietransfers und hier wiederum der Stellenwert der deutschen Exporte.

Kapitel sechs geht auf ausgewählte institutionelle und organisatorische Aspekte der Politikkoordination ein. Betrachtet wird vor allem die administrative Koordination über Ministeriumsgrenzen hinweg. Anhand von Erfahrungen aus dem Ausland und organisationstheoretischen Überlegungen wird auf die Vor- und Nachteile der Gründung eines Energie- bzw. Energie- und Klimaministeriums eingegangen.

Kapitel sieben führt die Diskussion zusammen und zieht ein Fazit.

## 2. Genese der Politikfelder und Bestandsaufnahme

Innovationspolitik, Energiepolitik und Umweltpolitik sind in Deutschland traditionell als eigenständige Politikfelder mit nur partiellen Berührungspunkten entstanden. Heute sind die Überlappungen zwischen den Politikbereichen dagegen beträchtlich, werden aber nicht immer explizit thematisiert. Aufgabe dieses Kapitels ist es, die Herausbildung der Politikfelder in einer vorwiegend historischen Betrachtung nachzuzeichnen. Damit soll zugleich ein Hintergrundwissen generiert werden, auf das in den nachfolgenden Kapiteln zurückgegriffen werden kann. Die jeweiligen Problemstrukturen und die Reaktion der Politik werden in erster Linie anhand einschlägiger policy-Analysen aus der Politikwissenschaft rekonstruiert. Der Schwerpunkt liegt dabei allerdings auf den Ergebnissen (outputs)<sup>9</sup> von Politik in Form von Zielen, Instrumenten und Institutionen, weniger auf den z.T. sehr detailliert beschriebenen Akteurskonstellationen und situativen Aspekten bei der Entstehung *einzelner* policy-outputs. Von besonderem Interesse sind die Politikergebnisse, die heute noch „relevant“ sind.<sup>10</sup> Die historische Betrachtung ermöglicht es gegenüber einer rein schematischen Darstellung von „Instrumentenkästen“ Entwicklungstrends und die zeitlich variablen Aspekte von Politik aufzugreifen (z.B. in Form der Kumulation von Instrumenten, des Wandels von Politikzielen oder der Um- bzw. Neugründung von Ministerien). Inhaltlich im Vordergrund stehen die sich entwickelnden Bezüge zwischen den Politikbereichen, weniger die spezifischen Probleme eines Politikbereichs (z.B. die Entwicklung der Gewässerschutzgesetzgebung in der Umweltpolitik).

In Abschnitt 2.1 wird zunächst die Genese der Innovationspolitik in Nachkriegsdeutschland skizziert, die als eine Erweiterung klassischer Forschungs- und Technologiepolitik verstanden werden kann, aber zunehmend einen sektorübergreifenden bzw. querschnittsorientierten Fokus hat. Im Hinblick auf die staatlichen Akteure liegt der Schwerpunkt vor allem auf dem Forschungs- und zum Teil Technologie- bzw. Wirtschaftsressort. Neben einer - vergleichsweise holzschnittartigen - Darstellung grundlegender Entwicklungstrends, innovationspolitischer Phasen und allgemeiner Schwerpunktsetzungen wird verstärkt die horizontale Ausrichtung der Forschungs- und Technologie- bzw. Innovationspolitik auf Gegenstandsbereiche anderer Politikfelder im Vordergrund stehen. Insbesondere interessiert hierbei das relative Gewicht bzw. die Priorität der Energie- und Umweltthematik sowie das eingesetzte Politikinstrumentarium bzw. Förderverfahren. Dies soll neben einer beschreibenden Darstellung auch über einschlägige Daten und Indikatoren (z.B. die Entwicklung der energierelevanten FuE-Mittel) veranschaulicht werden. Nach Möglichkeit sollen auf dieser Basis auch Ländervergleiche angestellt werden. Ebenso soll ein eigener Unterabschnitt der Frage gewidmet werden, ob sich im Zuge der umwelt- und energiepolitischen Diskussion Strategieänderungen im Wissenschaftssystem (Hochschulen und große Forschungseinrichtungen) ergeben haben.

In Abschnitt 2.2 wird dann auf die Entwicklung der Energie- und Umweltpolitik eingegangen. Da viele Teilbereiche der Umweltpolitik nicht Gegenstand dieser Studie sind<sup>11</sup>, erweist es sich als zweckmäßig, die „energiebezogene“ Umweltpolitik und die „sonstige“ Energiepolitik in einem Abschnitt darzustellen. Nicht ausschließlich, aber schwerpunktmäßig wird zudem auf die tendenziell in Deutschland immer wichtiger werdende Elektrizitätspolitik eingegangen, während auf die vielschichtigen Aspekte der Heizenergie- und Kraftstoffpolitik mit ihren Bezügen zur „sonstigen“

<sup>9</sup> Dies ist konzeptionell zu trennen von den sog. Outcomes, die die Wirkungen von Politik anhand einer Kausalanalyse beleuchten.

<sup>10</sup> Was als relevant anzusehen ist, ist letztlich natürlich eine subjektive Frage des Betrachters.

<sup>11</sup> Dies betrifft Bereiche, die nur mittelbar energierelevant sind, zum Beispiel Bodenschutz, Lärmschutz, Gewässerschutz, Verringerung gefährlicher Substanzen u.ä. Genau genommen ist diese Ab- bzw. Ausgrenzung natürlich wiederum problematisch.

Landwirtschafts-, Wohnungsbau- und Verkehrspolitik sowie zur internationalen Politik (Gas- und Rohstoffversorgung u.ä.) nicht bzw. eher nachrangig eingegangen wird. Als „Drehscheibe“ von Politikformulierung, -umsetzung und -bewertung rückt damit das Wirtschafts- und Umweltressort in den Fokus der Betrachtung. Während im Abschnitt zur Innovationspolitik die Darstellung innovationspolitischer Instrumente wegen einer (vermutlich) geringen Umweltrelevanz vergleichsweise grob bzw. nur partiell dargestellt werden<sup>12</sup>, soll in diesem Abschnitt der Wandel des energie- und umweltpolitischen Instrumentariums detaillierter erfasst werden. Dies erleichtert die Analyse in den nachfolgenden Kapiteln, in dem das Zusammenwirken der Instrumente aufgegriffen wird. Insbesondere für die umwelt- und energiepolitischen Instrumente, die heute noch - z.T. in abgewandelter Form - existieren, fließen in die Ausführungen (ausgewählte) Ergebnisse von Studien bzw. vorgenommene Bewertungen zur Effektivität der Instrumente ein.<sup>13</sup> Ebenso soll explizit darauf eingegangen werden, inwiefern - nach Aussagen der Literatur - die politischen Maßnahmen (mit-) verantwortlich für eine veränderte Richtung der Innovationstätigkeit sind.

Abschließend wird für die Politikfelder jeweils ein Zwischenfazit gezogen, in dem die wesentlichen Politikmuster zusammengefasst werden. In einem Fazit zu beiden Politikfeldern wird auf Berührungs punkte zwischen den Politikfeldern eingegangen.

## 2.1 Innovationspolitik

### 2.1.1 Grundlagen und generelle Entwicklungstrends

Innovationspolitik hat sich als relativ junges Politikfeld erst in den letzten 30 Jahren als eigenständiges Feld der Wirtschaftspolitik etabliert (Licht, Rammer und Sellenthin, 2009; Mai, 2011). Es lässt sich dabei eine Erweiterung traditioneller Forschungs- und Technologiepolitik feststellen, die heute als Teilbereiche der Innovationspolitik verstanden werden. Während Forschungs- und Technologiepolitik auf die Produktion von Wissen bzw. die Verbesserung der Wissensbasis und die Kommerzialisierung von (sektoralem und technologischem) Wissen fokussiert ist, zieht die Innovationspolitik auf die gesamte Innovationsleistung einer Ökonomie (Lundvall und Borras, 2006; Lindner, 2009). Von Laredo und Mustar (2001) werden sämtliche staatlichen Maßnahmen und Aktivitäten unter Innovationspolitik zusammengefasst, „die das Innovationsgeschehen in politisch gewünschter Richtung beeinflussen sollen. Dies kann sich auf die Wissensgenerierung, FuE- Aktivitäten, auf Kommerzialisierungsprozesse, Unternehmensgründungen, die Diffusion und das Verhalten der relevanten Akteure beziehen“. Wichtige Schnittstellen ergeben sich etwa zur Wettbewerbspolitik, Bildungs- und Arbeitsmarktpolitik, Regionalpolitik und jüngst vermehrt zur Energie- und Umweltpolitik.

Forschungs- und Technologiepolitik als wesentlicher Bestandteil der Innovationspolitik zielt darauf ab, die wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu verbessern, den Wissens- und Technologietransfer zu ermöglichen bzw. zu

---

<sup>12</sup> Der Nachweis, dass die nicht-umweltbezogenen (Förder-)Instrumente der Innovationspolitik umweltschädlich wirken, lässt sich eigentlich nur auf der Ebene der outcomes führen und trifft auf hohe analytische Hürden. Zudem lassen sich ex-post allzu leicht (vermeintliche) Fehlsteuerungen in der Vergangenheit diagnostizieren (vgl. zu Überlegungen einer Ökologisierung des Innovationssystems Hübner und Nill, 2001).

<sup>13</sup> Durch die chronologische Abfolge des Kapitels wird hier die Darstellung etwas erschwert. Da zum Beispiel die Regelungen im Rahmen der ökologischen Steuerreform seit 2003 nur sehr partiell angepasst wurden, finden sich wesentliche Aussagen zur Effektivität des Instruments schon relativ „früh“ im Kapitel zur Energie- und Umweltpolitik.

beschleunigen, die Umsetzung von FuE-Ergebnissen in marktfähige Produkte und Lösungen zu erleichtern und letztlich die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu stärken (Fier und Harhoff, 2002). Adressat der Politik sind in erster Linie Wissenschaft und Wirtschaft, zum Teil auch verschiedene intermediäre Akteure (Verbände, Transferstellen etc.). Der Staat bedient sich zur Durchsetzung seiner Ziele vor allem finanzieller Anreize, leistet aber auch einen wichtigen Beitrag bei der Bereitstellung einer Wissenschafts-, Technologietransfer- und Innovationsinfrastruktur und wirkt über die staatliche Nachfrage auf Innovatoren ein.

Einen zentralen Inputfaktor für viele Innovationen stellen Forschungs- und Entwicklungsausgaben dar, denen wiederum ein zentraler Erklärungswert für Wachstumsunterschiede zwischen Unternehmen und Volkswirtschaften zukommt (Schasse et al., 2012; Legler et al., 2010 mit weiteren Quellen). In Europa wurde im Jahr 2000 das Ziel formuliert - und in späteren Jahren bestätigt -, 3% des BIP für FuE auszugeben. In Deutschland hat die FuE-Intensität seit Beginn der Erhebung international vergleichbarer Daten Anfang der 1980er Jahre in den Jahren 1987/1988 mit 2,7% einen Höhepunkt und internationalen Spitzenwert erreicht. Mit der Wiedervereinigung ist diese Quote jedoch bis Mitte der 1990er Jahre auf 2,2% zurückgegangen. Seitdem ist zunächst - im Vergleich etwa zu Japan, Korea oder Finnland – ein unterproportionaler Anstieg festzustellen (2,5% in 2007). Vor allem krisenbedingt ist dann ein Anstieg auf 2,8% im Jahre 2009 festzustellen, der zuletzt auf diesem Niveau verharrte (bei steigenden FuE- Ausgaben. Der staatliche Anteil der gesamtwirtschaftlichen FuE-Intensität ist dabei seit 1982 (1%) mehr oder weniger kontinuierlich gefallen (0,7% in 2007), am aktuellen Rand aber wieder etwas angestiegen (0,8% in 2009). Hinsichtlich des staatlichen Finanzierungsanteils an unternehmerischen FuE-Aufwendungen von derzeit ca. 4% (im Gegensatz zu 14% im Jahre 1979) liegt Deutschland deutlich unter dem OECD-Durchschnitt (6,5%), was als Schwachpunkt des deutschen Innovationssystems angesehen wird (Schasse et al., 2012).

Im Hinblick auf die über Patente gemessene Erfindungstätigkeit nimmt Deutschland nach den USA und Japan eine Spitzenstellung ein. Eine Boomphase ist dabei von 1960-1975 zu beobachten. Im Zuge von Ölpreisschock und Rezession haben sich die jährlichen Patentanmeldungen Deutschlands dann bis Mitte der 1990er Jahre um ca. 45% reduziert, sind seitdem aber wieder stark angestiegen und nur am aktuellen Rand etwas rückläufig (Grupp, Schmoch und Breitschopf, 2008; Frietsch, Neuhäuser und Rothengatter, 2012). Der Schwerpunkt der Patentaktivitäten liegt relativ beständig auf sog. hochwertigen Technologien und nur vereinzelt im Bereich der Spitzentechnik (etwa in bestimmten Segmenten der Chemie). Deutschland ist spezialisiert auf Verkehrstechnologien (Autos, Züge), Maschinenbau (Motoren, Spezialmaschinen, Waffen u.ä.) und Teilebereiche der Elektrotechnik (Stromerzeugungs- und –verteilungstechnologien).

Industrielle Innovationstätigkeiten in Deutschland orientieren sich in zunehmendem Maße an der Erschließung von Auslandsmärkten. Deutschland hat sich stark auf forschungsintensive Produkte (sog. Schumpeter-Güter) spezialisiert, bei denen Wissen und Qualifikation der Beschäftigten eine zentrale Rolle spielt (im Gegensatz zu sog. Heckscher-Ohlin-Gütern, bei denen die Produktionskosten zentral für den Wettbewerb sind). Ähnlich wie bei den Patenten liegen auch im Außenhandel die Spezialisierungsvorteile im Maschinen- und Automobilbau und in der Chemie. Die komparativen Vorteile im Automobilbau und bei industriellen Maschinen sind dabei über die Jahrzehnte relativ stabil geblieben, während die traditionell starke Chemie und Elektrotechnik graduell an Boden verloren hat (Siebert und Stolpe, 2001).

## 2.1.2 Entwicklungsphasen der Innovationspolitik

Die Forschungs- und Technologiepolitik nach dem Zweiten Weltkrieg wird in der Literatur häufig in vier oder fünf Phasen unterschieden, wobei die Einteilungen nach Zeitperioden etwas differieren (Fier und Harhoff, 2002; Prange, 2005; Kaiser, 2008; Wieland, 2009). Zu den wesentlichen Säulen des deutschen Innovationssystems, die sich trotz gravierender Umbrüche bis heute erhalten haben, zählen die im 19. Jahrhundert entstandenen Universitäten und Technischen Hochschulen, die Industrieforschung und die staatlichen bzw. staatlich (mit-)finanzierten außeruniversitären Forschungseinrichtungen (Wieland, 2009). Ihr Wiederaufbau war die wesentliche staatliche Wissenschaftspolitik im ersten Nachkriegsjahrzehnt. Den eigentlichen Beginn der bundesdeutschen F&T-Politik stellt das Jahr 1955 dar, als die Forschungsrestriktionen der Alliierten aufgehoben und mit der Gründung eines Ministeriums die institutionellen Voraussetzungen eines „neuen“ Politikfeldes geschaffen wurden. Kristallisierungskeim bundespolitischer Aktivitäten war mit der Kerntechnik ein energiepolitisches Thema. Das Bundesministerium für Atomfragen und sein Minister Strauß sah es - getragen von einem Konsens der Führungseliten - als vordringlich an, den Rückstand Deutschlands auf dem Gebiet der Kerntechnik als wichtiger Zukunftstechnologie gegenüber anderen Ländern aufzuholen. Mit der Umbenennung in Bundesministerium für wissenschaftliche Forschung 1962 erweiterte sich allmählich der Zuständigkeitsbereich auf andere Bereiche der Forschung (insbesondere zunächst die Luft- und Raumfahrtforschung) und das Ministerium bündelte zunehmend forschungspolitische Kompetenzen auf Bundesebene. Stilbildend wurde das lineare Bild des Wissens- und Technologietransfers, wonach zunächst Grundlagenforschung der Natur- und Technikwissenschaften zu betreiben sei, dass dort generierte Wissen von der angewandten Forschung (z.B. in Kernforschungszentren) aufgegriffen werde und schließlich über die Entwicklung in neue oder verbesserte Produkte und Prozesse fließe<sup>14</sup>. Damit verbunden war die Vorstellung, dass staatliche Politik über die Auswahl von Forschungsthemen und Großtechnikprojekte den technischen Fortschritt in eine bestimmte Richtung lenken könnte (Wieland, 2009). Instrumentell war in dieser Zeit neben der institutionellen Förderung von großen Forschungseinrichtungen die punktuelle direkte Projektförderung dominant.

In einer zweiten Phase Mitte der 1960er Jahre verschob sich der konzeptionelle Ansatz der F&T-Politik. Vorrangiges Ziel war es jetzt, die internationale Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie langfristig zu stärken und zu sichern. Den Hintergrund für diese stärker industriepolitische Ausrichtung war die Debatte um die technologische Rückständigkeit Europas gegenüber den USA (und der UdSSR). Während das deutsche Innovationssystem traditionell durch den Austausch sowie den Technologie- und Wissenstransfer zwischen öffentlicher Forschungsinfrastruktur und privater Wirtschaft gekennzeichnet ist (Siebert und Stolpe, 2001), trat damit eine sog. missionsorientierte Technologiepolitik hinzu, die von der Befürchtung gespeist war, dass Deutschland neue technologische Gelegenheiten, insbesondere in Hochtechnologiebereichen, verpassen könnte. Die technologische Lücke sollte daher durch thematische Fachprogramme in den Bereichen „Elektronische Datenverarbeitung“ (1967), „Meeresforschung“ (1968) und „Neue Technologien“ (1969) geschlossen werden. Das bis in die frühen 1960er Jahre skeptisch beäugte Konzept der politischen Planung wurde zunehmend „positiv“ interpretiert und von der Überzeugung getragen, „dass unter bestimmten Voraussetzungen und in einem zeitlich begrenzten Rahmen die Koordination über den Plan der schnellere Weg war, um seine wirtschaftspolitischen Ziele zu erlangen, als die Koordination über den Markt“ (Wieland, 2009, S.77f.). Insbesondere in dem Programm neue Technologien sollten staatliche Impulse zur Lösung von Aufgaben beitragen, von deren Lösung die weitere Entwicklung von Gesellschaft und Wirtschaft in besonderem Maße abhängt. Anwendungsorientierte Programme, die

---

<sup>14</sup> OECD (2005) sprechen in diesem Zusammenhang von der ersten Generation der Innovationspolitik.

eine Kooperation zwischen öffentlich finanzierte und industrieller Forschung und Entwicklung beinhalteten, gewannen immer mehr an Bedeutung. Das breitere und stärkere Engagement des Staates in der F&T-Politik zeigte sich dann auch darin, dass die FuE-Ausgaben am staatlichen Gesamthaushalt mit knapp 4% den bisherigen Höhepunkt erreichten.

Im Hinblick auf Energietechnologien begann 1967 die kommerzielle Phase der Kernenergienutzung in der Bundesrepublik. Sie war ein Jahr zuvor über Beihilfen und Risikoabsicherungen für den Bau von Demonstrationskraftwerken eingeleitet worden. Während Kernreaktoren als neue Technologie zunächst von den meisten Akteuren der Energiewirtschaft nicht als Teil von Energieversorgungssystemen wahrgenommen wurden und mit Skepsis begegnet wurde, wurden sie jetzt Teil der Energieversorgung. Begünstigend erwies sich letztlich die Tatsache, dass die Nutzung der Kernenergie dem Paradigma der zentralisierten Versorgung voll entsprach (Markard, 2004).

In einer dritten Phase wurden unter dem Vorzeichen von Ölpreisschock und wirtschaftlicher Wachstumskrise die staatlichen FuE-Mittel zunächst limitiert. Der F&T-Politik wurden zunehmend aktive strukturpolitische Aufgaben zugewiesen, mit der Intention positive gesamtwirtschaftliche Impulse zu setzen. Der Strukturwandel sollte zu diesem Zweck über die Stärkung leistungsfähiger Industriezweige, kleiner und mittlerer Unternehmen und die selektive Förderung neuartiger Produkte und Technologien angeregt werden. Allerdings hatte der strukturpolitische Ansatz insgesamt wenig Einfluss auf die F&T-Politik. So fiel insbesondere die inhaltliche Schwerpunktverlagerung auf neue Förderbereiche und die Festlegung strukturpolitischer Ziele über gesellschaftliche Dialogprozesse schwer. Ende der 1970er Jahre kam es dann auch zu einem Ressortkonflikt zwischen dem Forschungs- und dem Wirtschaftsministerium (BMFT, BMWi), wobei insbesondere von letzterem die Vielfalt der Förderbereiche und die zweifelhafte Selektion einzelner Unternehmen als ordnungspolitisch bedenklich eingestuft wurde (Fier und Harhoff, 2002). Instrumentell ergänzte daraufhin die indirekte und indirekt-spezifische Förderung die direkte Projektförderung (z.B. in Form von Steuererleichterungen, staatlichen Risikobeteiligungen) und konnte insbesondere in den 1980er Jahren an Bedeutung gewinnen. Anstelle der bisher tendenziell dirigistischen direkten Projektförderung war es Ziel der indirekt-spezifischen Förderung, lediglich Technikgebiete vorzugeben und die Aufmerksamkeit von Unternehmen gezielter auf neue Produkt- und Verfahrensentwicklungen zu lenken.

Gleichzeitig setzte eine thematische Erweiterung auf neue Forschungsfelder wie Gesundheits- und Vorsorgeforschung, Erforschung der Arbeitsbedingungen und Umweltforschung ein. Gemessen am gesamten Budget hatten diese Gebiete allerdings einen marginalen Stellenwert und waren zum Teil eher von symbolischer Bedeutung (Wieland, 2009). Mit dem Forschungsbericht 1979 hat allerdings die Ressourcenschonung und die Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen den Weg in die „erste Reihe der allgemeinen Zielsetzungen“ der Forschungsförderung gefunden (Hübner und Nill, 2001). Konkret konnten bezüglich der Entwicklung medienspezifischer und dann ab den 1980er Jahren vermehrt integrierter Umwelttechnologien einige Umwelt- und Technologieprogramme parallel zur Entwicklung und Verabschiedung von Umweltgesetzen lanciert werden (Conrad, 2000). Die Forschungsförderung unterstützte zunächst vor allem die Umweltgesetzgebung und wurde zu einer Art umweltpolitischem „Erfüllungsgehilfen“ zur Entwicklung nachgeschalteter Umwelttechnologien. Mit dem Aufkommen integrierter Umwelttechnik rückte eine quasi eigenständige technologiepolitische Dimension des Umweltschutzes stärker ins Bewusstsein. In den 1980er Jahren erreichten die umweltrelevanten Forschungsausgaben nach Bundesforschungsbericht damit ungefähr einen prozentualen Anteil von 4% (bzw. 6-7% inkl. erneuerbare Energien und rationelle Energienutzung) an den gesamten Forschungsausgaben des Bundes. In den 1970er und 1980er Jahren wurden damit

international relativ früh die Grundlagen für die Entwicklung der sog. Umweltwirtschaft gelegt (Hübner und Nill, 2001).

Trotz wieder steigender FuE-Mittel insgesamt flossen diese Anfang der 1980er Jahre größtenteils in etablierte Fachprogramme der Kern- und Weltraumforschung. 65% der Zuwendungen des Bundes für großtechnische Entwicklungslinien kamen 1982 allein kerntechnischen Projekten zu (u.a. dem kostenintensiven und später gescheiterten Schnellen Brüter). Insgesamt wurden 1982 begünstigt durch die Ölpreisschocks ca. ein Fünftel der gesamten FuE-Ausgaben (inkl. Bereiche außerhalb der Großforschung) auf die Energieforschung verwendet (Prange, 2005). Über das „Rahmenprogramm Energieforschung“ (1974-1977) und das „Erste Programm Energieforschung“ (1977-1980) kam im Zuge der Ölpreis- und drohenden Versorgungskrise erstmals eine gezielte staatliche Förderung der nicht-nuklearen Energieforschung in Gang (Bruns et al., 2009). Die Kernenergie stand zwar mit einem 70%igen Anteil der FuE-Mittel im Vordergrund des ersten Energieforschungsprogramms. Aber auch die dem Bergbau beigemessene Rolle wird in dieser Zeit durch eine verstärkte Forschungsförderung (Bergtechnik, Kohleverflüssigung u.ä.) verdeutlicht (14%iger Anteil). Sie erreichte einen Höhepunkt während der zweiten Ölpreiskrise mit jährlichen Zahlungen von etwa 440 Mio. € (Storchmann, 2005). Im Zuge der wieder fallenden Ölpreise haben diese Programme jedoch ab 1986 wieder an Bedeutung verloren. Aufgeführt waren schließlich noch Mittel für die rationelle Energieverwendung (7,5%) und „neue Energiequellen“ (Kernfusion, und erneuerbare Energien (8,5% bzw. 3% nur für erneuerbare Energien)). In dieser Zeit wurde eine Reihe von technischen Studien erstellt, die zeigten, dass erneuerbare Energien prinzipiell das technische Potenzial haben, die Welt mit Energie zu versorgen (Bruns et al., 2009). Erstmals findet sich Anfang der 1970er Jahre auch das Ziel der Förderung von Elektrofahrzeugen in der Forschungsförderung wieder (Hübner und Nill, 2001).

Die zunehmend kritische Einstellung breiter Teile der Bevölkerung gegenüber technologischen Entwicklungen (Kernenergie als Risikotechnologie, Militärforschung) setzte die F&T-Politik zunehmend unter Legitimationsdruck. Die Regierung versuchte mögliche Langzeiteffekte neuer Technologien verstärkt in korporatistischen Komitees und Rundgesprächen zu diskutieren, in der Hoffnung, so einen breiten gesellschaftlichen Konsens für die Unterstützung bestimmter Schlüsseltechnologien zu schaffen.

Mit dem Regierungswechsel zu einer bürgerlichen Koalition 1982 erfolgte in einer vierten Phase eine Absage an den sozialdemokratischen Steuerungsanspruch in der F&T-Politik zu Gunsten einer an Leitlinien und Rahmenbedingungen ausgerichteten Steuerungsphilosophie. Vor allem programmatisch wurde die Grundlagenforschung stärker gewichtet und indirekte Förderinstrumente stärker eingesetzt. Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft (insbesondere auch der KMU) sollte vermehrt über Maßnahmen und Einrichtungen zur Förderung der Diffusion von Innovationen gestärkt werden (Diffusions- statt Missionsorientierung). Relativiert wurde das lineare Modell des Technologietransfers durch Einführung der Verbundförderung, die als „arbeitsteilige Bearbeitung übergreifender, thematisch funktionell zusammenhängender Problemstellungen in Forschung und Entwicklung durch mehrere Unternehmen und Forschungsinstitute definiert wurde“ (zitiert nach Fier und Harhoff, 2002). Diese „prozedurale Neuerung“ ging auch in die Projektförderung ein, so dass bis heute zahlreiche FuE-Projekte Verbundprojekte sind. Ebenfalls bis heute prägend wurde die Vorstellung des Wissens- und Technologietransfers durch Kooperationen zwischen Wissenschaft und Praxis (Fier und Harhoff, 2002).

Auch die neue Bundesregierung verzichtete aber nicht auf die Festlegung von Schlüsselbereichen des technischen Fortschritts, wie zum Beispiel die Biotechnologie. Dagegen wurden die Mittel für die Energieforschung - auch für erneuerbare Energien und Energiespartechnologien - kontinuierlich reduziert. Die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl 1986 führte dann dazu, dass die Mittel für die

Kernforschung von einem Anteil von 12% (1985) auf 4,2% (1990) an den gesamten FuE-Mitteln sank. Im Zuge der gesellschaftlichen Debatte und dem aufkommenden Thema Klimaschutz wurden erneuerbare Energien dagegen wieder verstärkt vor allem in Form von Demonstrationsprojekten und Pilotanlagen gefördert. Die FuE-Förderung erreichte 1989 wieder das Niveau von 1982 (ca. 60 Mio. €) und 1991/2 sogar rd. 100 Mio. €. 1989 startete das Forschungsministerium für die Windenergie und die Fotovoltaik Markteinführungsprogramme, während das Wirtschaftsministerium auf freiwillige Verbändevereinbarungen mit den Energieversorgern zur Einspeisung erneuerbarer Energien in das Stromnetz setzte und gesetzliche Lösungen, das den Anlagenbetreibern stabile Rahmenbedingungen gewährleisten könnte (wie das spätere Stromeinspeisungsgesetz, vgl. Kapitel 2.2), zu verhindern versuchte.

Die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl und andere mit dem technologischen Fortschritt verbundene Unsicherheiten und Risiken (z.B. in der Genetik) veranlasste die Regierung auch - gestützt auf die Arbeit verschiedener Enquetekommissionen - Beratungsgremien im Bereich der Technikfolgenabschätzung zu institutionalisieren, um zu gesellschaftlich akzeptierten forschungs- und technologiepolitischen Entscheidungen zu gelangen. So wurde insbesondere im Jahr 1990 das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag eingerichtet. Während in den 1970er und 1980er Jahren die aufkommende (energiebezogene) Umweltforschung noch weitgehend über die etablierten großen Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen abgewickelt wurden, kamen insbesondere in den 1990er neu gegründete, über staatliche Mittel (mit-)geförderte Institutionen dazu (Bundesstiftung Umwelt, Umweltforschungszentrum Leipzig, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie).

Vor allem seit den 1990er Jahren wurde vermehrt die internationale Diskussion um (nationale) Innovationssysteme aufgegriffen (Lundvall, 1992; Nelson, 1993; OECD, 1999). Demzufolge finden Innovationen nicht isoliert in Unternehmen oder Organisationen statt, sondern im Rahmen eines Systems. Der Innovationserfolg ist damit abhängig von der Qualität des Systems und insbesondere der Qualität von Subsystemen (FuE, Nutzer von Innovationen, intermediäre und unterstützende Infrastruktur u.ä.) und der gegenseitigen Abstimmung dieser Subsysteme. Wesentlich getrieben wurde dieser konzeptionell neue, systemische Ansatz wiederum von neuen Herausforderungen, der sich die F&T-Politik gegenüber sah. Insbesondere die Globalisierung, der zunehmende internationale Wettbewerb und der Strukturwandel zu Gunsten von Dienstleistungen und wissensintensiven Aktivitäten erhöhte für Unternehmen, Regionen und ganze Volkswirtschaften die Notwendigkeit und den Druck Innovationen zu generieren. In der F&T-Politik hat sich daher in den 1990er Jahren ein Innovationsverständnis entwickelt, das die Interaktionsbeziehungen zwischen den am Innovationsgeschehen beteiligten Akteuren und Rückkopplungen zwischen verschiedenen Phasen bzw. Komponenten des Innovationsgeschehens berücksichtigt (sog. zweite Generation der Innovationspolitik nach OECD, 2005). Gegenüber der Vorstellung, technologische Lücken schließen zu müssen, gewann die Anwendung vorhandenen Wissens an Bedeutung (Mai, 2011). Dennoch war Innovationspolitik noch im wesentlichen F&T-Politik und überwiegend auf einzelne Wissenschafts- und Techniksektoren und deren spezifische Förderung gerichtet (Lindner, 2009).

Die Rolle des Staates wurde neben direkten und indirekten Fördermaßnahmen vermehrt darin gesehen, zu moderieren, ein breites Spektrum an Akteuren zu vernetzen und Innovationsprozesse zu stimulieren. Die einseitige staatliche Festlegung von detaillierten Förderinhalten wurde dabei durch übergeordnete thematische Vorgaben ersetzt. Verstärkt wurde die regionale Ebene von der Politik angesprochen. Typisch wurden Netzwerk- und Clusteransätze unter Verwendung wettbewerblicher Förderverfahren (z.B. BioRegio). Dabei verwischten insbesondere in Ostdeutschland nach der Wiedervereinigung die Grenzen zwischen FuT- und Strukturpolitik relativ stark (Prange, 2005 mit

weiteren Quellen). Auf nationaler Ebene wurden im Rahmen der Projektförderung disziplinen- und branchenübergreifende Leitprojekte initiiert, die weniger auf die Förderung einer Vielzahl von Einzelprojekten als vielmehr „auf bahnbrechende wirtschaftlich verwertbare Produkt- und Prozessinnovation abzielen (so Forschungsminister Rüttgers, zitiert nach Fier und Harhoff, 2002). Dies waren 1996 die molekulare Medizin, die Materialforschung, die Informationstechnik und der Verkehr in Ballungsräumen. Trotz dieser Bündelung hat sich allerdings gleichzeitig die Reichweite der F&T-Politik in den 1990er Jahren weiter erhöht. Die Zahl der Zuwendungsempfänger hat sich insbesondere durch die stärkere Einbeziehung von KMU, Verbänden und anderen Organisationen in dieser Zeit nahezu verdoppelt (Fier und Harhoff, 2002).

Der Wechsel zur rot-grünen Bundesregierung 1998 führte in der fünften Phase der Innovationspolitik in Anlehnung an die sozialdemokratische Tradition der 1970er Jahre wieder zu einer verstärkten direkten Projektförderung und zu einer Fokussierung der FuT-Politik auf die Lösung gesellschaftlicher Probleme (Prange, 2005). Neue Initiativen betrafen Bereiche wie Mikroelektronik, IuK-Technologien, Umwelttechnik und Klima- und Energietechnologien. In der Energieforschung wurde im Zuge des Atomausstiegs die FuE-Mittel für neue Atomreaktoren reduziert und in der zweiten Hälfte der Regierungszeit die Forschungsmittel für erneuerbare Energien und Energieeffizienz partiell erhöht. Maßgeblich für die weitere anwendungsbezogene FuE-Förderung zu Gunsten erneuerbarer Energien war der Wechsel der Zuständigkeiten für erneuerbare Energien vom Wirtschafts- zum Umweltministerium im Jahr 2002. Während das Wirtschaftsministerium bezüglich der Markteinführung erneuerbarer Energien keinen weiteren Handlungsbedarf sah, entwickelte das Umweltministerium ein „Gesamtkonzept“, das - in Abstimmung mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen, Zielen und Perspektiven - die in den 1990er Jahren noch vorherrschende Lücke zwischen Forschung und Markteinführung schließen sollte (Bruns et al., 2009). Damit gewannen direkte Förderprogramme und Vergütungszahlungen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz auf der Bundesebene erheblich an Bedeutung (vgl. Kapitel 2.2).

Die stärkere gesellschaftliche Ausrichtung der FuT-Politik wurde auch durch den Forschungsdialog „Futur“ (2001-2005) betont. Während frühe Prozesse der Technologievorausschau in den 1990er Jahren (Delphi- Befragungen) stark expertengetrieben waren und tendenziell - gerade im Energiebereich – zu einer Überbetonung des eigenen Forschungsfelds führten (Smits und Kuhlmann, 2004), sollte jetzt eine breite Öffentlichkeit in die Auswahl zukünftiger Forschungsfelder einbezogen werden. Ziel war die Entwicklung von Leitvisionen und deren Umsetzung in konkreten Förderprogrammen und -projekten. Vor allem die Umsetzung erwies sich aber angesichts der Vielfalt der Teilnehmer und der fehlenden Entscheidungskriterien als schwierig (Prange, 2005).

### **2.1.3 Aktuelle Entwicklungen der Innovations- und Energieforschungspolitik**

Während die F&T-Politik sich auf der Angebotsseite zunehmend ausdifferenziert hat und insofern von einer angebotsseitigen Innovationspolitik gesprochen werden kann, werden in den letzten Jahren vermehrt auch die Möglichkeiten einer nachfrageorientierten Innovationspolitik gesehen und partiell genutzt. Gemeint ist dabei die „Gesamtheit der Maßnahmen der öffentlichen Hand, die an der privaten oder staatlichen Nachfrage nach innovativen Produkten und Dienstleistungen ansetzen, um die Entwicklung, Markteinführung und die Diffusion von Innovationen zu induzieren und zu beschleunigen“ (Edler, 2006). Die wesentliche Begründung für nachfrageseitige Innovationspolitik wird im Vorliegen struktureller Hemmnisse und Informationsdefizite gesehen, die die Markteinführung und/oder -diffusion von Innovationen behindern. Die Diskussion über die Rolle des Staates für die Nachfrage nach Innovationen wurde insbesondere von europäischer Ebene

angestoßen.<sup>15</sup> Auf der Basis der Lissabon-Strategie, diversen Positionspapieren und Expertenberichten sind hierzu inzwischen verschiedene Handbücher und Kommuniqués herausgegeben worden<sup>16</sup>.

In Deutschland ist das Thema innovationsorientierte Beschaffung in der High-Tech Strategie (vgl. unten) als sog. Querschnittsthema verankert worden. Sechs Bundesministerien und ihre nachgeordneten Einrichtungen haben darüber hinaus beschlossen, die Potenziale für eine innovationsorientierte Beschaffung verstärkt zu nutzen<sup>17</sup>. Das federführende Wirtschaftsministerium betont dabei allerdings, dass „die die Beschaffung von Innovationen nicht primäres Ziel des Beschaffungswesens [ist]“, sondern es schwerpunktmäßig darum gehe, das Beschaffungswesen selbst zu optimieren und auf diesem Wege indirekt die innovative Wirtschaft gefördert werde (BMWi, 2010). Eine herausgehobene Stellung nimmt allerdings die umweltfreundliche Beschaffung bzw. die Beschaffung energieeffizienter Produkte und Dienstleistungen ein. Hierzu bestehen nicht nur eine Vielzahl von Studien, Handbüchern und Leitlinien, sondern auch einschlägige Rechtsgrundlagen und Verwaltungsvorschriften<sup>18</sup>. Der „grüne Einkauf“ wird aber kaum als generelles innovationspolitisches Instrument diskutiert bzw. akzeptiert.

Die finanzielle Unterstützung der privaten Nachfrage nach Innovationen kann als eine Form „indirektspezifischer“ Förderung angesehen werden. Indirekt wird die Diffusion von neuen Technologien gefördert, indem die Anwender einen Zuschuss für den Erwerb bzw. zu den mit der Einführung verbundenen Kosten bekommen, wovon wiederum die Hersteller profitieren. Bereits in den 1980er Jahren wurden derartige Maßnahmen für die Nutzung der Computerunterstützung von Konstruktion und Fertigung (CAD/CAM) bzw. computerintegrierter Fertigung (CIM) gewährt. Innovationspolitisch handelt es sich um „weiche“ Maßnahmen der Schulung und Qualifizierung von Personal. Aktuell finden sich diese nachfrageseitigen Anreize besonders im Bereich der energieeffizienten Technologien bzw. regenerativen Energien, aber auch im Rahmen von Maßnahmen des Werbens, der Bewusstseinsbildung oder Aus- und Weiterbildung im Bereich der IuK-Technologien (Edler, 2006).

Vor dem Hintergrund der zunehmenden FuE-Intensität von Ländern wie Indien oder China, der nachgewiesenen Bedeutung von FuE für die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und den ungelösten globalen Herausforderungen wie dem Klimawandel oder der Sicherung der Welternährung wurden insbesondere von der Großen Koalition in den 2000er Jahren neue Initiativen gestartet, um die Innovationsfähigkeit Deutschland zu erhöhen. Um die Position Deutschlands im globalen Innovationswettlauf zu sichern, sieht die Regierung es als unabdingbar an, die Forschungs- und Innovationspolitik auf globale Leitmärkte auszurichten, die sich im Umfeld komplexer Technologien entwickeln. Mit der 2006 ins Leben gerufenen High-Tech Strategie knüpft sie an den in den 1990er Jahren entwickelten Netzwerk- und Clusteransätzen an und betont die noch stärkere Bedeutung von Kooperationen, Gemeinschaftsprojekten und der Bündelung verschiedener Akteure in der Programmentwicklung und –umsetzung. Neu ist der Versuch der Bundesregierung, erstmals die Forschungs- und Innovationsaktivitäten ressortübergreifend zu bündeln und alle Politikbereiche, die Forschung und Entwicklung berühren, in eine umfassende Innovationspolitik einzubinden. Während die administrative und politische Koordination zwischen Ressorts und Politikfeldern zuvor vorwiegend ad-hoc erfolgt ist, wurde ein weitergehender Ansatz verfolgt, die Förderung von Forschung und Entwicklung und die politische Gestaltung der sog. Rahmenbedingungen zu verbinden.

---

<sup>15</sup> Generell erweist sich die europäische Ebene als zunehmend bedeutsam für die deutsche Innovationspolitik (Daimler, Edler und Howells, 2011; Mai, 2011).

<sup>16</sup> Vgl. [http://ec.europa.eu/enterprise/policies/innovation/policy/public-procurement/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/enterprise/policies/innovation/policy/public-procurement/index_en.htm)

<sup>17</sup> Vgl. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Technologie-und-Innovation/Technologiepolitik/> Rahmenbedingungen-fuer-Forschung-Innovation/innovation-beschaffungswesen.html

<sup>18</sup> Vgl. [http://www.bmu.de/produkte\\_und\\_umwelt/umweltfreundliche\\_beschaffung/doc/39042.php](http://www.bmu.de/produkte_und_umwelt/umweltfreundliche_beschaffung/doc/39042.php)

Alle Entscheidungen aus den unterschiedlichen Politikfeldern wie gesetzliche und außergesetzliche Regularien sollen hinsichtlich ihrer Konsequenzen für die Forschungs- und Innovationsbedingungen in Deutschland auf den Prüfstand gestellt werden (BMBF, 2006; BMBF, 2007; BMBF, 2010b). Diese Rahmenbedingungen werden in Form von sog. Querschnittsaktivitäten konkretisiert, die wiederum mit einer Reihe von politischen Instrumenten unterlegt sind:

- verstärktes Zusammenwirken von Wissenschaft und Wirtschaft (z.B. durch Förderung von Spaltenclustern, die Bildung von Innovationsallianzen, die Bildung von Private-Public-Partnerships etc.);
- die Verbesserung der Bedingungen für High-Tech Gründungen und den innovativen Mittelstand (z.B. durch Gründungsförderung, die Verbesserung steuerrechtlicher Rahmenbedingungen und den Abbau bürokratischer Belastungen u.ä.);
- die Verbreitung von Technologien (z.B. durch Verbesserung von Schutz und Verwertung geistiger Eigentumsrechte, durch bessere Integration von Forschung und Normung/Standardisierung, durch öffentliche Beschaffung);
- durch Internationalisierung von FuE und Innovation (z.B. durch Unterstützung internationaler FuE-Kooperationen in den Fachprogrammen, durch verstärkte politische Aktivitäten auf der europäischen Ebene u.ä.);
- durch Talentförderung (z.B. Stärkung der Berufsbildung, Förderung lebenslangen Lernens u.ä.).
- Klimawandel/ nachhaltige Energieversorgung;
- Gesundheit/Ernährung angesichts des demographischen Wandels und der Verbreitung von Volkskrankheiten;
- neue Mobilitätsformen angesichts wachsender Verkehrsleistung;
- neue Sicherheitslösungen angesichts von Terrorismus, organisierter Kriminalität und den Folgen von Natur- und Umweltkatastrophen sowie Pandemien;
- Kommunikation als Grundlage für effiziente Wertschöpfungsprozesse und als Basis für Mobilitäts- und Informationsbedürfnisse der modernen Gesellschaft.

Ziel ist es, Deutschland zum Vorreiter bei der Lösung dieser globalen Herausforderungen zu machen. Neben einer ethischen und gesellschaftspolitischen Verantwortung werden dabei insbesondere erhebliche wirtschaftliche Potenziale (neue Leitmärkte, neue Arbeitsplätze) ins Feld geführt. Die Förderung wichtiger, Innovationen treibender Schlüsseltechnologien – insbesondere der Bio- und Nanotechnologie, der Mikro- und Nanoelektronik, den optischen Technologien, der Mikrosystem-, Werkstoff- und Produktionstechnik, der Dienstleistungsforschung, der Raumfahrttechnologie sowie der Informations- und Kommunikationstechnologie - und die Verbesserung innovationsrelevanter Rahmenbedingungen sollen auf ihre Beiträge für Fortschritte auf den Bedarfsfeldern ausgerichtet werden. Um die wichtigsten Herausforderungen in den einzelnen Bedarfsfeldern beispielhaft in den Blick zu nehmen, werden von der Bundesregierung – beraten und unterstützt von der Forschungsunion Wirtschaft und Wissenschaft – zehn prioritäre Zukunftsprojekte in einem „neuen“ missionsorientierten Ansatz über einen Zeitraum von 10-15 Jahren formuliert. Umwelt- und energiepolitisch von Interesse sind die vier Projekte „Die CO<sub>2</sub>-neutrale, energieeffiziente und klimaangepasste Stadt“, „Intelligenter Umbau der Energieversorgung“, „Nachwachsende Rohstoffe als Alternative zum Öl“ und „nachhaltige Mobilität“ (vgl. auch BMBF, 2010a).

Wie erwähnt enthält die High-Tech-Strategie u.a. das Bedarfsfeld „Energie/Klima“. Als „Herzstück“ der Technologieförderung der Bundesregierung im Energiebereich ist dort das 6. Energieforschungsprogramm aufgeführt. Außerhalb des Energieforschungsprogramms werden in dem Bedarfsfeld weitere „Aktionslinien“ aufgeführt, vorwiegend mit globalem Bezug (z.B.

„Rahmenprogrammforschung für nachhaltige Entwicklung“, „Rahmenprogramm Bioökonomie“, „Klimasystemforschung“). Nicht Gegenstand des Energieforschungsprogramms sind Ansätze mit spezifischen Energiebezügen, „bei denen andere politische oder fachliche Ziele vorrangig sind oder sich aus einem anderen institutionellen Hintergrund ergeben“ (BMWi, 2011). Dies betrifft insbesondere Forschungsvorhaben im Bereich Verkehrsforschung, Elektromobilität (sofern kein energiewirtschaftlicher Bezug), Luftverkehrsrecherche, Umweltforschung, Forschung für das Bau- und Wohnungswesen oder Projekte zu IuK- Technologien. Außerhalb des Energieforschungsprogramms bleiben damit insbesondere die Aktivitäten des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Z.T. sind diese „anderen“ Forschungsvorhaben allerdings wiederum Gegenstand der High-Tech-Strategie (insbesondere Umwelttechnologien in der HTS 2006 und Verkehrsforschung und -technologien (inklusive Elektromobilität) in der HTS 2006 und HTS 2020).

Im Vergleich zu früheren Energieforschungsprogrammen lässt sich im 5. Energieforschungsprogramm („Innovationen und neue Energietechnologien“) für den Zeitraum 2005-2011 und im 6. Energieforschungsprogramm („Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“) (ab 2011) dennoch ein gewisser Trend zu ressortübergreifenden Aktivitäten in der Energieforschungspolitik erkennen (BMWA, 2005; BMWi, 2011). So werden unter Federführung des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi bzw. dem damaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) die Energieforschungsprogramme gemeinsam von vier Ministerien erstellt. Insbesondere mit der Verlagerung der Zuständigkeiten für erneuerbare Energien vom Wirtschafts- ins Umweltministerium ergibt sich eine neue Arbeitsteilung in der Energieforschungspolitik: Das BMWi ist - neben der programmatischen Federführung - für die anwendungsorientierte Projektförderung von FuE auf dem Gebiet der nicht-nuklearen Energieforschung (ohne erneuerbare Energien) und der nuklearen Sicherheits- und Endlagerforschung zuständig. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) übernimmt die anwendungsorientierte Projektförderung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien (ohne Bioenergie), um auf diese Weise „die Zuständigkeit für die Förderung von FuE erneuerbarer Energien, Markteinführung und Integration in das gesamte Energiesystem in einem Ressort zusammenzuführen“. Das Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) ist für die anwendungsorientierte Projektförderung von FuE auf dem Gebiet der Bioenergie verantwortlich. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) ist schließlich für die institutionelle Förderung im Forschungsbereich „Energie“ zuständig, insbesondere der Forschungszentren der Helmholtz-Gemeinschaft, allerdings nicht (mehr) dem Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (jetzt BMWi) und des Deutschen Biomassezentrums (BMVEL). Außerdem fördert es projektorientierte Forschung zur Klärung von Grundlagenfragen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, nukleare Sicherheit, Entsorgungs-, Strahlen-, Fusions- und Vorsorgeforschung. Ebenso fördert es die Ausbildung von Fachleuten und wissenschaftlichem Nachwuchs.

Die Bedeutung die Abstimmung und Koordination in der Energieforschungspolitik beigemessen wird - zwischen den Ressorts, in der Zusammenarbeit mit den Bundesländer und mit europäischen Fördererinstitutionen und in der Zusammenarbeit mit Wirtschaft und Wissenschaft - wird außerdem durch eine beim BMWi eingerichtete „Koordinierungsplattform Energieforschungspolitik“ zum Ausdruck gebracht (im folgenden BMWi, 2011). Ziel dieser Plattform ist es, den beteiligten Akteuren Gelegenheit zum Informationsaustausch zugeben, Fragmentierung und Doppelarbeit zu vermeiden und einen möglichst hohen Mehrwert aus den Forschungsgeldern zu generieren. Angekündigt wird außerdem die Einrichtung eines zentralen, ressortübergreifenden Informationssystems beim BMWi, dass mehr Transparenz der staatlichen Förderpolitik und eine bessere Bewertung von Entwicklungen

auf dem Gebiet der Energietechnologien ermöglichen soll. Auf dieser Basis soll in Zukunft ein „Bundesbericht Energieforschung“ vorgelegt werden.

Inhaltlich zeichnet sich bereits im 5. Energieforschungsprogramm eine verstärkte Fokussierung auf die Bereiche erneuerbare Energien und Energieeffizienz ab. Im Sinne des Energiekonzepts der Bundesregierung wird im 6. Energieforschungsprogramm dann von einem „neuen strategischen Ansatz“ gesprochen, der die Bereiche

1. erneuerbare Energien,
2. Energieeffizienz,
3. Energiespeichertechnologien und Netztechnik,
4. Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung und
5. das Zusammenwirken von Energietechnologien im Gesamtsystem umfasst.

Gegenüber den vergangenen Energieforschungsprogrammen nehmen dagegen fossile Kraftwerkstechnologien (inkl. Carbon Capture and Storage (CCS)- Technologien) und die nukleare Sicherheits-, Entsorgungs- und Strahlenforschung einen deutlich nachgeordneten Stellenwert ein.

Neu bzw. nicht nur am Rande erwähnt sind dabei in der Tat die Punkte 3 – 5. Im Hinblick auf Speicherung, Transport und Verteilung elektrischer Energie wird ein „noch erheblicher FuE-bedarf“ gesehen und konzediert, dass „FuE von neuen Technologien zum Transport und zur Verteilung elektrischer Energie [...] seit 1980 bis vor wenigen Jahren kaum staatlich unterstützt wurde“. Gerade für die lange Zeit unterbelichteten und komplexen Themen „Energiespeicher“ und „Netze“ wird die ressortübergreifende Zusammenarbeit zur Entwicklung gemeinsamer Strategien gesondert hervorgehoben und auf einschlägige Fördertbekanntmachungen hingewiesen. Angesichts des breiten Technologie- und Anwendungsspektrum und der technologischen Heterogenität von stationären Energiespeichern werden etwa wesentliche Anteile der Aktivitäten bei Energiespeichern im Rahmen einer gemeinsam von BMWi, BMU und BMBF formulierten „Förderinitiative Energiespeicher“ gefördert. Bei Stromnetzen ist u.a. das bereits 2007 gestartete Förderprogramm „E-Energy“ von BMWi und BMU zu nennen, das darauf abzielt, mittels Informations- und Kommunikationstechnologien „intelligente“ Energiesysteme zu schaffen („Smart Grids“).<sup>19</sup> Einem breiten Ansatz folgt auch das im Jahr 2010 veröffentlichte Förderkonzept „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ des BMWi, das zum ersten Mal das Gesamtsystem Transport, Verteilung und Nutzung elektrischer Energie umfasst. Zur Beantwortung der drängenden Fragen der künftigen Netzinfrastruktur ist ferner vom BMWi eine Plattform „Zukünftige Energienetze“ gegründet worden.

Die Forschungsförderung zur Integration erneuerbarer Energien und zur Herausbildung regenerativer Energieversorgungssysteme, die wesentlich in den Kompetenzbereich des BMU fällt, umfasst Förderschwerpunkte wie „regenerative Kombikraftwerke/virtuelle Kraftwerke“, „intelligenten Netze – Lastmanagement“, „Netztechnologien“, „Speichertechnologien“, „Systemdienstleistungen von erneuerbare Energien Anlagen und Energiespeichern“ und „Prognosen für Erzeugung und Verbrauch“.

Das 6. Energieforschungsprogramm nennt drei wesentliche Ziele der Förderung von FuE von Energietechnologien: Erstes und wichtigstes Ziel ist es, einen Beitrag zur Erfüllung der zahlreichen energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu leisten, so dass

---

<sup>19</sup> Vor allem auch auf europäischer Ebene werden Smart-grid Technologien gefördert. In bislang mehr als 200 Forschungsprojekten zum Thema sind insgesamt, 5,5 Mrd. € in die Entwicklung der Technologie geflossen (Asendorf, 2012).

Energieforschungspolitik eine dienende Rolle zukommt. Diesem Ziel entspricht die prioritäre Förderung der Energieeffizienz und des möglichst kostengünstigen und umwelt- und naturverträglichen Ausbaus der erneuerbaren Energien. Zweites Ziel ist es, die führende Position deutscher Unternehmen auf dem (zukünftigen) Weltmarkt moderner Energietechnologien auszubauen. Drittes Ziel ist es, technologischer Optionen zu sichern und zu erweitern und die Flexibilität der Energieversorgung Deutschlands zu verbessern. Als Teil einer grundsätzlich technologieoffenen Energiepolitik wird hier etwa die Förderung der Kernfusion gesehen.

## **2.1.4 Entwicklung und Bedeutung der Energieforschung: empirische Trends**

In diesem Abschnitt sollen ergänzend zu der Betrachtung innovationspolitischer Phasen einige Indikatoren herangezogen werden, die das relative Gewicht des Energiebereichs in der Innovationspolitik veranschaulichen können. Dabei können auch Vergleiche zwischen den (geförderten) Energieträgern bzw. -technologien und Vergleiche mit anderen Ländern aufschlussreich sein. Den wohl engsten Bezug zur (energiebezogenen) Innovationspolitik weisen öffentliche Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Wissenschaft auf (Kapitel 2.1.4.1). Vorteilhaft ist dieser Indikator außerdem angesichts der Verfügbarkeit von Daten über einen längeren Zeitraum und für mehrere Länder. Eine Alternative dazu bietet der Förderkatalog des Bundes zur Projektförderung (Kapitel 2.1.4.2). Er stellt allerdings nur eine Momentaufnahme dar und erlaubt keinen Ländervergleich. Außerdem gibt es stärker intermediäre und outputorientierte Indikatoren wie Patente, Welthandelsanteile u.ä. (Kapitel 2.1.4.3). Allerdings geht hierbei der unmittelbare Bezug zur Innovationspolitik verloren (vgl. daher auch Kapitel 5). Ergänzend zu diesen Indikatoren geht Kapitel 2.1.5 noch speziell auf die Energieforschung in Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen ein.

### **2.1.4.1 Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Wissenschaft**

Abbildung 2.1 stellt zunächst die öffentlichen FuE-Ausgaben ausgewählter Länder für Energieforschung anteilig zu den Gesamtausgaben für zivile Forschung dar. Dafür eignen sich die Daten von Eurostat, die die sog. GBAORD (Government budget appropriations or outlays on R&D) zu Grunde legen. Für die Interpretation bietet sich parallel die Betrachtung der absoluten öffentlichen FuE Ausgaben dieser Länder für Energieforschung an (Abbildung 2.2).

Deutlich werden dabei zum einen erhebliche Anteilsverschiebungen im Zeitablauf, und zum anderen erhebliche Unterschiede zwischen den Ländern. Während für Deutschland Anfang der 1980er Jahre ein auch im Ländervergleich beachtlicher Anteil der Energieforschungsausgaben von bis zu 20% erreicht wurde, sank dieser Anteil kontinuierlich auf bis zu 3% Anfang der 2000er Jahre. Auch die absoluten Energieforschungsausgaben erreichen in dieser Zeit ihr Minimum. Erst am aktuellen Rand zeigt sich eine langsame „Erholung“ mit einem Anteilswert von fast 5%. Auch für andere Länder haben die öffentlichen Energieforschungsausgaben durchwegs und zum Teil markant an Gewicht verloren. Besonders deutlich ist der Abfall in den USA im Verlauf der 1980er Jahre nach der Ölkrise und dann nochmal ab Mitte der 1990er Jahre bis zum Tiefpunkt im Jahr 2006.<sup>20</sup> In absoluten Werten

---

<sup>20</sup> Bei Verwendung der Daten der Internationalen Energie Agentur (IEA), die auf die gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration abstellen, aber wohl bestimmte Kategorien der GBOARD nicht berücksichtigt, ergibt sich das Minimum der absoluten Energieforschungsausgaben bereits 1997.

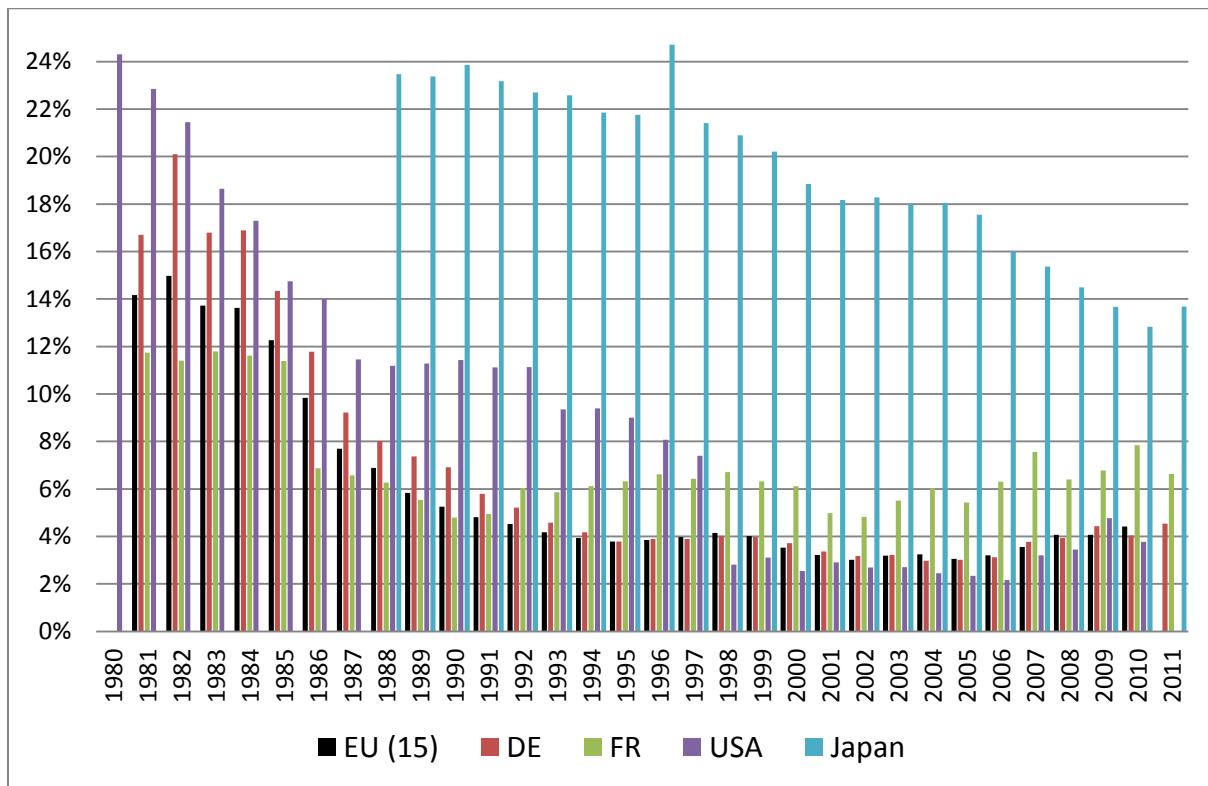
fallen besonders die markanten Sprünge auf, die einer kontinuierlichen Energieforschung generell abträglich sind: von 1985-1987, von 1997 auf 1998 und in entgegengesetzte Richtung jüngst von 2008 auf 2009. Die starke Erhöhung am aktuellen Rand kann dabei auf die Konjunkturprogramme zur Bekämpfung der Finanzkrise zurückgeführt werden. In Japan hat die Energieforschung dagegen im internationalen Vergleich einen herausgehobenen Stellenwert. Die Anteile an den Gesamtausgaben für zivile Forschung sind hier um ein Vielfaches höher als in anderen Ländern, was wesentlich auf die Insellage, die geringen Rohstoffvorkommen und (bislang) die starke Abhängigkeit von der forschungsintensiven Kernenergie zurückgeführt wird. Auffällig ist zudem, dass die Entwicklung der absoluten Werte nicht dem Trend der anderen Länder folgt (Zunahme in den 1990er Jahren, Abnahme bis 2007).<sup>21</sup> In Frankreich sind die Anteile der Energieforschungsausgaben an den Gesamtausgaben in den 1980er Jahren weniger dramatisch eingebrochen als in Deutschland oder den USA. Zudem liegen sie seit Anfang der 1990er Jahre relativ stabil bei ca. 6%. Absolut haben sie sich seit dem Tiefpunkt 1990 bis zum aktuellen Rand fast verdreifacht.<sup>22</sup> Gegenüber der EU-15 hatte Deutschland in den 1980er Jahren noch etwa 2-3% höhere Anteile der Energieforschungsausgaben. Seitdem ähnelt sich der Verlauf sowohl absolut als auch relativ.

---

<sup>21</sup> Bei Verwendung der IEA-Daten sind die Schwankungen zwischen den Jahren allerdings deutlich weniger ausgeprägt.

<sup>22</sup> Bei Verwendung der IEA-Daten ist allerdings höchstens eine Verdopplung zu konstatieren.

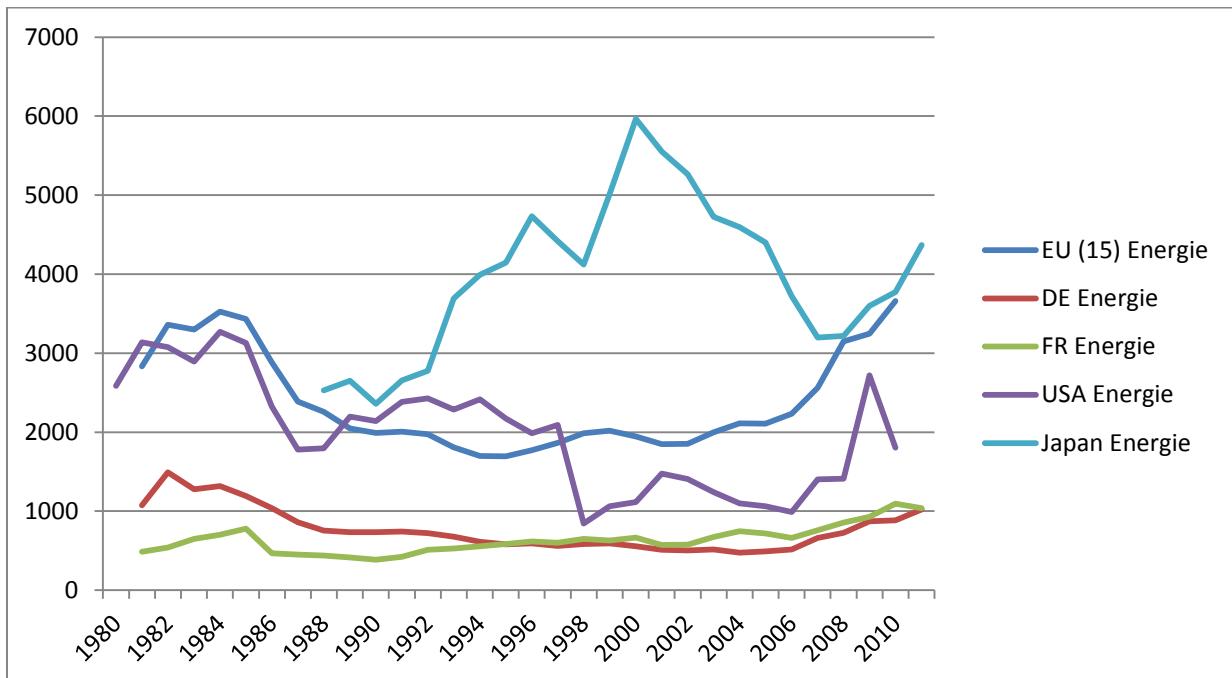
Abbildung 2.1: Öffentliche FuE Ausgaben ausgewählter Länder für Energieforschung anteilig zu den Gesamtausgaben für zivile Forschung



Quelle: Eurostat; Berechnungen des ifo Instituts

Anmerkung: FuE-Ausgaben als sog. GBAORD (Government budget appropriations or outlays on R&D) auf der Basis der Angaben der Mittelgeber (inkl. Zahlungen an ausl. Organisationen); Abgrenzung nach NABS 1992 (Nomenclature for the analysis and comparison of scientific programmes and budgets) bzw. ab 2007 NABS 2007; Daten für Japan erst ab 1988 verfügbar.

Abbildung 2.2: Öffentliche FuE Ausgaben ausgewählter Länder für Energieforschung absolut in Mio. €



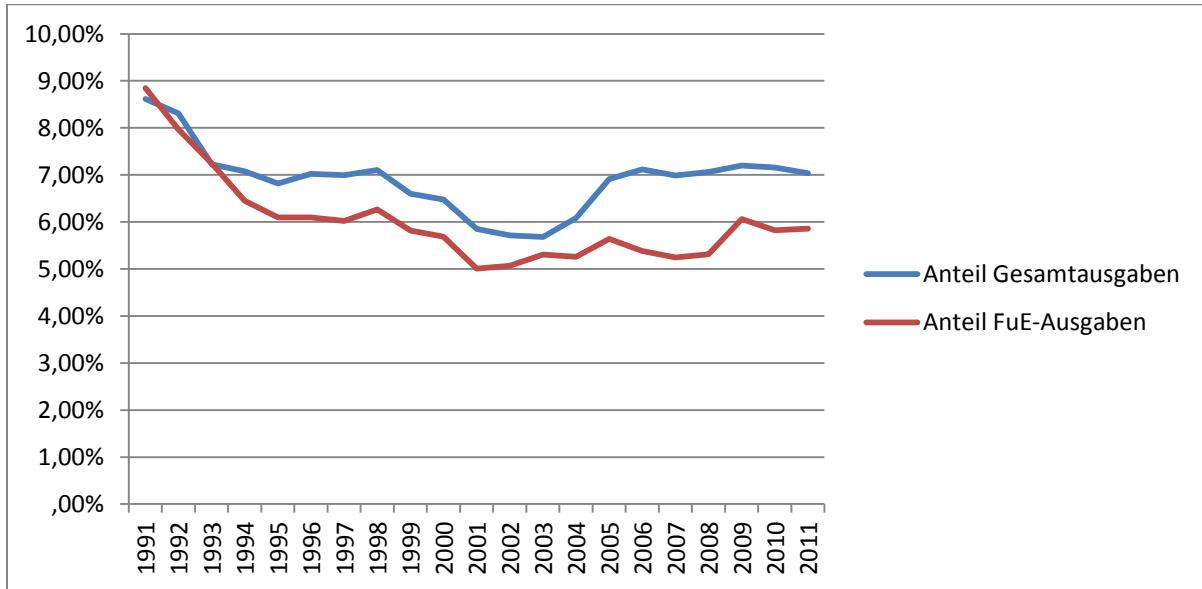
Quelle: Eurostat; Berechnungen des ifo Instituts

Anmerkung: Vgl. Abbildung 2.1

Abbildung 2.3 betrachtet den Anteil des Förderbereichs Energieforschung und Energietechnologie an allen zivilen Ausgaben für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung nochmal für die Bundesebene gemäß der Forschungsberichterstattung des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Deutlich wird dabei zunächst, dass der Anteil der energiebezogenen Ausgaben auf Bundesebene höher ist als auf gesamtstaatlicher Ebene. Im Verlaufe der 1990er Jahre hat der Energiebereich bis in die frühen 2000er Jahre im Vergleich zur gesamtstaatlichen Ebene allerdings noch deutlicher an Gewicht verloren. Seitdem ist der Anteil wieder leicht im Ansteigen begriffen, wobei vor allem die Ausgaben für Wissenschaft relativ wichtiger zu werden scheinen (wie an dem Auseinanderdriften der beiden Kurven ersichtlich). Absolut haben sich die Ausgaben des Förderbereichs Energieforschung und Energietechnologie seit dem Tiefpunkt 2003 bis 2011 ziemlich genau verdoppelt.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Ausgewiesen wird auch der Förderbereich „umweltgerechte nachhaltige Entwicklung“. Ihr Anteil an den Gesamtausgaben bewegt sich relativ konstant bei 6-7%. Seit 2009 ist er jedoch rückläufig und erreicht 2011 nur einen Anteil von gut 4% (bei moderatem absoluten Rückgang der Ausgaben). Möglicherweise sind Ausgaben des Bundes von diesem Förderbereich auf den verwandten Förderbereich der Energieforschung und Energietechnologie umgewidmet worden.

Abbildung 2.3: Anteil des Förderbereichs Energieforschung und Energietechnologie an allen zivilen Ausgaben des Bundes für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung



Quelle: BMBF; Berechnungen des ifo Instituts

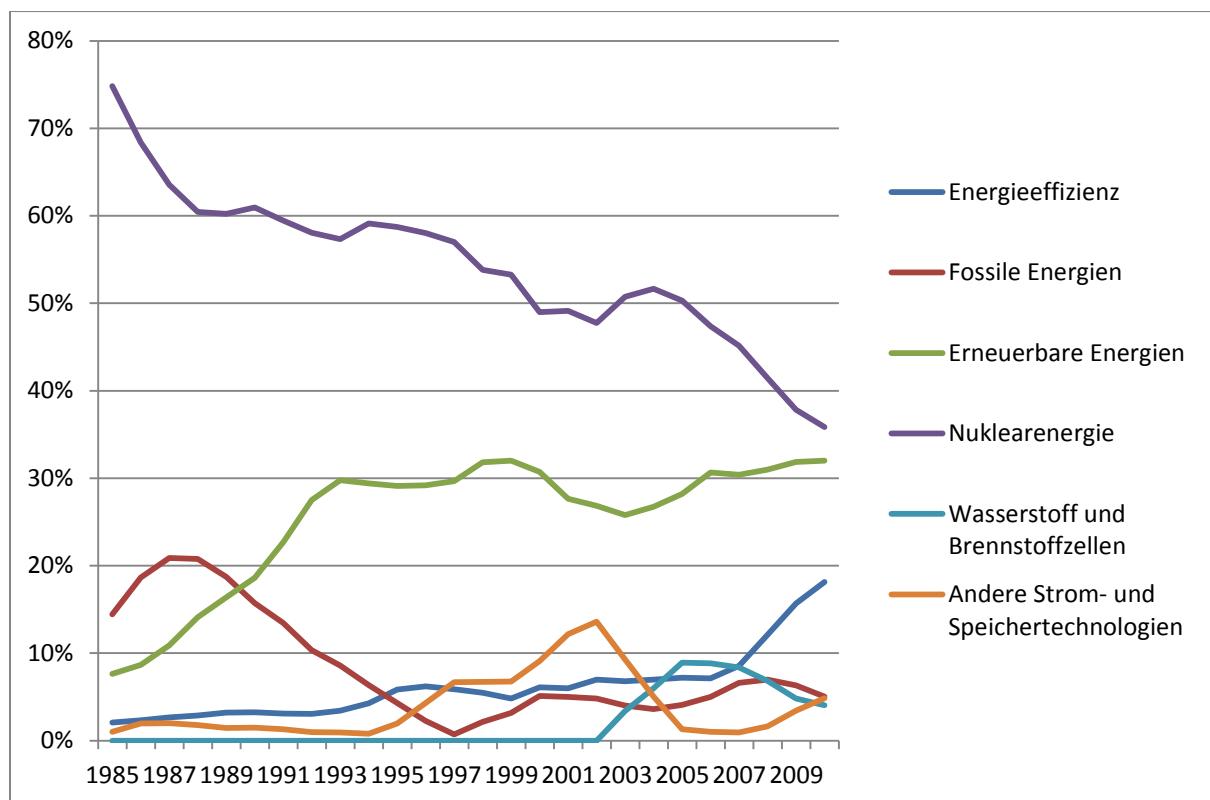
Anmerkung: Entsprechend der Leistungsplansystematik des Bundes 2005; 2009: Ohne Mittel aus dem "Investitions- und Tilgungsfonds (ITF)" (Konjunkturpaket II); 2010/2011: Ohne Mittel aus dem "Investitions- und Tilgungsfonds (ITF)" (Konjunkturpaket II); 2011: Stand Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 13.08.2010.

Die beiden folgenden Abbildungen verdeutlichen die relative Bedeutung der Förderung einzelner Energieträger bzw. -technologien im Zeitablauf. Abbildung 2.4 basiert auf der Untergliederung der IEA und bezieht sich auf die gesamten Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration für Gesamtdeutschland. Der Anteil der Nuklearenergie hat sich demzufolge im Verlauf der letzten 25 Jahre halbiert, liegt aber 2010 mit rund 200 Millionen € immer noch knapp über dem der erneuerbaren Energien. Die erneuerbaren Energien konnten bis 1993 ihren Anteil rasch auf 30% erhöhen, stagnieren aber - bei zwischenzeitlich auch deutlich geringeren absoluten Werten – etwa bei diesem Anteilswert. Ab dieser Zeit nehmen Einspeisevergütungen eine zunehmend wichtige Rolle ein (vgl. Kapitel 2.2). Ausgaben für fossile Energieträger sind nach den IEA-Daten Ende der 1990er Jahre fast vollständig zum Erliegen gekommen, konnten sich aber seitdem wohl durch die Förderung von CCS-Technologien wieder etwas stabilisieren (2010: 5%, rund 26 Millionen €). Von einem sehr niedrigen Niveau relativ beständig an Bedeutung gewonnen haben Ausgaben zur Förderung der Energieeffizienz. Zwischen 2006 und 2010 konnte der Anteil sogar von 9 auf 18% in kurzer Zeit verdoppelt werden. Neu hinzugekommen sind seit 2003 Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien.

Abbildung 2.5 betrachtet wiederum nur öffentliche Ausgaben des Bundes gemäß der Systematik des BMBF. Vor allem durch die Zusammenlegung der Kategorien „erneuerbare Energien“ und „rationelle Energieverwendung“ zeigt sich hierbei ein dynamischer Kurvenverlauf. Zudem reichen die Daten bis 2011 (und nicht nur 2010), wo die Ausgaben für diese Bereiche nochmals deutlich angehoben wurden. Separat ausgewiesen werden Ausgaben für die Kernfusionsforschung, die sich über den betrachteten Zeitraum bei jährlich zwischen 93 und 144 Millionen € bewegen. Bei der nuklearen Energieforschung

und der Beseitigung kerntechnischer Anlagen spielen neben FuE-Ausgaben andere Ausgaben (Wissenschaft, Infrastruktur u.ä.) eine relativ wichtige Rolle, während bei den anderen Kategorien die Gesamtausgaben und die FuE-Ausgaben weitgehend deckungsgleich sind. Bei einem mehr oder weniger ständigen Rückgang der öffentlichen Ausgaben für nukleare Energieforschung wurden seit 2007 insbesondere andere Ausgaben angehoben. Auch bei der Beseitigung kerntechnischer Anlagen sind diese andere Ausgaben seit 2003 deutlich gestiegen.

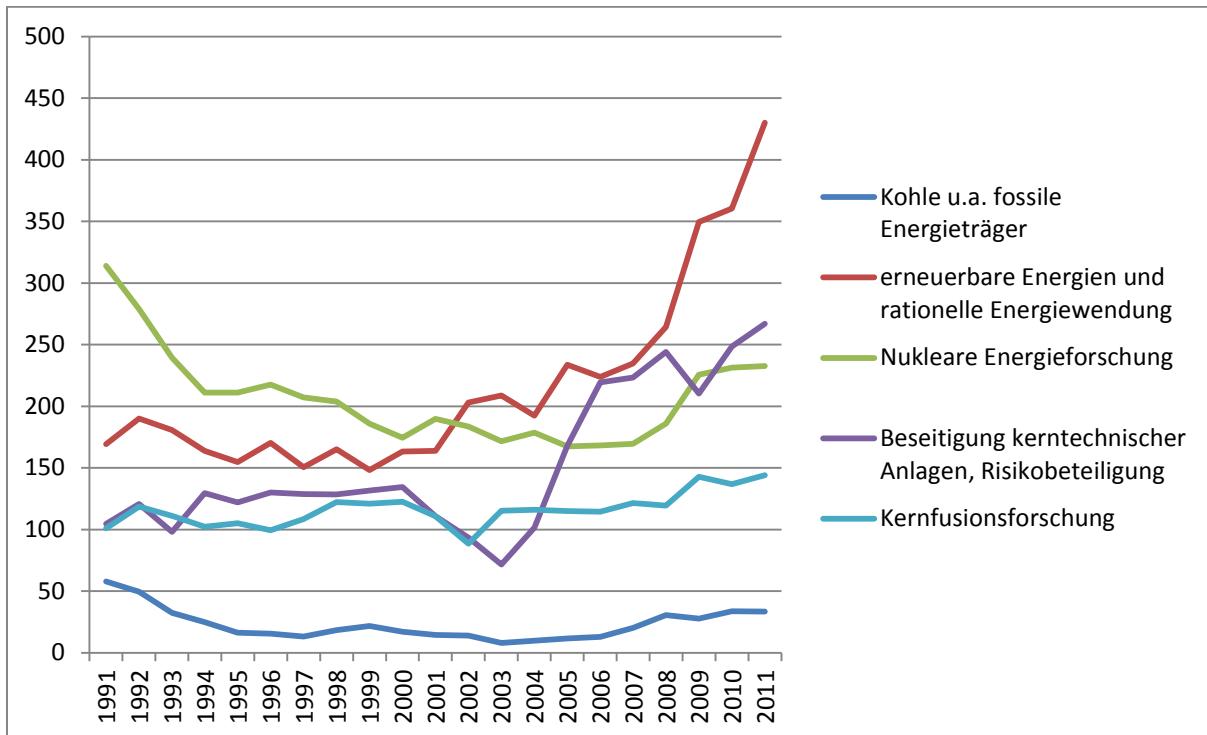
Abbildung 2.4: Prozentuale Bedeutung der Bereiche der Energieforschung im Zeitablauf gemäß der gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration für Gesamtdeutschland (Preise und Wechselkurse für 2010)



Quelle: IEA; Berechnungen des ifo Instituts

Anmerkung: „Andere Strom- und Speichertechnologien“ beinhalten Forschung hinsichtlich der Gewinnung von elektrischer Energie, der Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie der Speicherung von Energie. Nicht dargestellt sind die sog. „anderen Querschnittstechnologien und –forschungen“, die Analysen von Energiesystemen beinhalten sowie Grundlagenforschung im Bereich Energie (insbesondere der Helmholtz-Zentren), die keiner Kategorie direkt zugeordnet werden können. Diese Kategorie spielt zwischen 2004 und 2007 eine bedeutende Rolle, fällt dann aber wieder deutlich ab.

Abbildung 2.5: Gesamtausgaben des Bundes für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung im Förderschwerpunkt Energieforschung und Energietechnologie in Mio. €



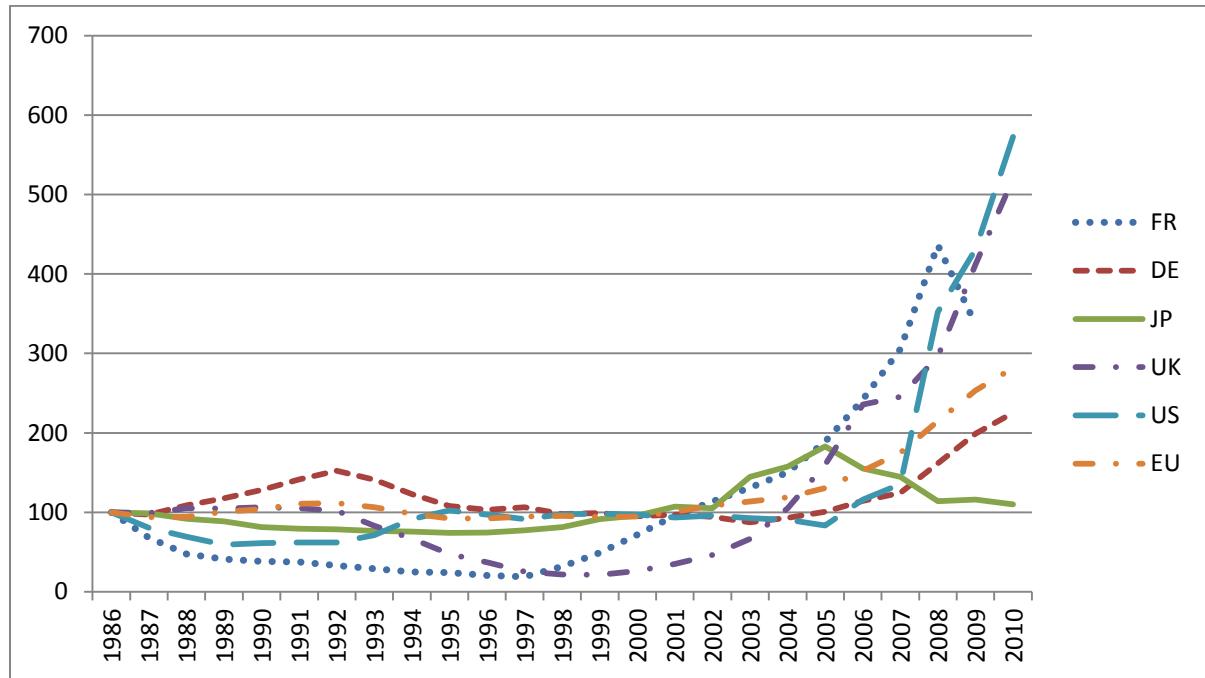
Quelle: BMBF

Anmerkung: Entsprechend der Leistungsplansystematik des Bundes 2005; 2009: Ohne Mittel aus dem "Investitions- und Tilgungsfonds (ITF)" (Konjunkturpaket II); 2010/2011: Ohne Mittel aus dem "Investitions- und Tilgungsfonds (ITF)" (Konjunkturpaket II); 2011: Stand Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 13.08.2010.

Abbildung 2.6 verdeutlicht schließlich noch auf Basis der IEA-Daten die Entwicklung der gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration im Ländervergleich im Bereich erneuerbare Energien. Die bereits oben konstatierte rasche Zunahme der Forschungsförderung in Deutschland zu Gunsten erneuerbarer Energien von Mitte der 1980er Jahre bis 1992/1993 fällt auch im Ländervergleich ins Auge. Während dann bezüglich der FuE-Ausgaben eine Stagnationsphase bis etwa 2003 einsetzt, ziehen einige andere Länder nach: Von einem gegenüber 1990 deutlich niedrigeren Niveau erhöht Frankreich ab 1997 die Ausgaben kontinuierlich bis 2008. Ein ähnliches Bild zeigt sich für Großbritannien von 1999 bis 2010 und für die USA von 2005 bis 2010. Insgesamt können diese drei Länder über einen Zeitraum von 25 Jahren das Niveau ihrer energiebezogenen Ausgaben etwa vervierfachen (Frankreich) bzw. (mehr als) verfünfachen (USA, Großbritannien), während es sich für Deutschland nur etwas mehr als verdoppelt. Deutschland liegt damit auch

unterhalb des EU-Durchschnitts.<sup>24</sup> Ein uneinheitliches Bild ergibt sich für Japan. Die Ausgaben fallen hier nach einem zwischenzeitlichen Anstieg absolut zwischen 2005 und 2010 zurück.

Abbildung 2.6: Entwicklung der gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration für mehrere Länder im Bereich erneuerbare Energien (1990 = 100; Preise und Wechselkurse für 2010)



Quelle: IEA; Berechnungen des ifo Instituts

Anmerkung: Werte für Frankreich für 2010 nicht verfügbar.

Ergänzend zu den bisherigen Auswertungen zu Energieausgaben soll abschließend noch auf institutionelle Fragen gemäß der Angaben der letzten beiden Energieforschungsberichte kurz eingegangen werden. Insgesamt sind die dort ausgewiesenen Fördermittel kontinuierlich gestiegen: Von 375 Mio. € (2003) auf 618 Mio. € (2010). Für 2014 sind Fördermittel von rd. 1 Mrd. € geplant. Wesentliche Finanzierungsgrundlage ist das zum 1. Januar 2011 errichteten Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“, aus dem – neben den Bundeshaushalt – zunächst nur knapp 10% (jeweils 2011 und 2012), 2014 aber bereits 43% der Mittel bereitgestellt werden sollen.<sup>25</sup> Sie werden genutzt, um neben der Grundlagenforschung vor allem die anwendungsnahe Forschung auf den Feldern „Energieeffizienz“ und „erneuerbare Energien“ weiter auszubauen.

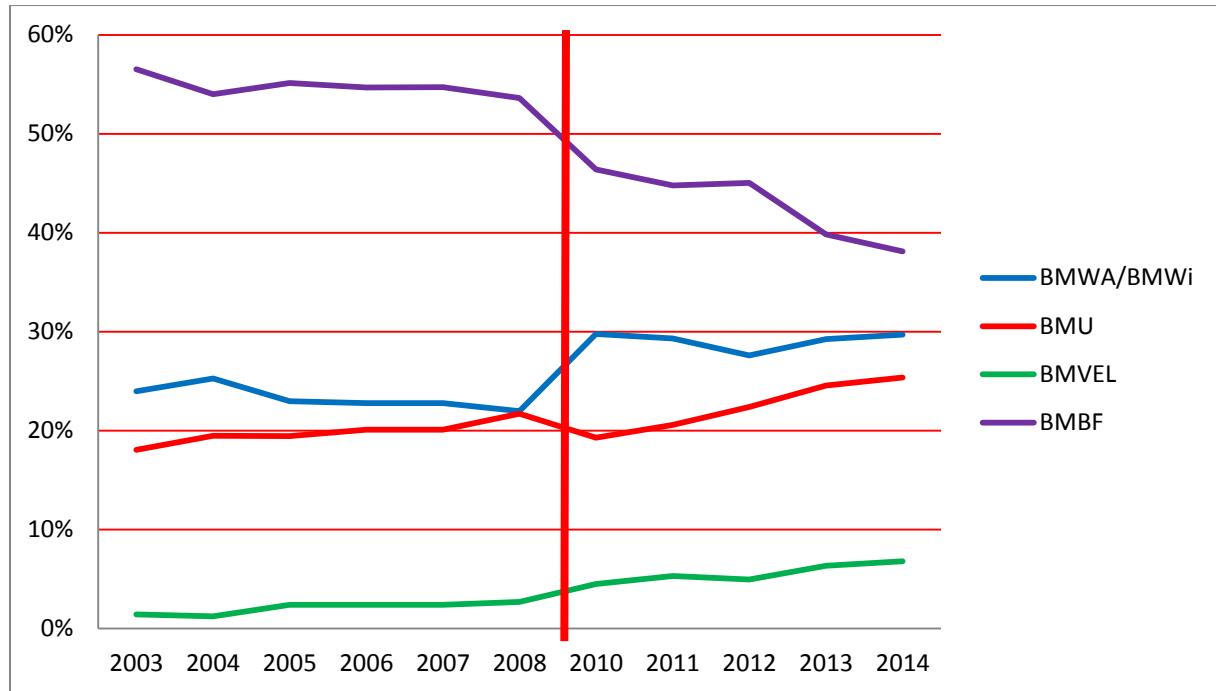
Gemessen am gesamten Mitteleinsatz liegt die zentrale Zuständigkeit für die Energieforschungsförderung demnach beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF),

<sup>24</sup> Die Aussage darüber, um welchen Faktor sich die Ausgaben erhöhen, ist natürlich von den zu Grunde liegenden Basisjahr abhängig. Das Deutschland gegenüber den anderen drei Länder und im EU Durchschnitt zurückfällt, bestätigt sich aber zum Beispiel auch bei Verwendung des Ausgangsjahres 1990.

<sup>25</sup> Vgl. auch Kapitel 2.2.3.2. Angesichts der geringen Versteigerungserlöse aus dem Emissionshandel scheinen diese Planungen derzeit ziemlich fraglich.

wobei dessen relative Bedeutung über die Jahre allerdings beständig abnimmt. Dagegen weisen die anderen drei in den letzten beiden Energieforschungsberichten genannten Ministerien jeweils Anteilsgewinne auf (vgl. Abbildung 2.7).

Abbildung 2.7: Anteile der Ministerien an den gesamten Energieforschungsausgaben



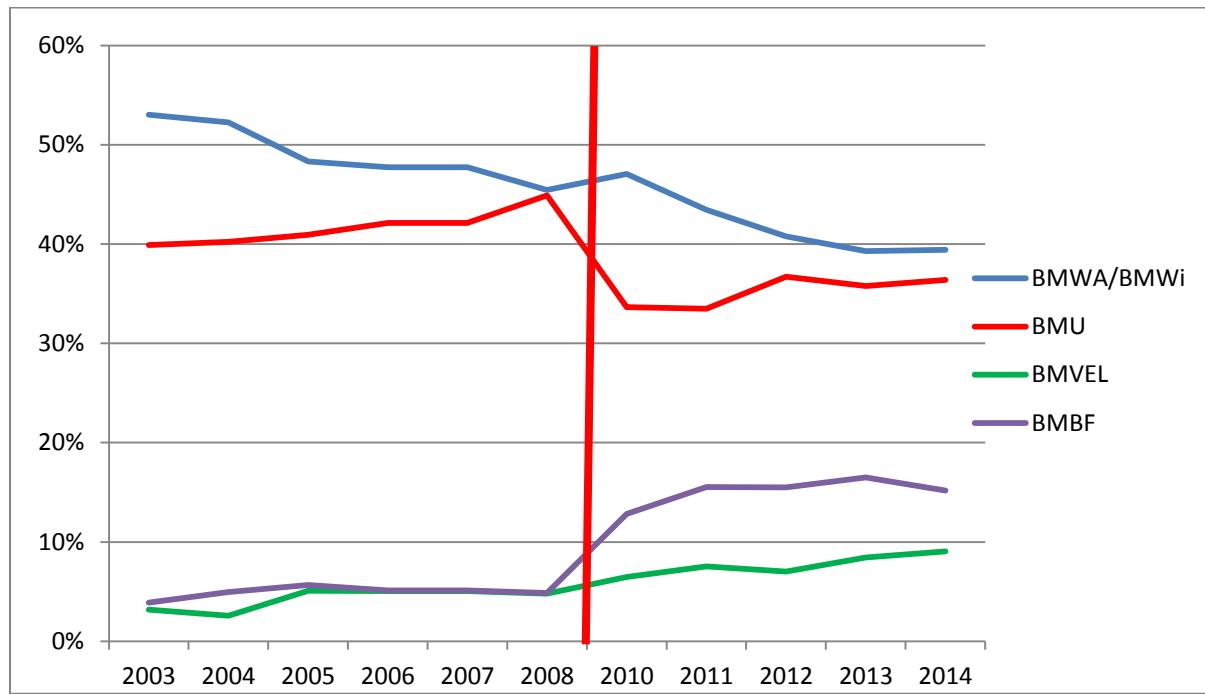
Quelle: BMWA (2005), BMWi (2011)

Anmerkung: Da die genauen Haushaltspositionen im Energieforschungsbericht nicht ausgewiesen werden, handelt es sich nur um Näherungen an die tatsächlichen Ausgabenanteile. Ist- Angaben für 2003 und 2010, Soll- Angaben für 2004 und 2011, Plandaten für 2005-2008 und 2012-2014. Keine Daten für 2009 vorhanden.

Einen genaueren Blick erlaubt eine Unterteilung in die institutionelle Förderung und die Projektförderung (inkl. netzwerkbezogene Förderung, Förderung der Grundlagenforschung). In der institutionellen Förderung ist das BMBF - bei leicht steigenden absoluten Ausgaben - weiterhin dominant (Förderung der Helmholtz-Zentren). Seit 2008 bzw. 2010 geht jedoch mit dem Deutschen Forschungszentrum Biomasse bzw. dem Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrum über das Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) bzw. das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) institutionelle Förderung aus, so dass vor allem deshalb in der Gesamtschau der Anteil des BMBF am gesamten Ausgabenvolumen zurückgeht. In der Projektförderung ist eine Vervierfachung des nominalen Ausgabenvolumens von 2003 bis 2014 (bzw. eine Steigerung um den Faktor 2,6 von 2003-2012) vorgesehen.<sup>26</sup> Relativ (aber nicht absolut) verliert das insgesamt in der Projektförderung dominierende BMWi etwas an Gewicht, während das BMBF und das BMVEL anteilig hinzugewinnen und der Anteil des BMU mehr oder weniger konstant bleibt (vgl. Abbildung 2.8).

<sup>26</sup> Bei der institutionellen Förderung steigt das Ausgabenvolumen zwischen 2003 und 2014 nur um den Faktor 1,4.

Abbildung 2.8: Anteile der Ministerien an den projektbezogenen Energieforschungsausgaben



Quelle: BMWA (2005), BMWi (2011)

Anmerkungen: Vgl. Abbildung 2.7

#### 2.1.4.2 Öffentlich geförderter Maßnahmen der Projektförderung gemäß Förderkatalog

Zusätzlich verschafft ein Blick auf die staatliche Projektförderung (sog. Förderkatalog) mehr Klarheit über die gegenwärtigen forschungspolitischen Weichenstellungen und Zielsetzungen.<sup>27</sup> Der Förderkatalog ist eine vom Bund bereitgestellte öffentliche Datenbank, die Fördermaßnahmen folgender fünf Ministerien archiviert: BMBF, BMU, BMWi, BMELV und BMVBS. Er listet mehr als 21.000 vom Bund derzeit finanzierter Vorhaben der Projektförderung auf und ist somit ein weiterer Indikator dafür, welche Förderschwerpunkte in der Energiepolitik gesetzt werden und in welchem Verhältnis diese zu der Förderung anderer Forschungsvorhaben stehen. Außerdem ist er ein Indiz dafür, welche Technologien die Politik als besonders zukunftsrelevant und förderungswürdig betrachtet.<sup>28</sup>

Für die Bestimmung der gegenwärtigen forschungspolitischen Gewichtung von Energie- und Umweltthemen wurden nach der sog. Leistungsplansystematik alle Förderbereiche isoliert, die unter die Bereiche ENERGIE (mit zahlreichen Unterkategorien nach Energieträgern, Art der Forschung u.ä.), KLIMAWANDEL und RESSOURCEN fallen. Insgesamt sind dies im Bereich ENERGIE 11,8% der derzeit vom Bund aufgebrachten Mittel bzw. knapp 2,2 Mrd. Euro. Die Bereiche

<sup>27</sup> Eine weitere Möglichkeit zur Darstellung der Bedeutung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, auf die in Abschnitt 2.1.5.3 eingegangen wird, bietet die Umweltforschungsdatenbank UFORDAT des Umweltbundesamtes. Sie erlaubt eine Darstellung längerfristiger Trends und eine Untergliederung nach durchführender Einrichtung.

<sup>28</sup> Der Förderkatalog enthält zwar genaue Angaben über den Zuwendungsempfänger; eine Untergliederung der Ergebnisse nach Einrichtungen oder Fördererempfänger (vgl. Kapitel 2.1.5) ist jedoch nur mit enormem zeitlichem Aufwand möglich und bleibt daher für diese Untersuchung unberücksichtigt.

KLIMAWANDEL und RESSOURCEN kommen auf 430 Mio. Euro (2,31%) bzw. 115 Mio. Euro (0,62%). Bezogen auf die durchgeführten Projekte sind dies 9,6% (ENERGIE), 9,1% (KLIMAWANDEL) und 1,8% (RESSOURCEN).

Eine detailliertere Analyse der ENERGIE-Förderung findet sich in Abbildungen 2.9 und 2.10. Darin wird die Bedeutung erneuerbarer Energien in der Projektförderung ersichtlich: Auf erneuerbare Energien fallen 559 Projekte, die insgesamt 27,8% aller geförderten ENERGIE-Projekte ausmachen, und 20,9% (457 Mio. Euro) des gesamten Energieförderetats. Im Vordergrund steht die Weiterentwicklung von Technologien, schwerpunktmäßig der Solarenergie (47% der Mittel im Bereich erneuerbare Energien) und der Windenergie (rd. 24% der Mittel im Bereich erneuerbare Energien). Den größten Anteil an den gesamten Energiefördermitteln nehmen immer noch Projekte im Bereich der Nuklearforschung ein (mehr als ein Drittel (784 Mio. Euro) der Fördermittel). Da die einzelnen Projekte relativ hohe Summen beanspruchen, ist der prozentuale Anteil an allen Projekten geringer (12% bzw. 241 geförderte Projekte). Der mit Abstand größte Kostenpunkt ist die Förderung der Endlager- und Entsorgungsforschung: 80% der Mittel werden hierfür aufgewendet, gefolgt von der Grundlagenforschung (11%) und der Reaktorsicherheit (2%). Der Bereich „Fossile Energien“ ist dagegen vernachlässigbar: Es werden derzeit 5 Projekte mit einem Gesamtvolumen von 1,5 Mio. Euro gefördert (Abbildung 2.10). Allerdings dürften diese indirekt auch über den Bereich Kraftwerkstechnik gefördert werden. Die derzeit viel diskutierten Bereiche Energiespeicherung und Energienetze vereinen 6,3% der Projekte und 5,3% der Fördermittel auf sich. Offensichtlich werden diese Bereiche mit geringerer politischer Priorität verfolgt als der Ausbau erneuerbarer Energien. Auffällig hoch ist auch die Förderung der Brennstoffzelle.

Abbildung 2.9: Aufteilung der energiebezogenen Projektförderung des Bundes (Projekte in %)

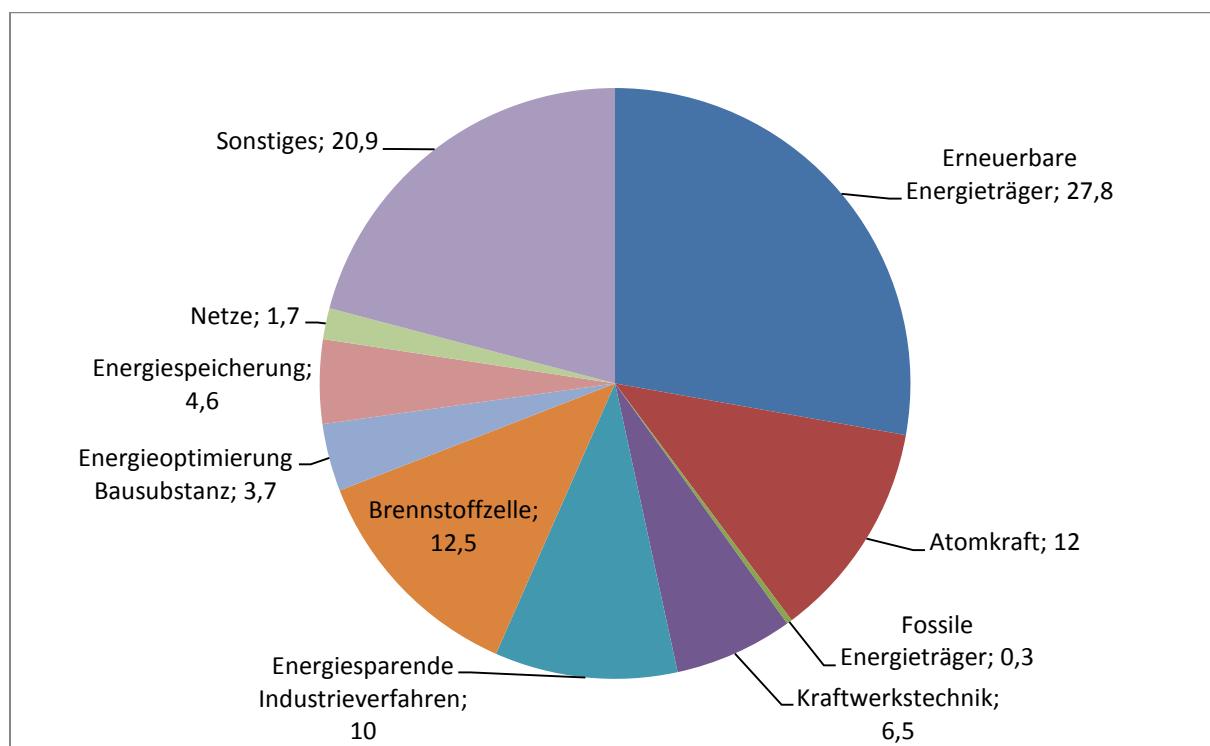
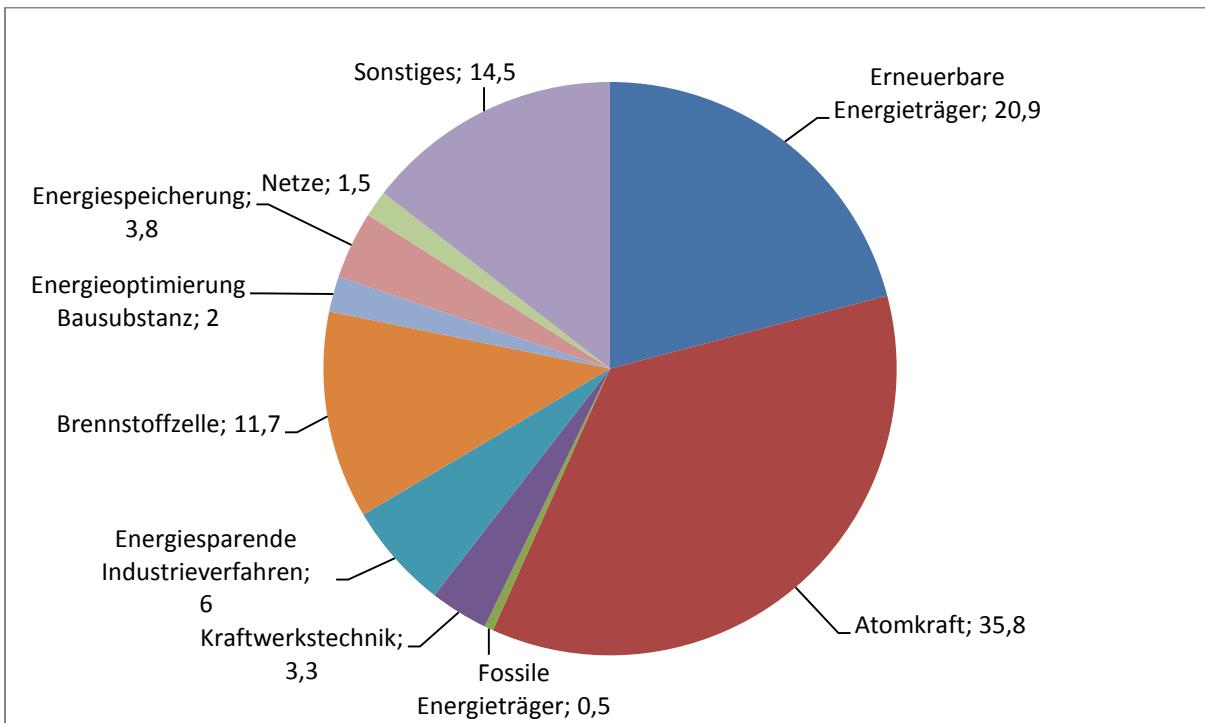


Abbildung 2.10: Aufteilung der energiebezogenen Projektförderung des Bundes (Etatanteil in %)



Quelle: Förderkatalog des Bundes (vgl. <http://foerderportal.bund.de/foekat/jsp/StartAction.do>); Berechnungen des ifo Instituts.

#### 2.1.4.3 Sonstige Indikatoren

Neben FuE- Ausgaben gibt es eine Reihe weiterer Innovationsindikatoren. Allerdings ergibt sich bei Nutzung dieser Indikatoren typischerweise die Schwierigkeit, dass entweder der Bezug zur Innovationspolitik und/oder der Bezug zu energiebezogenen Themen schwächer wird oder verloren geht. Viel genutzt werden insbesondere umfragebezogene Indikatoren und Patente.<sup>29</sup>

Patentdaten haben für die Darstellung von Trends in der Energieforschung zwei wesentliche Vorteile. Zum einen sind Patentdaten über einen längeren Zeitraum verfügbar. Dies erlaubt es Entwicklungstendenzen und Hinweise über die Richtung und Dynamik des technologischen Wandels aufzuzeigen. Zum anderen sind in jüngster Zeit erhebliche Anstrengungen unternommen worden, Umwelt- und Energiepatente aus der Gesamtheit der Patente zu isolieren. Die Grundlage dafür bildet meist die disaggregierte Klassifikation der Patente nach technischem Anwendungsbereich (Patentklassen nach International Patent Classification IPC) (vgl. z.B. OECD, 2008b). Allerdings ist die Analyse von Patenten auch mit gewissen Nachteilen verbunden. So bleibt offen, ob die patentierten Erfindungen auch auf dem Markt eingeführt werden. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass viele Innovationen nicht patentiert werden (können). So werden viele Innovationen durch andere Mechanismen (z.B. betriebliche Geheimhaltung, Schnelligkeit in der Entwicklung oder der Vermarktung, spezifisches Produktdesign) geschützt. Die Patentneigung variiert damit stark über

<sup>29</sup> Im Hinblick auf Umfragen sei insbesondere auf die regelmäßigen Erhebungen des ZEW verwiesen (vgl. <http://www.zew.de/de/publikationen/innovationserhebungen/studien.php3>). Das ifo-Institut hat 2007 und 2009 zwei Erhebungen zu Umweltinnovationen durchgeführt (vgl. [http://www.cesifo-group.de/ifoHome/research/Projects/Archive/Projects\\_EUR/2011/rest\\_13874429.html](http://www.cesifo-group.de/ifoHome/research/Projects/Archive/Projects_EUR/2011/rest_13874429.html)).

Sektoren/Industriezweige und Anwendungsbereiche hinweg. Auch der Wert und die Qualität von Patenten können deutlich voneinander abweichen. Patente stellen oft nur Teilausschnitte von technologischen Neuerungen dar, was die Bewertung - auch im Hinblick auf die Umweltwirkungen - erschweren kann. Daher bietet es sich an, den Schwerpunkt auf den relativen Vergleich zwischen Ländern zu legen und vor allem Trends und weniger absolute Niveaus der Patentierung in bestimmten Bereichen zu betrachten.

Für die Analyse auf Länderebene bietet sich die Datenbank der OECD und des Europäischen Patentamts (EPO) an, die Umwelt- und Klimaschutzpatente separat ausweist.<sup>30</sup> Dort wird die Zahl der Patentanmeldungen beim Europäischen Patentamt nach der EPO Bibliographic Database zugrunde gelegt, wobei sowohl Patentanmeldungen enthalten sind, die nur dort geschützt sind, als auch Patentanmeldungen, die auch bei anderen Patentämtern eingereicht wurden (sog. Patentfamilien). Die EPO- Patentaktivitäten sind im Vergleich zu Daten anderer Patentämter vergleichsweise gut und vollständig erfasst und werden oft für internationale Vergleiche in der Triade (EU, USA, Japan) herangezogen (OECD, 2011a). Stellvertretend für viele mögliche Auswertungen zeigen die folgenden beiden Abbildungen Trends bei der Patentierung von Patenten im Bereich erneuerbare Energien.<sup>31</sup>

Abbildung 2.11 stellt die Entwicklung der Patenten bei erneuerbaren Energien der Entwicklung bei allen Patenten gegenüber. Dazu wird die Zahl der Patentanmeldungen auf das Jahr 1990 normiert (1990 = 100). Es zeigt sich dabei, dass die - gestrichelt dargestellten - Energiepatente sowohl weltweit als auch in verschiedenen Regionen und Ländern insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre rasant und schneller gewachsen sind als die Patente insgesamt. Besonders ausgeprägt ist der Unterschied für die USA. Die Wachstumsraten für Deutschland bewegen sich etwas unterhalb des Weltdurchschnitts. In der Grafik nicht aufgeführt ist China, das jedoch in jüngster Zeit zu einem Land mit einer erheblichen Zahl von Patentanmeldung geworden ist.<sup>32</sup> So weisen chinesische Erfinder bei steilen Wachstumsraten im Jahr 2009 immerhin rund ein Drittel so viele Patentanmeldungen auf wie deutsche Erfinder. Der Anteil der Umweltpatente liegt dabei mit 4-5% niedriger als in Deutschland (8% bzgl. EPO und 11% bzgl. PCT- Anmeldungen). In China haben Patente aus dem Bereich erneuerbare Energien einen größeren Anteil an allen Umweltpatenten im Vergleich zu Deutschland, wo Verkehrstechnologien dominieren.

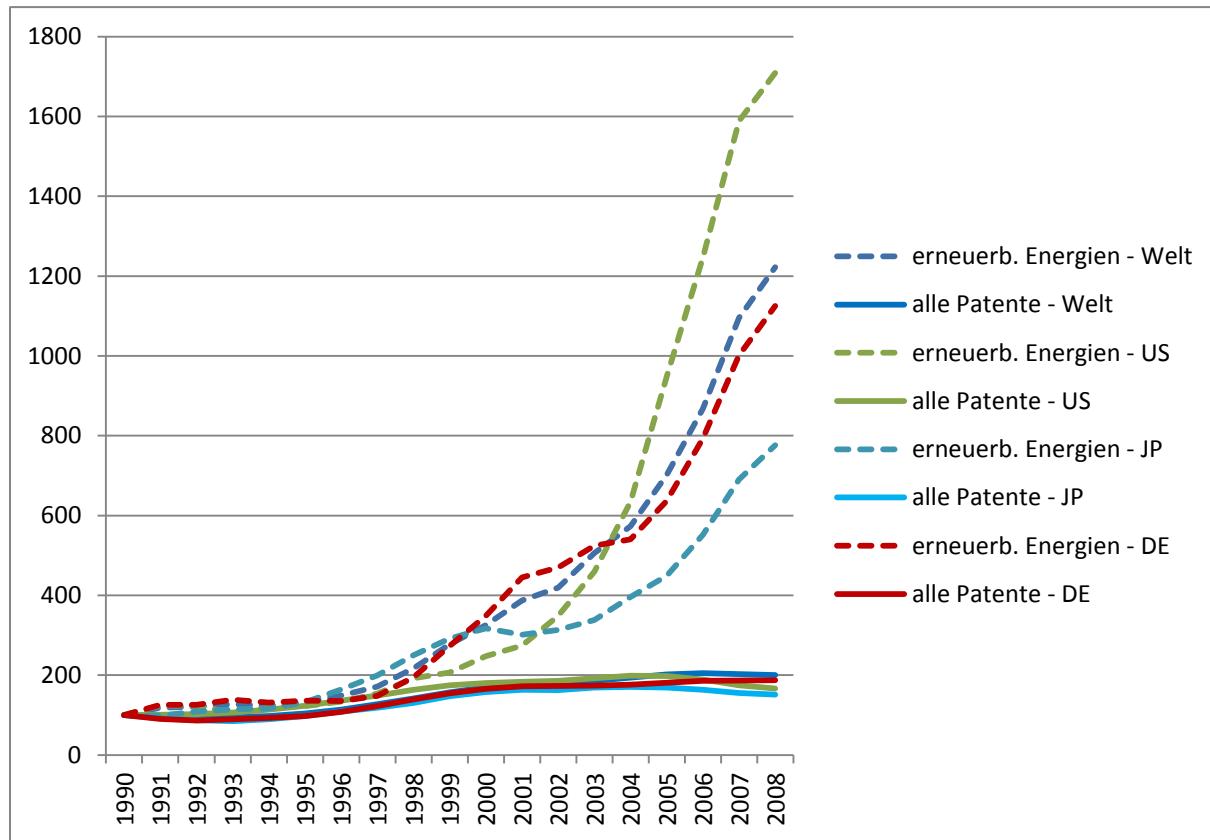
---

<sup>30</sup> Zur Klassifikation vgl. <http://www.oecd.org/dataoecd/4/14/47917636.pdf>

<sup>31</sup> Weitergehende Auswertungen werden derzeit auch im Rahmen eines Projektes für das Umweltbundesamt durchgeführt.

<sup>32</sup> Das chinesische Patentsystem entspricht erst seit dem WTO-Beitritt im Jahr 2001 und der Unterzeichnung des Abkommens über geistige Eigentumsrechte (TRIPS) formal internationalen Standards. Das Patentrecht wird allerdings nur partiell umgesetzt und dem Missbrauch geistiger Eigentumsrechte wird nur zum Teil entgegengewirkt. In jüngster Zeit zeichnen sich allerdings Verbesserungen ab (vgl. Frietsch, Neuhäusler und Rothengatter, 2012). Vor diesem Hintergrund ist die Darstellung von Zeitreihen problematisch.

Abbildung 2.11: Wachstum von Patenten bei erneuerbaren Energien im Vergleich zu allen Patenten in verschiedenen Weltregionen (Index 1990=100, EPO Anmeldungen, nach Land des Erfinders und Anmeldedatum)

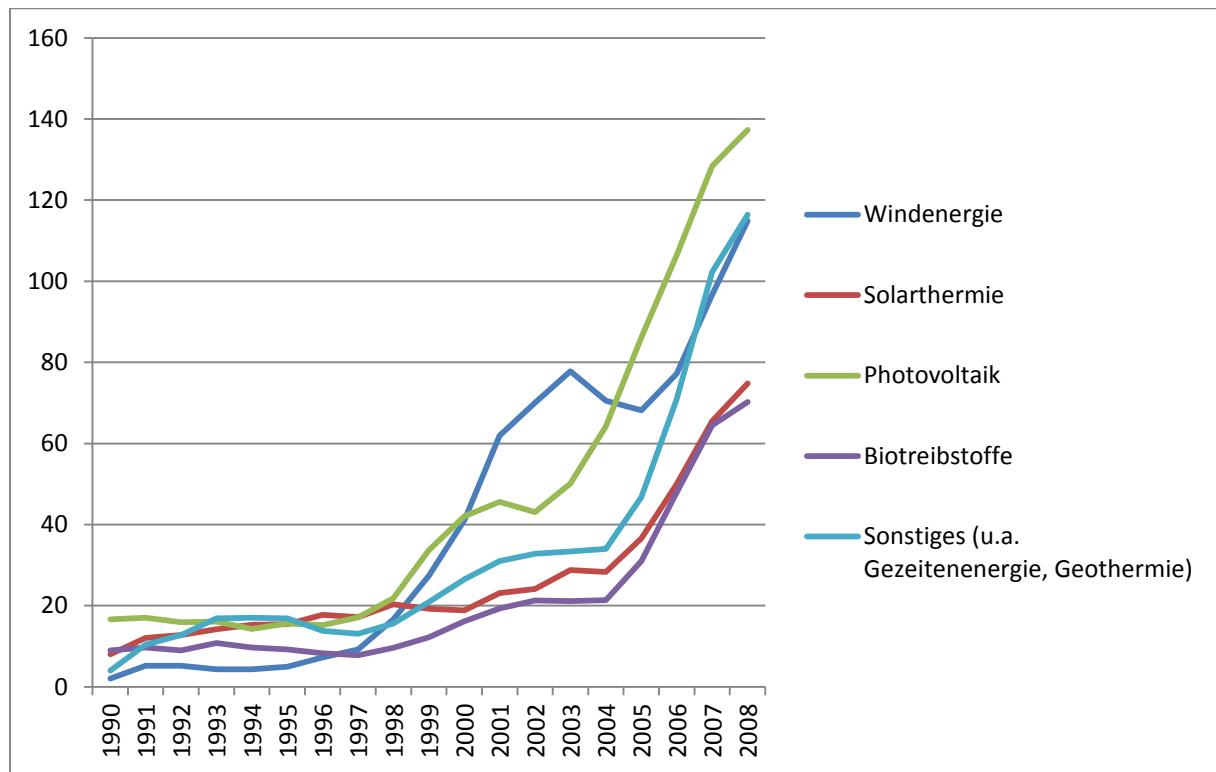


Quelle: OECD.Stat , <http://stats.oecd.org/Index.aspx>

Abbildung 2.12 gibt einen genaueren Einblick in die Entwicklung der deutschen Patente für erneuerbare Energien. Vor allem für die Photovoltaik sind seit Ende der 1990er Jahre die jährlichen Anmeldungen beträchtlich gestiegen und machen rund ein Viertel aller Anmeldungen für erneuerbare Energien aus. Erforschungen im Bereich Windenergie mit einem knappen Viertel aller Anmeldungen wachsen trotz eines Knicks zwischen 2003 und 2006 über denselben Zeitraum auch beträchtlich. Deutschland nimmt bei Windpatenten international eine führende Rolle bei den Erforschungen ein und verbucht hier etwa ein Drittel aller Erforschungen nach so genannten "claimed priorities" (Hascic, et al., 2010)<sup>33</sup>. Die anderen aufgeführten Bereiche zeigen insbesondere seit 2004 starke Wachstumsraten.

<sup>33</sup> Dabei handelt es sich um Patente, die in mindestens einem weiteren Patentamt außer dem ersten („prioritären“) Patentamt angemeldet werden und eine Familiengröße von mehr als eins haben. Nach dieser Zählweise sind auch die deutschen Solarthermie-Patente international bedeutsamer als die Photovoltaikpatente.

Abbildung 2.12: Entwicklung der Zahl von Patente in Deutschland im Bereich erneuerbarer Energien (EPO Anmeldungen, nach Land des Erfinders und Anmeldedatum, gleitende 3-Jahresdurchschnitte)



Quelle: OECD.Stat , <http://stats.oecd.org/Index.aspx>

## 2.1.5 Energieforschung in Hochschulen und außeruniversitären Einrichtungen

Das deutsche öffentliche Wissenschaftssystem besteht aus über 106 Universitäten, 16 Theologischen Hochschulen, 51 Kunsthochschulen, 6 Pädagogischen Hochschulen, 207 Fachhochschulen und 29 Verwaltungsfachhochschulen.<sup>34</sup> Neben diesen Einrichtungen gibt es eine Reihe außeruniversitärer Forschungseinrichtungen. Die vier wichtigsten sind: die Max-Planck-Gesellschaft, die Fraunhofer-Gesellschaft, die Leibniz-Gemeinschaft und die Helmholtz Gemeinschaft deutscher Forschungszentren. Das Wissenschaftssystem ist durch eine gewisse Arbeitsteilung gezeichnet. Während die Universitäten sich auf Lehre und Forschung konzentrieren und die Fachhochschulen eine praxisorientierte Ausbildung anstreben, sind die vier großen Forschungseinrichtungen – von personellen Verflechtungen mit den Universitäten abgesehen – allein für die Forschung zuständig. Die Fraunhofer-Gesellschaft setzt dabei ihren Schwerpunkt auf eine „anwendungsorientierte, industrienähe Forschung“, während der Fokus der Max-Planck-Gesellschaft auf Grundlagenforschung liegt. Die Leibniz Institute sind für eine „multidisziplinäre anwendungsorientierte Grundlagenforschung“ zuständig und die Helmholtz Zentren leisten ihren Beitrag in der Großforschung, die eine „aufwändiger Geräteinfrastruktur“ notwendig macht (Simon und Knie, 2010). Zusätzlich gibt es noch die sog. Ressortforschung von Forschungseinrichtungen, die direkt den Ministerien des Bundes und der Länder unterstellt sind.

<sup>34</sup> Vgl. <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Navigation/Statistiken/BildungForschungKultur/Hochschulen/Hochschulen.psml>

Im folgenden soll der Stellenwert der Umwelt- und Energieforschung und ihrer Ergebnisse in Hochschulen und außeruniversitären Einrichtungen beleuchtet werden. Da es hierzu keine einheitliche Datengrundlage und regelmäßigen Erhebungen gibt – insbesondere bezüglich der speziellen Bedeutung des Umwelt- und Energiebereichs –, muss auf verschiedene Indikatoren und qualitative Analysen zurückgegriffen werden.

Auf der „Inputseite“ des Innovationsprozesses werden die einrichtungsspezifischen FuE-Ausgaben diskutiert. Über sie kann die Gewichtung von Energie- und Umweltthemen im Zeitverlauf und in Relation zu anderen Förderschwerpunkten dargestellt werden. Hierzu konnten Daten von der Fraunhofer-Gesellschaft und der Helmholtz Gemeinschaft auf der Basis von Geschäftsberichten bis 2010 analysiert werden.<sup>35</sup> Für die Hochschulen wurde ergänzend eine weitgehend qualitative Analyse zu neuen Förderschwerpunkten durchgeführt. Als intermediärer Innovationsindikator wird schließlich – auch international vergleichend – die Anzahl an wissenschaftlichen Publikationen betrachtet. Sie sind ein Hinweis auf die Resultate der wissenschaftlichen Forschung sowie die Anzahl der durchgeföhrten Projekte.

### **2.1.5.1 Einrichtungsspezifische FuE-Ausgaben in außeruniversitären Forschungseinrichtungen**

Die Fraunhofer-Gesellschaft (FhG) gehört mit einem Finanzvolumen von 1,75 Mrd. Euro zu den großen, weltweit agierenden deutschen Forschungseinrichtungen. Ihre Arbeit ist anwendungsorientiert und in sieben Forschungsverbünden organisiert: Informations- und Kommunikationstechnik, Life Sciences, Mikroelektronik, Oberflächentechnik/Photonik, Produktion, Werkstoffe und Verteidigungs-/Sicherheitsforschung. Zusätzlich gibt es eine Vielzahl von sog. Fraunhofer-Allianzen, die eine Kooperation von verschiedenen Instituten vorsehen. Energietechnologien spielen u.a. im Rahmen der Beteiligung an der Hightech-Strategie des Bundes eine Rolle. Im Rahmen dieses Forschungsbereichs finden u.a. Forschungsaktivitäten zur Entwicklung regenerativer Energien, zur Verbesserung der Energieeffizienz, zum Energieeinsatz in Gebäuden, zu intelligenten Energienetzen, zu Energiespeichern, zu Brennstoffzellen und zu Verkehrssystemen und deren energetischer Optimierung statt. Von besonderer Bedeutung ist das Institut für Solare Energien Deutschland (ISE), dass 1983 in Freiburg gegründet wurde und das erste außeruniversitäre Solarforschungsinstitut in Europa darstellt.<sup>36</sup> Weitere Kompetenzen lassen sich in der Windenergie (Institut für Windenergiesysteme und Energietechnik Bremerhaven (IWES)) und Energieversorgung aus dezentraler Energieeinsparung finden. Forschungsaktivitäten mit spezifischen Umweltaspekten sind dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-, und Energietechnik (UMSICHT) in Oberhausen zuzuordnen.<sup>37</sup> Hinzu kommt noch das 1972 gegründete Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) in Karlsruhe, das stark interdisziplinär ausgerichtet ist und einen relativ starken Schwerpunkt im Bereich Energiesysteme/Energiepolitik sowie Nachhaltigkeit und Infrastruktursysteme aufweist.

Da nicht bekannt ist, welche anteilige Rolle Umwelt- und Energiethemen in den einzelnen Fraunhofer-Instituten spielen, können nur die drei bereits erwähnten Institute ISE, IWES und UMSICHT genauer

---

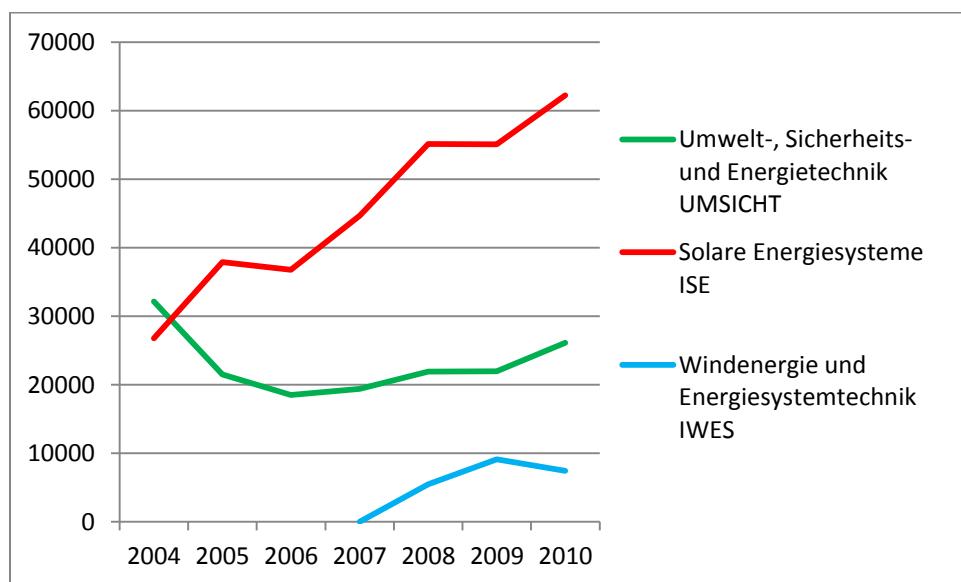
<sup>35</sup> Trotz mehrfacher Rückfragen waren energiebezogene Daten für die Max-Planck-Gesellschaft und die Leibniz Gemeinschaft nicht erhältlich. Den engsten Bezug zur Energie- und Klimaforschung in der Max-Planck-Gesellschaft nimmt wohl das Hamburger Institut für Meteorologie ein. In der Leibniz-Gemeinschaft ist es wohl das Potsdam Institut für Klimafolgenforschung. Die Max-Planck-Gesellschaft scheint im Vergleich zu den drei anderen außeruniversitären Einrichtungen den geringsten Bezug zur Energie- und Klimaforschung aufzuweisen.

<sup>36</sup> Vgl. [http://de.wikipedia.org/wiki/Fraunhofer-Institut\\_f%C3%BCr\\_Solare\\_Energiesysteme](http://de.wikipedia.org/wiki/Fraunhofer-Institut_f%C3%BCr_Solare_Energiesysteme)

<sup>37</sup> Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/UMSICHT>

betrachtet werden, die eindeutig dem Bereich Energieforschung zugeordnet werden können. Sie stecken damit eine Untergrenze für die gesamte Fraunhofer-Gesellschaft ab. Zusammen machten sie 2010 mit einer Ausgabensumme (Aufwendungen und Investitionen) von gut 110 Mio. Euro 7,9% der gesamten Vertragsforschungsausgaben aus.<sup>38</sup> Rechnet man noch das ISI hinzu, ergibt sich ein Anteil von 9,3%. Dies ist seit Vorhandensein vergleichbarer Daten im Jahre 2004 der höchste Wert und erklärt sich u.a. durch den starken FuE-Ausgabenanstieg des ISE und des neu- bzw. umgegründeten IWES. Die FuE-Ausgaben der UMSICHT haben 2006 einen zwischenzeitlichen Tiefpunkt erreicht, steigen seitdem aber wieder (Vgl. Abbildung 2.13). Diese positive Entwicklung dürfte nicht unwesentlich auf die 2006 vom Bund initiierte Hightech-Strategie zurückführen sein (vgl. auch Schneidewind, 2009).

Abbildung 2.13: Aufwendungen und Investitionen nach Forschungseinrichtung ISE, UMSICHT und IWES der FhG in T€



Quelle: Fraunhofer-Gesellschaft, Geschäftsberichte 2005- 2011, eigene Berechnungen.

Die 2001 gegründete Helmholtz-Gemeinschaft der Großforschungseinrichtungen ist zentraler Akteur koordinierter Forschung in Deutschland. Sie besteht derzeit aus 18 Helmholtz-Zentren, deren Forschungsaktivitäten sechs übergeordneten Forschungsbereichen zuzuordnen ist.<sup>39</sup> Umwelt- und Energiethemen werden überwiegend in den folgenden zwei Forschungsbereichen aufgegriffen: „ENERGIE“ und „ERDE UND UMWELT“.<sup>40</sup>

Einen Überblick über die ENERGIE-Forschung bietet die nachfolgende Tabelle 2.1. Beteiligt sind eine Vielzahl an Helmholtzzentren, insbesondere das Karlsruher Institut für Technologie (KIT), das

<sup>38</sup> Ausgenommen sind damit die Verteidigungsforschung und Investitionen für den Ausbau einer Einrichtung.

<sup>39</sup> Energie, Erde und Umwelt, Gesundheit, Schlüsseltechnologien, Struktur der Materie sowie Luftfahrt, Raumfahrt und Verkehr. Vgl. <http://www.helmholtz.de/>.

<sup>40</sup> Es lassen sich zwar auch inhaltliche Überschneidungen mit den Bereichen „SCHLÜSSELTECHNOLOGIEN“ und „VERKEHR UND UMWELT“ feststellen, hierbei ist die Zuordnung jedoch wieder problematisch.

Forschungszentrum Jülich (FZJ), das Deutsche Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), das Deutsche Geoforschungszentrum (GFZ), das Institut für Plasmaphysik (IPP), das Umweltforschungszentrum Leipzig (UFZ) und das Helmholtz Zentrum Dresden Rossendorf (HZDR).

Tabelle 2.1: Überblick über die Energieforschung in der Helmholtz-Gemeinschaft

Programmbereiche	Schwerpunkte
Erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stromerzeugung aus Sonnenenergie und Geothermie, seit 2010 zusätzlich Biomasse und solare Brennstofferzeugung</li> </ul>
Rationelle Energieumwandlung und –nutzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ressourcenverbrauch bei CO<sub>2</sub>-Abtrennung</li> <li>- Intelligente Kopplung zwischen Energieverfügbarkeit und –nutzung durch Speicher, mobile Energiespeicher, Wärmeübertragung</li> <li>- Brennstoffzellen</li> <li>- Entwicklung supraleitender Komponenten für Stromnetze</li> </ul>
Kernfusion	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unterstützung des Baus und Betriebes des internationalen Tokamak-Experiments ITER in Cadarache</li> <li>- Fertigstellung des Stellarator Wendelstein 7-X in Greifswald</li> </ul>
Nukleare Sicherheitsforschung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sicherheit der Kernreaktoren</li> <li>- Sicherheit der nuklearen Entsorgung</li> </ul>
Technologie, Innovation und Gesellschaft	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erforschung ökologischer, ökonomischer, politischer, ethischer und sozialer Aspekte neuer Technologien zur Unterstützung von Entscheidungen in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft</li> </ul>

Quelle: Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (2011)

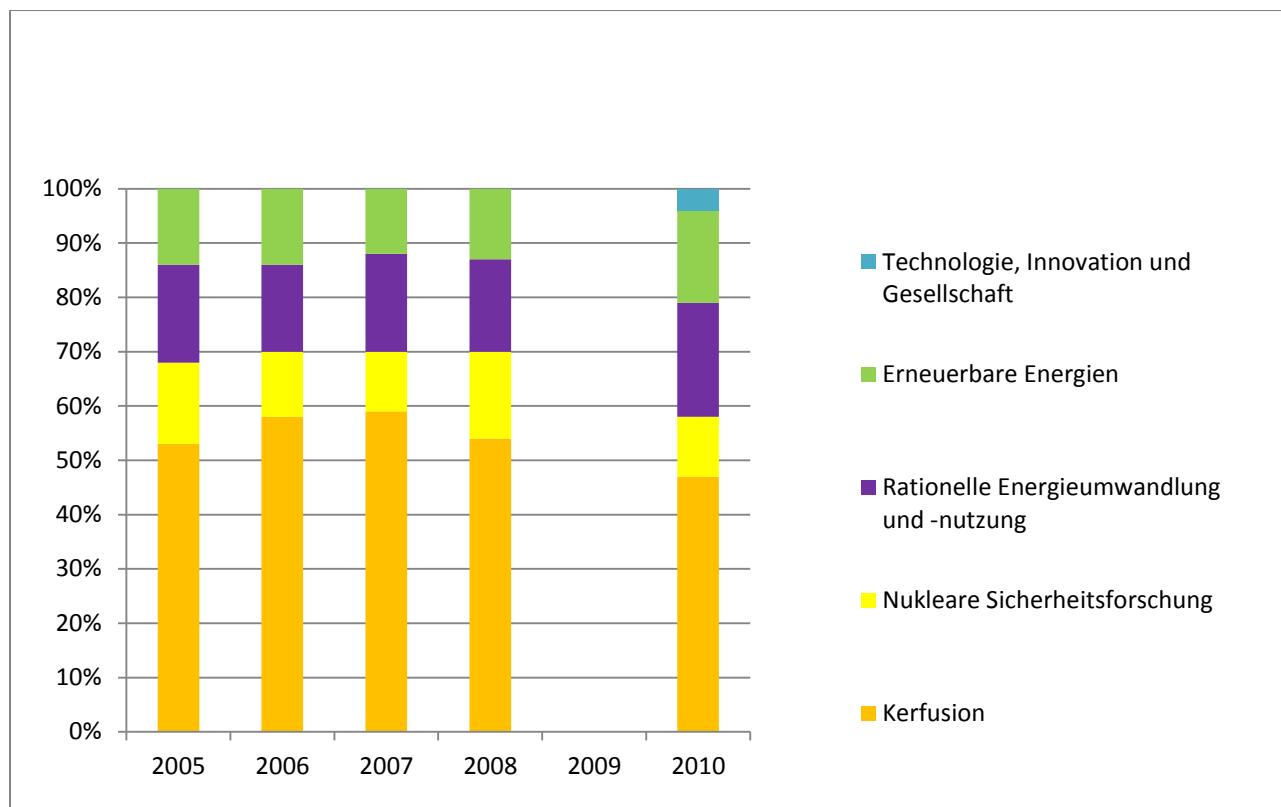
Der Anteil der Energieforschung an den Gesamtausgaben für Forschung und Entwicklung (ohne programmgebundene Forschung und Sonderaufgaben) betrug 2010 knapp 17 Prozent (436 Mio. Euro). Dieser Anteil ist seit 2003 nur unwesentlich angestiegen (von 16,2%); zugleich sind aber die gesamten für Forschung und Entwicklung zur Verfügung stehenden Mittel um ein gutes Drittel gewachsen. Strukturell lassen sich folgende Entwicklungen erkennen:

1. Der relative Anteil an FuE-Ausgaben für Erneuerbare Energien ist seit 2005 um ca. 3% angestiegen und lag 2010 bei 17 Prozent.
2. Eine ähnliche Entwicklung lässt sich auch für das Programm „Rationelle Energieumwandlung und –nutzung“ konstatieren: 2005 lag der Anteil bei 18 Prozent, 2010 bei 21 Prozent.
3. Trotz starkem Rückgang der relativen Ausgaben für die Nuklearforschung (12% seit 2008) kommt diesem Forschungszweig bis heute eine besondere Bedeutung bei. 2010 entfielen auf dieses Programm immer noch knapp 60% aller Ausgaben, darunter 40% für die Kernfusion.
4. Dem erst 2010 gegründeten Programm „Technologie, Innovation und Gesellschaft“ kommt mit 4% der Ausgaben eher eine unbedeutende Rolle bzgl. des Ausgabenvolumens zu.

Die leichte Verlagerung der Forschungsschwerpunkte illustriert Abbildung 2.14. Nichtsdestotrotz ist es sehr wahrscheinlich, dass das breite Spektrum an Forschungsaktivitäten auch in Zukunft bewahrt und gefördert wird. So sieht sich die Helmholtz-Gemeinschaft als „eine tragende Säule des Übergangs zu einem nachhaltigen Energiesystem“. Gleichzeitig wird jedoch die Bedeutung eines breiten Forschungsspektrums für die sichere Energieversorgung betont. Sie vertritt den Standpunkt, dass es „für den erfolgreichen Umbau des Energiesystems“ [...] „kein Patentrezept“ gibt und „die Optimierung einzelner Energieträger oder bestimmter Technologien“ nicht genügt, „um die künftige

Versorgung zu sichern“ (Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren 2011, S. 22).

Abbildung 2.14: Die Struktur des Forschungsbereichs ENERGIE in der Helmholtz-Gemeinschaft (grundfinanzierte Kosten 2005 – 2010)



Quellen: Helmholtz-Gemeinschaft, Geschäftsberichte 2005 -2011. Für 2009 liegen keine Daten vor.

Der Forschungsbereich ERDE UND UMWELT setzt sich aus vier Programmen zusammen: „Geosystem: Erde im Wandel“, „Marine, Küsten- und Polare Systeme“, „Atmosphäre und Klima“ und „Terrestrische Umwelt“. Letzteres besteht erst seit 2009 und ist wiederum aus drei anderen Programmen (Biogeosysteme: Dynamik und Anpassung, Nachhaltige Nutzung von Landschaften, Nachhaltige Entwicklung und Technik) hervorgegangen. Inhaltlich wird durch diese vier Programme eine breite Palette an umweltbezogenen Forschungsthemen abgedeckt. Derzeit sind sieben der 18 Helmholtz-Zentren thematisch diesem Bereich zugeordnet: das Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung (AWI), das Helmholtz Zentrum München - Deutsches Forschungszentrum für Gesundheit und Umwelt (HMGU), das Helmholtz-Zentrum Geesthacht für Material- und Küstenforschung (HZG), und die bereits oben genannten Institute FZJ, KIT, GFZ und UFZ.

Die Zusammensetzung dieser Gruppe hat sich im Zeitverlauf immer wieder verändert, die Höhe der bereitgestellten Forschungsmittel ist dabei aber seit 2005 nur unwesentlich gestiegen und lag im Jahr 2010 bei 371 Mio. Euro (14,3% der Gesamtkosten für Forschung und Entwicklung (ohne programmgebundene Forschung und Sonderaufgaben)).

## **2.1.5.2 Forschung und Ausbildung im Energie- und Umweltbereich in Hochschulen**

Für die Hochschulen ist es noch schwieriger, Aussagen im Hinblick auf die Bedeutung der Energie- und Umweltforschung zu treffen. Einheitlich erfasst werden FuE-Mittel nur hinsichtlich der übergeordneten Fachbereiche wie Lebens-, Natur-, Ingenieurs-, oder Geisteswissenschaft. Im von der deutschen Forschungsgesellschaft 2009 durchgeföhrten Förderranking wurde im Bereich der Ingenieurswissenschaften zumindest eine Unterteilung in die Hochschulen vorgenommen, die die höchste FuE-Projektförderung des Bundes im Bereich „Energieforschung – und technologie“ von 2005 - 2007 erhalten haben. Rund 50% des Mittelaufkommens fielen allein auf die folgenden sieben Hochschulen: Uni Stuttgart (14%), RWTH Aachen (9,7%), TU Freiberg (7,7%), TU München (6,2%), TU Dresden (5,9%), Uni Hannover (5,8%), TH Karlsruhe (3,7%). Besonders auffällig ist dabei die TU Freiberg, die im Hinblick auf ihre Größe erheblich von der ingenieurwissenschaftlichen Energieforschung geprägt ist. Die Freiberger Energieforschung umfasst die thermochemische Konversion von Kohlen und Biomassen, die Vergaserentwicklung und -modellierung, die Synthesegaserzeugung durch Hochdruckpartialoxidation, die Entwicklung innovativer Kraftwerkskonzepte mit Polygeneration und CO<sub>2</sub>-Abtrennung, die Untersuchung von Hochtemperatur-Mineralstoffreaktionen sowie Fragen der Kraftstofferzeugung.<sup>41</sup>

In diesen besonders herausragenden Universitäten lassen sich in den letzten Jahren noch u.a. folgende Schwerpunktverschiebungen bzw. Veränderungen feststellen:<sup>42</sup>

- Im Struktur- und Entwicklungsplan der Universität Stuttgart (SEPUS) von 2007 wurde „nachhaltige Energieversorgung und Umwelt“ als einer von acht interdisziplinären Forschungsschwerpunkten festgelegt.
- Im Rahmen der Förderung durch die Exzellenzinitiative bearbeitet die RWTH Aachen ein Excellenzcluster mit eindeutigem Bezug zum Thema Umwelt und Energie („Maßgeschneiderte Kraftstoffe aus Biomasse“). In Zukunft wird auch das Excellenzcluster „Sustainable Buildings of the Future - Meeting Energy and Demographic Challenges“ gefördert.<sup>43</sup>
- An der TU München wurde 2009 die Munich School of Engineering gegründet, deren Forschung dem fakultätsübergreifenden Großprojekt TUM.Energy verpflichtet ist. Wissenschaftler aus unterschiedlichen Fachrichtungen arbeiten hier zusammen, um das zentrale Thema Energie mit unterschiedlichen Methoden, Ansätzen und Wissen betrachten zu können.
- Die Forschungsinitiative „Energie 2050 - Transformation des Energiesystems“ wurde am 17.11.2010 durch das Präsidium der Leibniz Universität Hannover eingerichtet.
- 2005 wurde an der TU Dresden die Forschungsprofilinie Energie und Umwelt als eine von fünf fächerübergreifenden Profillinien festgelegt. Eine kürzlich durchgeföhrte Studie zeigt, dass 25% der ungefähr 500 Professoren und Professorinnen der Universität in diesem Bereich involviert sind und dass ihr rund 16% als einen Schwerpunkt ihrer Forschung betrachten.
- Als Zusammenschluss des Forschungszentrums Karlsruhe und der Universität Karlsruhe wurde das Karlsruher Institut für Technologie im Rahmen der Excellenzinitiative am 1. Oktober 2009 gegründet. Energie- und umweltbezogene Fragestellungen sind prominent vertreten. In fünf sog. Zentren der Forschung sind zum Beispiel drei von besonderem Interesse („Energie“, „Klima und Umwelt“, „Mobilitätssysteme“).

---

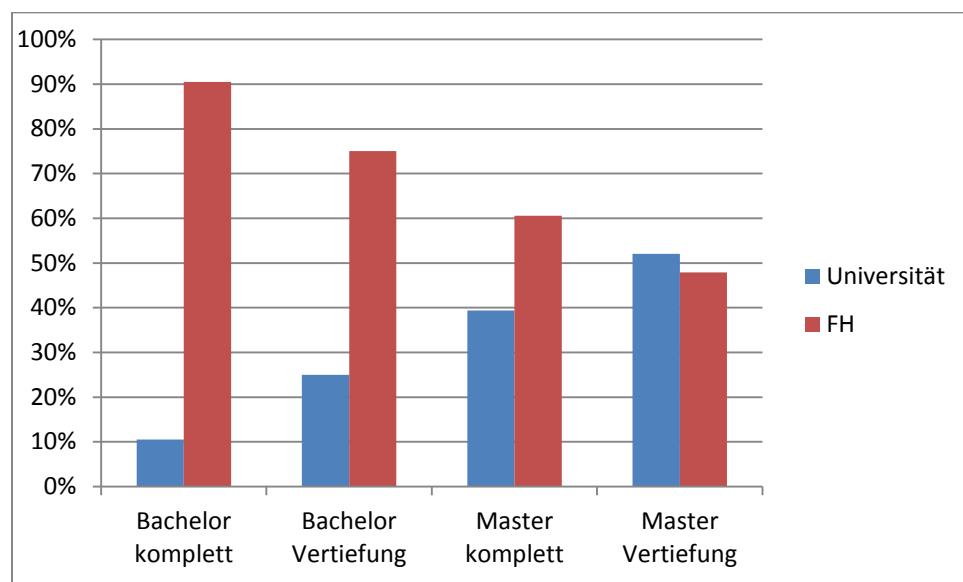
<sup>41</sup> Vgl. [http://tu-freiberg.de/zuv/forschung/profil/forschungsprofil\\_energie.html](http://tu-freiberg.de/zuv/forschung/profil/forschungsprofil_energie.html)

<sup>42</sup> Vgl. jeweils die Homepage der Universitäten.

<sup>43</sup> Vgl. [http://www.exzellenz.rwth-aachen.de/aw/cms/home/startseite/~rzv/exzellenzinitiative\\_an\\_der\\_rwth\\_aachen/?lang=de](http://www.exzellenz.rwth-aachen.de/aw/cms/home/startseite/~rzv/exzellenzinitiative_an_der_rwth_aachen/?lang=de)

Die Ausbildung wissenschaftlichen und fachlichen Nachwuchses kann auch als Inputfaktor für Innovationen betrachtet werden. Im Hinblick auf die Umwelt- und Energiethematik sind in der Literatur die verstärkten Studienangebote im Bereich erneuerbare Energien dokumentiert (Bühler, Klemisch und Ostenrath, 2007; Bühler, 2010). Durch Befragung aller Hochschulministerien der Bundesländer sowie einer fortlaufenden Recherche konnten zunächst 144 Studiengänge identifiziert werden, die entweder vollständig auf das Gebiet der erneuerbaren Energien ausgerichtet sind oder eine diesbezügliche Schwerpunktsetzung bzw. Vertiefung aufweisen. In der Folgestudie von 2010 konnten bereits 300 Studiengänge identifiziert werden, die sich ganzheitlich oder durch Schwerpunktsetzung diesem Themengebiet widmen. Verglichen mit 2007 hat das Angebot in diesem Bereich also um über 100% zugenommen. Eine weitere Studie wird im Mai 2012 erwartet. Es ist jedoch zu beachten, dass das Wachstum des Studienangebots nicht Hand in Hand einhergeht mit einer gleichermaßen Zunahme des wissenschaftlichen Personals und der Einrichtung zusätzlicher Lehrstühle (vgl. Bühler et al. 2007). Die Studie zeigt auch, dass es vor allem die Fachhochschulen sind, die ihr Studienangebot vergleichsweise stark auf erneuerbare Energien ausrichten (Abbildung 2.15). Insgesamt beläuft sich der Anteil der Studiengänge zu erneuerbaren Energien an der Gesamtzahl der Studiengänge auf etwa 2% (2010; 1,8% (2009)).<sup>44</sup>

Abbildung 2.15: Prozentuale Aufteilung der Studiengänge zu erneuerbaren Energien auf Universitäten und Fachhochschulen



Quelle: Bühler 2010

### 2.1.5.3 Einrichtungsspezifische FuE- Vorhaben nach der Datenbank UFORDAT

Eine Möglichkeit, die Rolle von außeruniversitären Forschungseinrichtungen, Hochschulen und anderen Forschungsnehmern bei der Durchführung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben übergreifend und vergleichend darzustellen, bietet die vom Umweltbundesamt öffentlich

---

<sup>44</sup> Vgl. [http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/forschung/auswahl/409-anteil\\_der\\_erneuerba/#goto\\_409](http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/forschung/auswahl/409-anteil_der_erneuerba/#goto_409).

bereitgestellte Umweltforschungsdatenbank UFORDAT.<sup>45</sup> Diese enthält alle Daten zu FuE-Vorhaben mit Umweltbezug in Deutschland, Österreich und der Schweiz. Zum Zeitpunkt der Auswertung (Februar 2012) waren über 87.700 Forschungsvorhaben mit deutschem Forschungshintergrund in der UFORDAT gespeichert. Zur inhaltlichen Klassifizierung lassen sich alle in der Datenbank aufgenommenen Forschungsvorhaben in 13 Umweltkategorien unterteilen, wobei jedes Projekt mehreren Kategorien zugeordnet werden kann. Von besonderem Interesse ist hier die Kategorie „ENERGIE“.<sup>46</sup>

Insgesamt steigen die Forschungsvorhaben im Bereich Energie - trotz zeitweise uneinheitlicher Tendenz - seit 1974 beständig an (Abbildung 2.16). Auch der prozentuale Anteil der energiespezifischen Forschungsvorhaben an allen umweltrelevanten Vorhaben steigt von zunächst 10% auf zuletzt bis zu 45% an.<sup>47</sup> Der größte Teil der Vorhaben wird von der privaten Wirtschaft durchgeführt (durchschnittlich 55,5% der Projekte und 71,5% der Mittel). Auf die Hochschulen fallen durchschnittlich 27,9% der Projekte und 12,5% der Fördermittel. Der Anteil an den Fördermitteln steigt dabei über die Zeit leicht an. Die außeruniversitären Forschungseinrichtungen ziehen einen ähnlichen Anteil an den Fördermitteln auf sich (durchschnittlich 9,3%); da sie typischerweise größere Projekte bearbeiten fällt ihr Anteil an den Projekten dagegen geringer aus (durchschnittlich 11,1%). Seit 2004 bewegt sich der jeweilige Anteil bei den Forschungseinrichtungen aber deutlich über diesem Durchschnitt (ca. 15% bezüglich der Projekte und knapp 20% bezüglich der Fördermittel). Den größten Stellenwert bei den Forschungseinrichtungen nimmt die Fraunhofer-Gesellschaft ein. An durchschnittlich 40% - und am aktuellen Rand sogar knapp über 50% - der Projekte der außeruniversitären Forschungseinrichtungen sind ihre Institute beteiligt. Bei den Helmholtz und den Leibniz Instituten liegt diese durchschnittliche Quote nur bei 25,6% bzw. 22,4%.<sup>48</sup> Max-Planck Institute haben einen untergeordneten Stellenwert bei den Energieforschungsvorhaben.

---

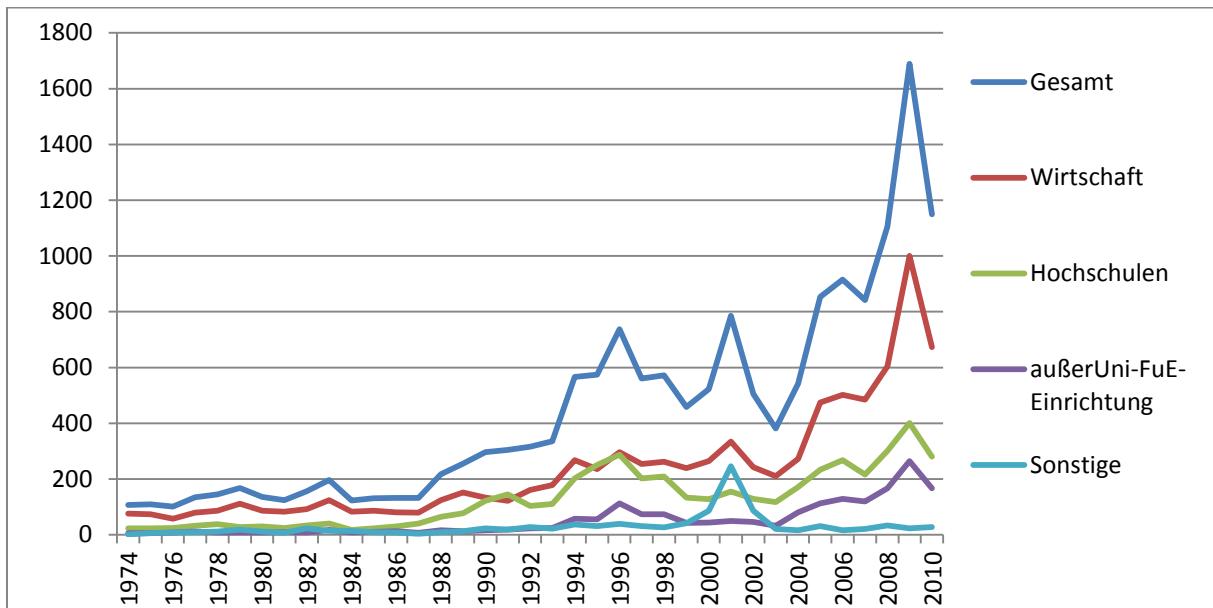
<sup>45</sup> Vgl. <http://www.umweltbundesamt.de/service/dokufabib/ufordat.htm>. Wir danken Herrn Groh vom Umweltbundesamt für die durchgeführten Abfragen in der Datenbank.

<sup>46</sup> Sie ist in folgende Unterkategorien unterteilt (absteigend nach Zahl der Nennungen): „Energiesparende und rohstoffsichende Techniken und Maßnahmen“; „Umweltaspekte von Energie und Rohstoffen: Grundlagen, Hintergrundinformationen und übergreifende Fragen“; „Energieträger und Rohstoffe, Nutzung und Verbrauch der Ressourcen“; „Ressourcenökonomische Zielvorstellungen bei Energie und Rohstoffen“; Planerisch-methodische Aspekte der Energie- und Rohstoffwirtschaft“; „Methodische Aspekte der Informationsgewinnung zu Energie und Rohstoffen“.

<sup>47</sup> Der höhere prozentuale Anteil dürfte aber zum Teil darauf zurückzuführen sein, dass die Vorhaben einen breiteren Fokus haben und damit auch zunehmend in die Kategorie Energie fallen. Allerdings fällt die Zahl aller erfassten Vorhaben seit 1996 tendenziell etwas ab, während die energierelevanten Vorhaben mehr oder weniger kontinuierlich steigen.

<sup>48</sup> Bei den Leibniz Instituten scheint die Zuordnung in den frühen Jahren fraglich. Bezieht man nur die Jahre seit 1998 ein, liegt ihre Quote bei 10%.

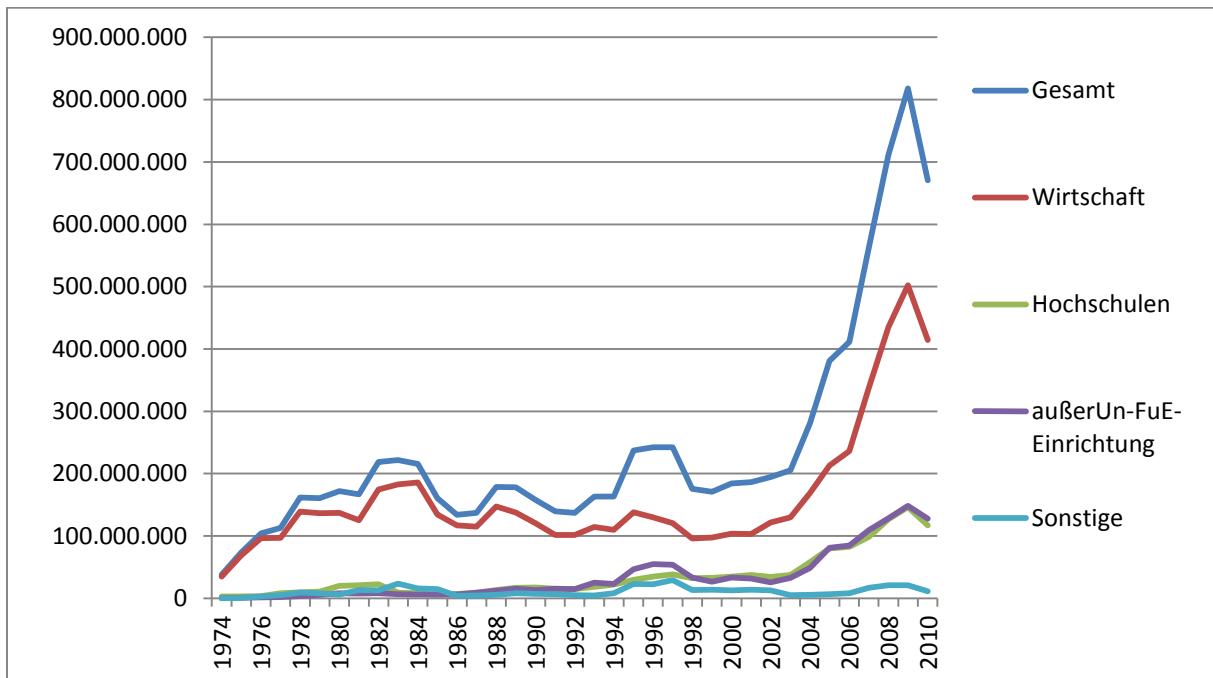
Abbildung 2.16: Anzahl energiebezogener Forschungsvorhaben nach durchführender Einrichtung



Quelle: Umweltbundesamt (UFORDAT); Berechnungen des Ifo Instituts

Anmerkungen: 1) Die Kategorie „Sonstige“ umfasst in erster Linie Bundes-, Landes- und Kommunalbehörden.  
2) Der ausgewiesene Einbruch seit 2009 bietet derzeit keine Bewertungsgrundlage, da die Aufnahme von „aktuellen“ Forschungsvorhaben in die Datenbank mir zeitlicher Verzögerung erfolgt.

Abbildung 2.17: Summe öffentlicher Fördermittel energiebezogener Forschungsvorhaben nach durchführender Einrichtung (gleitende drei Jahresdurchschnitte, in €)



Quelle: Umweltbundesamt (UFORDAT); Berechnungen des Ifo Instituts

Anmerkung: siehe Abbildung 2.16.

## **2.1.5.4 Internationaler Vergleich deutscher Forschungsleistungen in Energie- und Umweltbereich**

Mangels geeigneter Datengrundlage fällt es besonders schwer, die Forschungsleistungen von Hochschulen und außeruniversitären Forschungsinstituten im Energie- und Umweltbereich zu beurteilen. Einen Indikator, der nicht wie bislang auf den Input, sondern eher den Output von Forschungs- und Innovationsaktivitäten abzielt, stellen Publikationen dar. Sie werden regelmäßig zur Beurteilung wissenschaftlicher Leistungsfähigkeit herangezogen. Zwecks besserer Vergleichbarkeit und Messbarkeit wissenschaftlicher Leistungen, wird Publikationen in Fachzeitschriften zunehmend mehr Bedeutung beigemessen.

Einen groben Anhaltspunkt über die Relevanz der deutschen Publikationstätigkeit im internationalen Vergleich bietet eine Analyse mithilfe der Datenbank *Web of Science*.<sup>49</sup> Diese deckt eine Vielzahl von Unterdatenbanken und ein breites Feld an Wissenschaftsgebieten ab. Eine spezifische Analyse nach „durchführender“ Einrichtung ist zwar nicht möglich. Dafür kann zumindest näherungsweise der Teilbereich der Energie- und Umweltwissenschaften isoliert werden. So bietet die Datenbank die Möglichkeit, nach bereits kategorisierten Publikationen zu suchen. Aus über 90 Unterkategorien lassen sich drei Kategorien („Nuclear Science Technology“, „Engineering Environmental“, „Energy Fuels“) entnehmen, die besondere relevant zu sein scheinen.<sup>50</sup>

Abbildungen 2.18 und 2.19 zeigen die Anzahl der Publikationen über einen bestimmten Zeitraum und für die wichtigsten Länder, sowohl bezüglich aller Publikationen als auch der energiespezifischen Publikationen. Insgesamt zeigt sich für Deutschland ein leichtes, stetiges Wachstum des gesamten Publikationsoutputs. Der Anteil am weltweiten Output ist seit 2000 (6,85%), mit leichter Abweichung, fast konstant geblieben (2011: 6,75%). Deutlich gestiegen ist der Anteil Chinas, und zwar zu Lasten Japans und der USA.

Energierelevante Publikationen haben in den letzten zehn Jahren weltweit besonders dynamisch zugenommen. Dabei handelt es sich vorwiegend um Publikationen aus der Kategorie „Energy Fuels“ und (mit Abstrichen) der Kategorie „Engineering Environmental“, während die Zahl der Publikationen in der Kerntechnik relativ konstant geblieben ist. Beleuchtet man die energiespezifischen Forschungsleistungen für Deutschland, ergibt sich ein leicht anderes Bild als in der Gesamtbetrachtung. Trotz deutlichen Anstiegs der nominalen Publikationsmenge deutscher Forscher, seit 2000 um 36 Prozent, ist der prozentuale Anteil an dem globalen Output für energiebezogene Forschungsaktivitäten deutlich zurückgegangen. In den Jahren 2000 und 2001 lag dieser noch bei 11 Prozent, nach stetigem Rückgang 2011 nur noch bei 8,6%. Hintergrund dieser Entwicklung sind erhebliche Zuwächse in China und dem Rest der Welt. Auch die Anteile Japans und der USA sind zu Gunsten Chinas und anderer Länder zurückgegangen. Auch wenn die Aussagekraft dieses Publikationsindikators begrenzt ist<sup>51</sup>, deutet sich doch an, dass deutsche Forscher einem erheblichen internationalen Wettbewerbsdruck gerade im Energiebereich ausgesetzt sind.

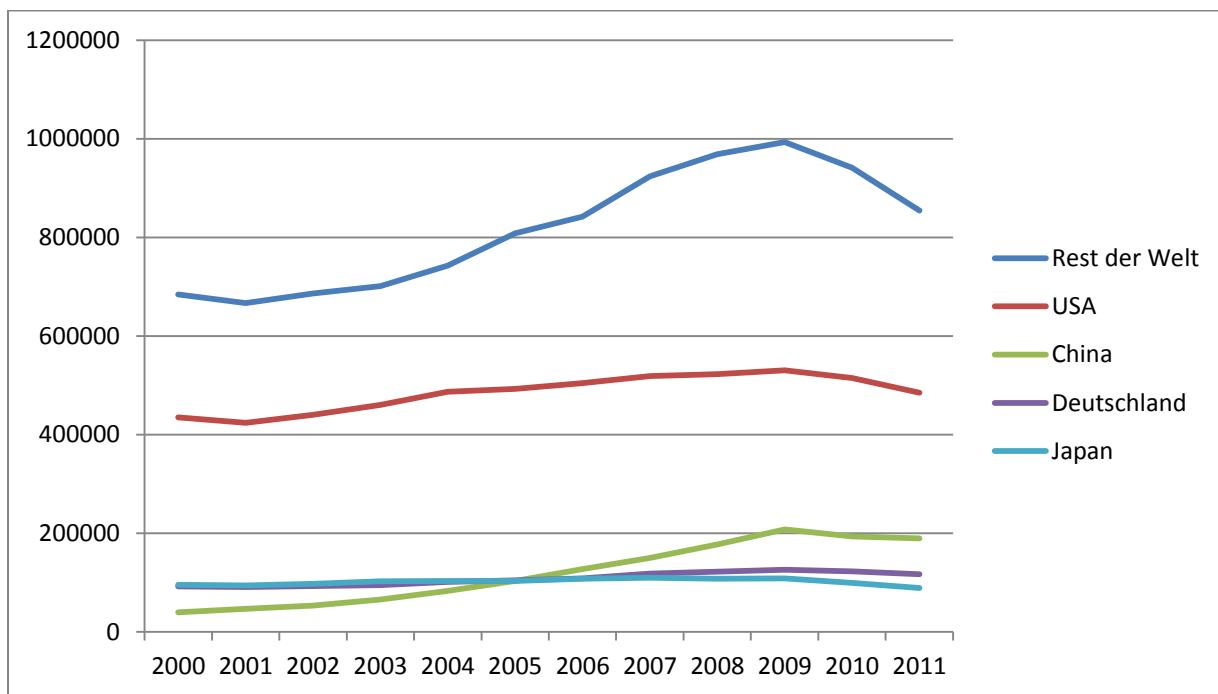
---

<sup>49</sup> Vgl. <http://wokinfo.com/>

<sup>50</sup> Alternativ kann die Datenbank auch mithilfe von Schlagworten (wie z.B. „renewable energy“) durchsucht werden. Dabei stellte sich allerdings heraus, dass die Zahl der Fehltreffer zu hoch ist.

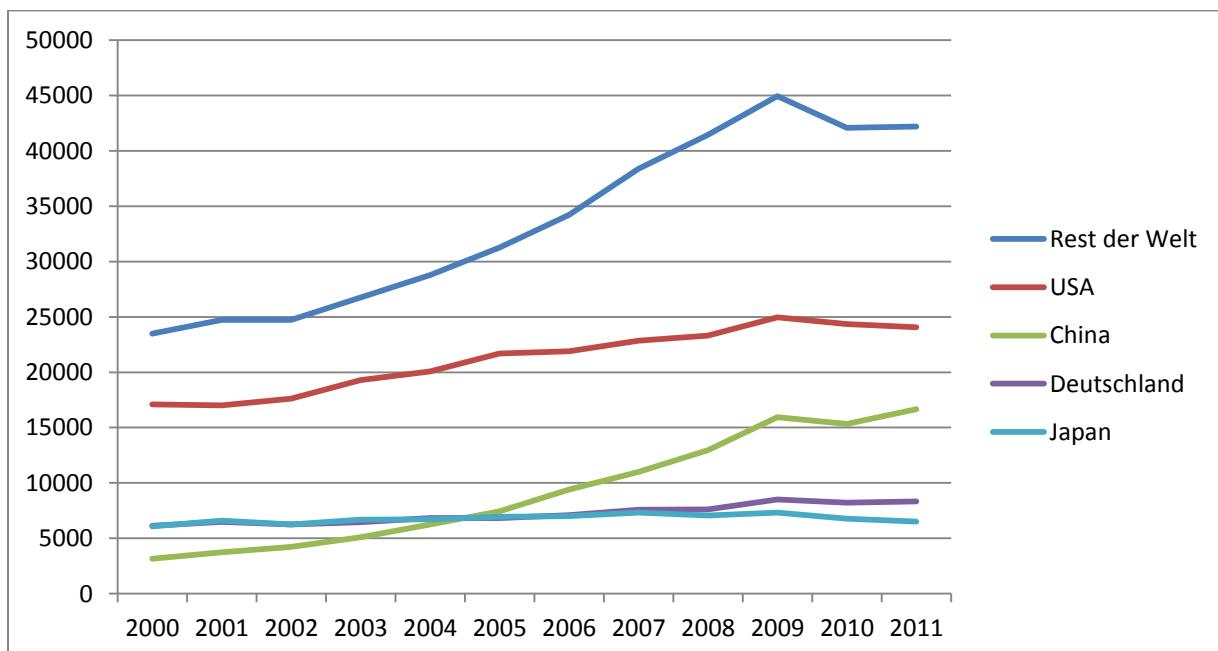
<sup>51</sup> Legler et al. (2006) weisen darauf hin, dass große Wissenschaftsbereiche mit stark „nationaler“ Ausrichtung im Web of Science gerade in Ländern mit großem eigenen Sprachraum ungenügend abgedeckt werden.

Abbildung 2.18: Anzahl aller wissenschaftlichen Publikationen nach Ländern



Quelle: Web of Science, eigene Berechnungen.

Abbildung 2.19: Anzahl energierelevanter wissenschaftlichen Publikationen nach Ländern



Quelle: Web of Science, eigene Berechnungen.

## 2.1.6 Zwischenfazit

Die heutige Innovationspolitik hat sich in den letzten 30 Jahren aus der traditionellen Forschungs- und Technologiepolitik herausentwickelt, wobei letztere weiterhin noch ihr Kernbestandteil ist. Seit den 1960er Jahren hat die F&T-Politik neben der Gestaltung der Rahmenbedingungen für Innovationen (Forschungsinfrastruktur, Patentschutz u.ä.) stets einen sog. missionsorientierten Ansatz verfolgt, der auf die Förderung spezifischer Technologien bzw. Technologiebereiche setzt. Die Schwerpunkte haben sich im Laufe der Zeit gewandelt; lagen sie zunächst bei Großtechnologien (Kerntechnik, Weltraumforschung) kamen später andere Schlüsseltechnologien und Leitprojekte hinzu. Seit den 1970er Jahren hat langsam eine soziale und ökologische Komponente in der FuT- Förderung Einzug gehalten (Umwelttechnologien, Gesundheits- und Vorsorgeforschung u.ä.). Trotz sich wandelnder politischer Prioritäten haben Großtechnologien und Großforschungseinrichtungen allerdings auch nach ihrer „Blüte“ noch einen erheblichen Anteil staatlicher F&T-Mittel absorbiert.

Der Steuerungsanspruch war in der Anfangsphase auf die Schließung von politisch diagnostizierten „technologischen Lücken“ in bestimmten Bereichen beschränkt, hat sich dann aber in den späten 1960er und den 1970er Jahren im Rahmen der verbreiteten Planungseuphorie stark verbreitert. Typisch war ein weitgehend lineares Bild des Innovationsprozesses (sog. erste Generation der Innovationspolitik). In den 1980er Jahren unter der konservativ-liberalen Bundesregierung wurde der Steuerungsanspruch dann zurückgenommen und stärker auf die indirekte FuT-Förderung und die Diffusionsförderung gesetzt. Seit den 1990er Jahren hat sich die Reichweite der FuT-Politik gemessen an der Zahl der Zuwendungsempfänger deutlich erhöht. Im Rahmen der sich verbreitenden Netzwerk- und Clusteransätze verfolgte staatliche Politik allerdings weitgehend nur das Ziel, Innovationsprozesse zu stimulieren und zu moderieren. In dieser Zeit setzte sich dann auch ein differenzierteres, auf Interaktionen und Rückkopplungen im Innovationsprozess fokussiertes Innovationsverständnis durch (sog. zweite Generation der Innovationspolitik). Die Projektförderung wurde dann mit der rot-grünen Bundesregierung wieder verstärkt, verbunden mit einer Konzentration auf die Lösung gesellschaftlicher Probleme und einem breiteren Steuerungsanspruch (vgl. auch Borras, 2009).

Seit einigen Jahren fällt es zunehmend schwer die Innovationspolitik instrumentell und institutionell zu verorten (sog. dritte Generation der Innovationspolitik). Instrumentell ergänzt die nachfrageorientierte die lange Zeit schwerpunktmäßig angebotsorientierte Innovationspolitik (u.a. über staatliche Beschaffung, indirekt-spezifische Förderung privater Nachfrage u.ä.). Die politische Gestaltung der „Rahmenbedingungen“ wird etwa in der High-Tech Strategie als Teil der Innovationspolitik verstanden. In einer Art Innovationsverträglichkeitsprüfung sollen Entscheidungen und Regularien anderer Politikfelder auf ihre Konsequenzen für die Forschungs- und Innovationsbedingungen geprüft werden. Was die Akteurskonstellationen angeht, rückt nicht nur das Zusammenwirken von staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren, sondern auch die administrative und politische Koordination bzw. die Schnittstellen zwischen den Ressorts ins Blickfeld. Insgesamt scheint zwar die Innovationspolitik nicht wesentlich über die Forschungs-, Wissenschafts- und Technologiepolitik hinauszugehen; möglicherweise entwickelt Innovationspolitik jedoch den Charakter einer Meta-policy (Kaiser, 2008), „weil sie zur Durchsetzung ihrer Ziele nicht allein auf gesellschaftliche Akteure steuernd einzuwirken versucht, sondern einen Politikwandel durch die horizontale Koordination über diese Politikdomänen hinaus anstrebt“ (ebda.. S. 249), also eine Koordination mit anderen, traditionell und institutionell verfassten Politikfeldern (vgl. auch Edler, Kuhlmann und Smits, 2003; Edler und Kuhlmann, 2008; Bauer, Lang und Schneider, 2012). In der Energieforschungspolitik wird dieser Querschnittscharakter besonders deutlich.

Abgesehen davon, dass die Kerntechnik Ausgangspunkt der gesamten FuT- Politik in den 1950er Jahren war und über Jahrzehnte einen erheblichen Teil der gesamten Forschungsförderung und einen

dominierenden Anteil der Energieforschungsförderung absorbiert hat, hat die Energieforschungspolitik lange Zeit keine bzw. eher punktuell eine herausgehobene Stellung in der F&T-Politik gespielt. Einen eigenen Stellenwert hat sie insbesondere in den Energieforschungsprogrammen erhalten. Diese waren vor allem als Ergebnis von Krisen (Ölkrisse, Versorgungskrise, Tschernobyl) und veränderten gesellschaftlichen Rahmenbedingungen entstanden bzw. fortgeschrieben worden. Ihre primäre Rolle war es, die Energiepolitik und auch die Umweltpolitik zu unterstützen.

In den letzten Jahren ist die Energieforschungspolitik zu einem „wesentlichen strategischen Element“ der Energie- und Klimapolitik geworden (BMWi, 2011). Zwar deutet sich bei einem Blick auf das Finanzvolumen erst am aktuellen Rand wieder ein höherer Anteil an den gesamten FuE-Ausgaben für zivile Forschung an (bei tendenziell abnehmender Nuklearenergieforschungsförderung). Seit längerem schon hat die Forschung zu Gunsten erneuerbarer Energien und - schon mit Abstand - der Energieeffizienz eine wachsende finanzielle und innovationspolitische Bedeutung. Hinzu getreten sind erst jüngst die Bereiche Netze, Speicher und Fragen der energiewirtschaftlichen Systemintegration und -steuerung. Energieforschungsförderung wird von der Bundesregierung insgesamt „auf breiter Front“ betrieben und als „angemessen und sinnvoll“ erachtet (BMWi, 2011). Energietechnologien sind ebenso von herausgehobener Bedeutung bei den allgemeinen Bemühungen der Forschungs- und Innovationspolitik Deutschland auf die „großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts“ und auf die globalen Leitmärkte auszurichten. Von dieser Ausrichtung werden nicht zuletzt wirtschaftliche Chancen für deutsche Unternehmen erwartet. Gemäß des gestiegenen Stellenwert des Energie- und Klimathemas finden sich Bezüge dazu in zentralen innovationspolitischen Dokumenten der Bundesregierung (High-Tech Strategie, Energieforschungsprogramm), die jeweils über mehrere Ressorts koordiniert werden.

Eine wachsende Bedeutung in der FuT-Politik nehmen schließlich Dialog- und Kommunikationsprozesse und generell Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz ein. Auch dabei spielen umwelt- und energiepolitische Themen eine herausgehobene Rolle (Technikfolgenabschätzung, Technikvorausschau, Szenarios u.ä.).

## **2.2 Energie- und Umweltpolitik**

### **2.2.1 Grundlagen und generelle Entwicklungstrends**

Energie ist in hoch entwickelten Volkswirtschaften als Produktionsfaktor, Verbrauchsgut und Standortfaktor elementar. Ihre ausreichende und beständige Verfügbarkeit zu angemessenen Preisen bildet eine Grundvoraussetzung von wirtschaftlicher Entwicklung und Wohlstand. Die Art der in Deutschland und weltweit vorherrschenden Energieversorgung ist zugleich aber mit erheblichen Umweltbelastungen verbunden. Die Umwelt ist nicht nur Quelle von z.T. begrenzt vorhandenen Ressourcen und Rohstoffen, sondern insbesondere im Hinblick auf die Aufnahmekapazität von Emissionen und Abfällen in den verschiedenen Umweltmedien beschränkt. Sie hat darüber hinaus einen Wert für den einzelnen (Freizeitwert, ästhetischer Wert etc.) und ist im weiteren Sinne die Grundlage menschlichen Lebens. Energiebedingte Umweltbelastungen fallen in Abhängigkeit von den eingesetzten Energieträgern (fossile, nukleare, erneuerbare), der Effizienz der Energieumwandlung und dem Nutzungsverhalten unterschiedlich stark aus.

Energiepolitik bezieht sich auf die gesamte Staatstätigkeit in Bezug auf die Regelung des Energiekreislaufs, von der Bereitstellung aller zur Verfügung stehenden Primärenergieträger über die Umwandlung und Verteilung bis hin zur Verwendung bzw. Nutzung unter Berücksichtigung ihrer

spezifischen Eigenschaften (Lobo, 2011). Der (deutsche) Energiemarkt umfasst mehrere Wertschöpfungsstufen und besteht aus mehreren miteinander verbundenen Märkten, dem Strommarkt, dem Markt für Heizenergie und dem Markt für Mobilitätsenergie. In Deutschland wird schwerpunktmäßig über Elektrizitätspolitik als Teilbereich der Energiepolitik diskutiert. Sie bezieht sich auf die Staatstätigkeit zur Regelung aller Aspekte der öffentlichen Versorgung mit elektrischer Energie und setzt bei den zur Umwandlung in elektrische Energie eingesetzten Energieträgern an.

§ 1 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) legt folgende Ziele für die Energieversorgung fest: Sicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit. Zudem dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze „den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“ In der bundesdeutschen energiepolitischen Debatte wird jedoch zumeist von einer sog. Zieltrias gesprochen. So nennt zum Beispiel das (in weiten Teilen) der Energiepolitik federführende Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als die Oberziele der Energiepolitik.<sup>52</sup> Dabei ist Umweltverträglichkeit erst ca. ab Ende der 1970er Jahre als ein neues politisches Oberziel hinzugekommen (vgl. Kapitel 2.2.2). Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit wird üblicherweise zwischen einer politischen und technischen Komponente unterschieden. Erstere betrifft alle relevanten Faktoren, welche die Sicherheit der Versorgung mit Primärenergieträgern betreffen (z.B. Sicherheitsrisiken durch Lieferengpässe, Grad der Unabhängigkeit von Importen). Letztere umfasst die Zuverlässigkeit des bestehenden Versorgungssystems (in Abhängigkeit von dem qualitativen Zustand und der Kapazität der Netze und Anlagen, der Koordinierung des Erzeugungsparks, regulatorischen Risiken u.ä.). Wirtschaftlichkeit zielt vor allem darauf, überhöhte Energiepreise durch Ineffizienzen infolge mangelnden Wettbewerbs sowie Monopolgewinne zulasten der Verbraucher und der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu vermeiden. Ziel der Umweltverträglichkeit ist es gemeinhin, die Belastung der verschiedenen Umweltmedien und des Klimas durch die Energiewirtschaft zu begrenzen und zu reduzieren und natürliche Ressourcen möglichst schonend zu nutzen.

Vor der Darstellung energie- und umweltpolitischer Phasen sollen kurz einige generelle Entwicklungstendenzen dargestellt werden.<sup>53</sup> Bis zur ersten Ölpreiskrise 1973 ist der Primärenergieverbrauch (PEV) stetig gewachsen und hat sich seit 1950 nahezu verdreifacht. Die noch bis Anfang der 1980er Jahre in Wirtschaft und Politik vorherrschende Annahme, dass wirtschaftliches Wachstum untrennbar mit dem Wachstum des PEV verknüpft ist, bewahrheitete sich aber nicht. So lässt sich – bei einem gegenüber 1973 noch leicht gestiegenen und in den letzten 20 Jahren weitgehend konstanten PEV – eine zunehmende Entkopplung der beiden Größen feststellen. Seit der Wiedervereinigung ist die Bruttonwertschöpfung um 32% bis 2008 gestiegen, während der PEV um 1,7% gesunken ist. Zurückzuführen ist diese Entwicklung auf Effizienzverbesserungen im Umwandlungssektor und in den Energieverbrauchssektoren sowie veränderte Nachfragemuster (u.a. dem sektoralen Strukturwandel, geringerem Bevölkerungswachstum, Verlagerung energieintensiver Sektoren ins Ausland, Marktsättigungserscheinungen). Bezogen auf den Endenergieverbrauch fällt derzeit (2010) ein fast gleicher Anteil von ca. 28% jeweils auf die Industrie, den Verkehr und die

---

<sup>52</sup> Vgl. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiepolitik.html>

<sup>53</sup> Wichtige Datenquellen sind im folgenden: Energiedaten des BMWi, [www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html); Daten zur Umwelt des Umweltbundesamtes, [www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten](http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten); AG Energiebilanzen, [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de); BMWi (2011)

Haushalte, weitere 15% auf den Dienstleistungssektor. Weltweit stagniert der PEV allerdings nicht. Von 1950-2008 ist der jährliche Verbrauch auf mehr als das fünffache angestiegen. Weitere Steigerungen werden insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern erwartet.

Der Energiemix nach Primärenergieträgern hat sich in den letzten Jahren in Deutschland deutlich verschoben. Steinkohle war Mitte der 1950er Jahre noch der Hauptenergieträger mit über 70% am PEV, verlor aber kontinuierlich an Gewicht und weist im Jahr 2010 nur noch 12% am PEV auf. Zunächst quasi spiegelbildlich verlief der Anteil des Mineralöls am PEV. Von knapp unter 5% 1950 stieg der Anteil bis 1972 auf 55%, fiel dann aber wieder auf 34% in 2010. Derzeit ist es immer noch der wichtigste Energieträger. Erdgas spielte bis in die späten 1960er Jahren nur eine marginale Rolle, konnte seinen Anteil am Energiemix aber kontinuierlich steigern (22% in 2010). Auch die Kernenergie war bis zu den späten 1960er Jahren unbedeutend, konnte ihren Anteil am PEV aber bis 1999 auf 13% steigern, um dann bis 2010 auf 11% zurückzufallen. Braunkohle hatte in Westdeutschland 1950 einen Anteil am PEV von 15%, der sich bis Mitte der 1990er Jahre halbierte. Durch die Wiedervereinigung stieg der Braunkohleanteil in Deutschland aber 1990 auf 22%. Seitdem ist aber wiederum ein rückläufiger Trend erkennbar (11% in 2010). Erneuerbare Energien machten bis in die späten 1990er Jahre nur einen Anteil von unter 2% am PEV aus. Seitdem zeichnet sich jedoch ein dynamisches Wachstum ab (9% in 2010, 11% in 2011). Den größten und im letzten Jahr deutlich gewachsenen Beitrag liefern sie für die Stromversorgung (20% in 2011), während ihr Beitrag für die Wärmebereitstellung (10,4%) und den Kraftstoffverbrauch (5,6%) geringer ausfällt.

Ähnlich wie in Deutschland decken auch weltweit fossile Energieträger zu rund 80% den PEV, allerdings bei erheblichen Unterschieden in der Verfügbarkeit kommerzieller Energie zwischen den reichen und armen Ländern. Dabei konnten anders als in Deutschland Kohle, Öl und Gas ihre dominierende Stellung im Markt in den letzten 60 Jahren sogar trotz der Entwicklung der Kernenergie und des Ausbaus moderner erneuerbarer Energien noch leicht erhöhen. Da bei der Verbrennung der fossilen Energieträger über heute standardmäßig vorhandene Technologien unausweichlich CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen, stiegen auch die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 5 Mrd. t im Jahr 1950 auf heute 31 Mrd. t pro Jahr. Gemäß des sog. current policies-Szenario der Internationalen Energieagentur ist bis 2035 mit einer Steigerung des Energiebedarfs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen um je ca. 50% gegenüber 2009 zu rechnen (IEA, 2011a). Folge des Anstiegs der Treibhausgasemissionen – neben CO<sub>2</sub> auch insbesondere Methan, FCKWs, Ozon und Lachgas – ist wiederum die Erhöhung der globalen Jahresmitteltemperatur um fast 0,8° C von 1900 bis heute. Das erwähnte current policies-Szenario der IEA bis 2035 entspricht einer Temperaturerhöhung von mindestens 6° C.

Dies käme einer eklatanten Verletzung des 2°-Ziels bzw. des Ziels der Verringerung der weltweiten Treibhausgasemissionen um 50-80% bis 2050 gleich (IPPC, 2007). Um dieses Ziel zu erreichen, wäre eine jährliche Verringerung der CO<sub>2</sub>-Intensität um ca. 5% (untere Zielmarke) bzw. ca. 6% (obere Zielmarke) bei einem unterstellten jährlichen Sozialproduktswachstum von etwa 3% erforderlich. Bislang konnte aber selbst in Europa die CO<sub>2</sub>-Intensität zwischen 2000 und 2009 nur um durchschnittlich 2% pro Jahr erhöht werden. Angesichts dieser Herausforderungen wird eine Technologierevolution als erforderlich angesehen (Galiana und Green, 2009).

In Deutschland nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase zwischen 1990 und 2009 um ca. 25% ab. Den größten Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen hatte 2009 bei steigender (anteiliger) Tendenz die Energiewirtschaft mit fast 43%. Die Quellkategorien Haushalte/Kleinverbraucher (18,5% bei leicht fallender Tendenz) und Straßenverkehr/übriger Verkehr (18,3% bei steigender Tendenz) sowie Verarbeitendes Gewerbe/Industrieprozesse mit zusammen 18,7% (bei fallender Tendenz) besitzen hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen derzeit eine geringere Bedeutung. Die gesamtwirtschaftliche Emissionsintensität, also die auf das Bruttoinlandsprodukt bezogenen Emissionen, sank zwischen

1991 und 2009 um rund 50%, wobei die stärkste Minderung im Verarbeitenden Gewerbe und die geringste Minderung im Verkehr erreicht wurde.

Im Hinblick auf den Endenergieverbrauch macht die Heizwärme (Raumwärme und Warmwasser) mit 35%, die mechanische Energie mit 36% und die sonstige Prozesswärme mit 21% das Gros des Verbrauchs aus. Die Anknüpfungspunkte für energie- und klimapolitische Maßnahmen sind für die einzelnen Sektoren recht unterschiedlich. So beruht der Endenergieverbrauch bei den privaten Haushalten im wesentlichen auf dem Energieeinsatz für Raumwärme (75%) und Warmwasser (12%, jeweils 2010). In der Industrie dominiert dagegen die Prozesswärmennutzung (66%) und die mechanische Energie (22%). Letztere ist im Verkehrssektor nahezu alleinbestimmend und wird überwiegend durch Mineralöl gedeckt (98%). Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist die Verteilung auf die Anwendungsbereiche dagegen relativ ausgeglichen; es dominiert die Raumwärme (49%) vor der mechanischen Energie (16%) und der Beleuchtung (15%).

Deutschland ist in zunehmendem Maße auf Energieimporte angewiesen. Während in der Anfangsphase die Bundesrepublik noch Nettoexporteur (vor allem von Kohle) war, stieg der Anteil der Importe in den siebziger Jahren bereits auf mehr als 50% des PEV. Heute liegt er bei über 60%. Importiert werden als Energieträger Mineralöl und Uran fast vollständig (97% bzw. 100%) und zu großen Teilen auch Erdgas und Steinkohle (87% bzw. 77%). Fast ausschließlich im Inland gewonnen werden dagegen Braunkohle (99%) und erneuerbare Energien. Problematisch ist bei den importierten Energieträgern die Konzentration des Bezugs auf wenige und zum Teil politisch fragile Lieferländer (Russland, Libyen etc.).

## **2.2.2 Die Entwicklung der Energie- und energiebezogenen Umweltpolitik**

### **2.2.2.1 Ursprünge der Energiepolitik**

Energiepolitik ist im Prinzip ein altes Politikfeld (Mez, 1998; Saretzki, 2001). Dies trifft insbesondere dann zu, wenn man den institutionellen Ordnungsrahmen (sog. polity) in den Blick nimmt. Eine entscheidende und bis heute folgenreiche Weichenstellung für die Struktur, Ordnung und das Recht der Energiewirtschaft erfolgte in dem 1935 beschlossenen (und bis 1998 in Grundzügen gültigen) „Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft“. Übergeordnetes Ziel war es, die Energieversorgung „so sicher und billig wie möglich“ zu gestalten. Billige Stromerzeugung sollte durch den Aufbau einer zentralistischen Großverbundwirtschaft zu Lasten der Kommunen und dezentraler Technologien (insbesondere der Kraft-Wärme-Kopplung) gewährleistet werden. Das Gesetz sah auch eine weitgehende staatliche Aufsicht für die gesamte leitungsgebundene öffentliche Energieversorgung vor. Einzelnen Energieversorgungsunternehmen wurden geschlossene Versorgungsgebiete zugewiesen, in denen sie eine allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht gegenüber jedermann innehatten. Der Ordnungsrahmen folgte der Generallinie, die volkswirtschaftlich schädlichen Auswirkungen des Wettbewerbs in der Energiewirtschaft zu verhindern. Angesichts der Besonderheiten der netzgebundenen Versorgung - mangelnder Speicherbarkeit von Strom, hohen Fixkosten, mangelnder Anpassungsfähigkeit an veränderte Marktbedingungen - wurde in der Bildung von Monopolen die Möglichkeit gesehen, Investitionen in den Kraftwerkspark anzureizen und Leitungsnetze ohne überflüssige Doppelinvestitionen aufzubauen. Die Beschränkung des freien Marktzugangs zu den geschlossenen Versorgungsgebieten (Gebietsmonopolen) erfolgte zunächst durch zentralstaatliche Anordnung und in der jungen Bundesrepublik dann durch wettbewerbsausschließende Verträge (Ausnahme vom Kartellbildungsverbot im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen von 1957). Der Strommarkt wurde durch vertikal integrierte Unternehmen bedient, die sowohl die Kraftwerke zur

Stromerzeugung betrieben als auch über die Verteilungs- und Transportnetze verfügten und auf lokaler, regionaler oder überregionaler Ebene die Belieferung der Endkunden übernahmen. Im Ergebnis konnten in dieser Struktur erhebliche Monopolrenten aufgebaut werden. Zugleich war unabhängige öffentliche Kontrolle, Aufsicht und Regulierung und generell eine Trennung zwischen privatem Gewinninteresse und öffentlichen Belangen durch vielfältige personelle und institutionelle Verflechtungen erschwert.

Die Charakteristika des Stromversorgungssystems und seine institutionelle und regulatorische Ausgestaltung haben in Deutschland und vielen anderen Ländern den Suchbereich nach neuen Produkten und Technologien als auch die Selektion und die Diffusion von Innovationen lange Zeit eingeschränkt (Markard, 2004). Technologische Neuerungen mussten mit bestehenden technischen Standards (Wechselspannung, hoher Vernetzungsgrad u.ä.) und sozialen Standards (Stromversorgung als Teil der Daseinsvorsorge, Erwartung verlässlicher Versorgung) kompatibel sein. In den 1950er und 1960er Jahren waren Innovationsprozesse vor allem darauf gerichtet, die Größe und Leistung der Kraftwerke zu steigern und kostensenkende Skaleneffekte zu realisieren. Vorherrschend waren inkrementelle Verbesserungen bzw. Innovationen bei bestehenden vor den Weltkriegen entwickelten Basistechnologien (Optimierung von Dampfturbinen, Verlängerung der Lebensdauer oder Zuverlässigkeit von Komponenten). Die Diffusion von Innovationen wurde dabei vor allem durch Branchenverbände koordiniert und erleichtert. Durch das Zusammenwirken von Standards und Technologien entstand das technologische Paradigma der zentralisierten Struktur der Elektrizitätsversorgung.

Auch der unternehmerische Innovationsdruck war unter den gegebenen institutionellen Rahmenbedingungen gering. Im Wesentlichen war dies darauf zurückzuführen, dass der Preis als Koordinationsfaktor im Wettbewerb ausfiel und Absatzsicherheit und überdurchschnittliche Rentabilität staatlicherseits gewährleistet war (Schumacher, 2009).

### **2.2.2.2 Die Energiepolitik bis Mitte der 1970er Jahre**

Die inhaltliche Dimension der Energiepolitik (sog. policy) war bis zur ersten Energiekrise 1973 noch wenig ausgeprägt. Energiepolitik war Teil einer wachstumsfördernden und auf den Standort Deutschland gerichteten Wirtschaftspolitik, die Energie bis Mitte der 1970er Jahre als quasi unbegrenztes Gut wahrgenommen hat. Typisch war die wechselnde Förderung einzelner Energieträger und angebotsseitiger Technologien ohne programmatischen und institutionellen Unterbau. Energiepolitische Probleme wurden also weitgehend einzeln, nacheinander und unabhängig voneinander behandelt, ohne dass die Politik ein integrierendes Gesamtkonzept für die Energieversorgung formuliert hätte (Saretzki, 2001). Energiepolitik vollzog sich in separaten politischen Arenen der Kohle-, Öl-, Gas- oder Atompolitik. Nach dem Krieg bis Ende der 50er Jahre war Energiepolitik gleichsam Kohlepolitik und bestrebt grundlegende Versorgungssicherheit zu erreichen. Die heimische Energieproduktion und -kapazitäten sollten gesteigert werden, um materielle Knappheit zu überwinden und den wachsenden Energieverbrauch zu decken. Dem Steinkohlebergbau wurden umfangreiche Subventionen (vorwiegend als Absatzhilfen) gewährt, zusätzlich wurden Höchstpreise (unter den damaligen Marktpreisen) verordnet und die Konstruktion gas- oder ölbetriebener Kraftwerke restriktiv (push-and-pull Politiken, vgl. Storchmann, 2005). Mit dem Ende der Preisregulierung und der Bewirtschaftungsmaßnahmen verschob sich der energiepolitische Fokus vom Problem ausreichendem zur Frage nach kostengünstigem Energieangebot. Die Politik bewegte sich ohne klares Konzept: Einerseits forderte die zunehmend in den Weltmarkt integrierte Industrie billiges Öl und Innovationen der petrochemischen Industrie machten ölbasierte Produkte wie Plastik

zunehmend attraktiver. Anderseits versuchte die Politik, Versorgungssicherheit durch heimische, aber (angesichts ungünstiger geologischer Bedingungen) unrentable Energieträger in Form der Steinkohleförderung zu gewährleisten. Mit dem Regierungswechsel zur Großen Koalition 1966 wurde Energiepolitik vermehrt zur aktiven sektoralen und regionalen Strukturpolitik. Im Bergbau sollten unrentable Zechen gezielt stillgelegt, andere wettbewerbsfähiger und unabhängiger von Finanzhilfen gemacht werden, was allerdings nur bedingt gelang und Inkonsistenzen in der Steinkohlförderungspolitik offenlegte. Parallel rückte langsam die kommerzielle Nutzung der Kernenergie auf die energiepolitische Agenda. Das „billige“ Erdöl wurde in dieser Zeit Hauptenergieträger.

Im September 1973 wurde schließlich erstmals ein umfassend angelegtes Energieprogramm vorgelegt, das 1974, 1977 und 1981 fortgeschrieben wurde. Energiepolitische Ziele und Maßnahmen wurden in einer Gesamtkonzeption zusammengefasst und im Geiste des vorherrschenden Planungsdenkens mit möglichst quantifizierten Zielgrößen und Indikatoren unterlegt. Auch durch die schockartige erste Ölkrise im Oktober stellt das Jahr 1973 eine Zäsur in der Energiepolitik dar. Die politische Versorgungssicherheit durch das drohende Ölembargo und ein international abgestimmtes Krisenmanagement zur Bewältigung von Versorgungsgängen über die neu gegründete Internationale Energieagentur standen im Zentrum der Aufmerksamkeit. Energiepolitik war erstmals geprägt von der Devise „Weg vom Öl“. Drei Alternativen wurden mit unterschiedlicher Gewichtung diskutiert: Kohle, Kernenergie und Energiesparen.

Gestärkt werden sollte insbesondere die Steinkohle als langfristig verfügbare, allerdings nach wie vor nicht preisgünstige Energiequelle. Über Verstromungsgesetze, Kohlepennig und den sog. Jahrhundertvertrag sollte Absatz und Verstromung der deutschen Steinkohle sichergestellt und die Mehrkosten z.T. direkt auf den Stromverbraucher umgelegt werden. Insgesamt stieg die Zahl der verschiedenen Fördermaßnahmen zu Gunsten der Steinkohle beständig an und erreichte 1982 einen Höhepunkt mit 35 verschiedenen Programmen bzw. Maßnahmen (Storchmann, 2005).

Große Hoffnungen wurden im ersten Energieprogramm auf den raschen und umfangreichen Ausbau der Kernenergie zur Stromerzeugung gesetzt. Sie sollte bereits bis zum Jahr 1985 einen Anteil von 45% an der Stromversorgung aufweisen. Dem standen jedoch Planungsprobleme und wachsende Widerstände an den Standorten von Kernkraftwerken entgegen. Die Ausbaupläne wurden daher mit der sich verbreiternden Anti-Atomkraft-Bewegung in der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms 1977 auf die Hälfte der 1974 vorgesehenen Kapazität zurückgenommen. Die Energiepolitik traf in dieser Zeit erstmals auf signifikante Legitimitäts- und Akzeptanzprobleme.

In dem Energieprogramm von 1977 deutet sich auch erstmals eine vorsichtige Abkehr von der einseitigen Ausrichtung der Energiepolitik am Energieangebot ab. Insbesondere durch das Energieeinsparungsgesetz (und die nachgelagerte Wärmeschutzverordnung) und begleitende Fördermaßnahmen traf die Energiepolitik erstmals substantielle Maßnahmen, die indirekt den Absatzmarkt der Energiewirtschaft einschränkten. Auch die Enquetekommission „Zukünftige Kernenergiepolitik“ (1980) hat das Denken in systemaren Alternativen entlang verschiedener Energiepfade in der Energiepolitik verankert. Ihre Empfehlungen ließen darauf hinaus, ernsthafte Anstrengungen auf dem Gebiet der rationellen Energieanwendung und der Erschließung alternativer Energien zu unternehmen.

### **2.2.2.3 Die Entstehung der Umweltpolitik und ihr Bezug zur Energiepolitik und –wirtschaft bis 1990**

Mit Beginn der sozial-liberalen Koalition 1969 ist die Umweltpolitik in Deutschland als eigenständiges und programmatisch herausgehobenes Politikfeld entstanden (im Überblick etwa Jörgens, 1996; Kösters, 2002; Rave, 2005). Vom Anspruch her sollte der Umweltpolitik ein breites Fundament gegeben werden, sie sollte querschnittsorientiert, langfristig-vorausschauend und partizipativ ausgerichtet werden. Programmatisch ist vor allem das erste Umweltprogramm von 1971 zu nennen, in dem bereits der Gedanke aufgegriffen wurde, Umweltbelange in allen öffentlichen und privaten Entscheidungsprozessen genauso wie ökonomische und soziale Aspekte zu berücksichtigen (Müller, 2002). In diesem Sinn werden drei zentrale umweltpolitische Prinzipien genannt (zitiert nach Müller, 1997):

- das Verursacherprinzip, demzufolge die Kosten von Umweltbelastungen z.B. durch differenzierte Abgaben dem Verursacher anzulasten sind;
- das Vorsorgeprinzip, demzufolge unerwünschte Nebenwirkungen wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Entwicklungen rechtzeitig erkannt und durch weit vorausschauende Umweltplanung vermieden werden solle und
- das Kooperationsprinzip, demzufolge alle betroffenen Akteure (nicht nur die umweltpolitischen i.e.S.) für den Umweltschutz verantwortlich sind und alle relevanten Akteure am Politikprozess partizipieren sollen.

Organisatorisch-institutionell ist insbesondere die Berufung des Sachverständigenrats für Umweltfragen (1972) sowie die Errichtung des Umweltbundesamtes (1974) zu erwähnen, die beide wesentlich dazu beitragen sollten, wissenschaftliche Grundlagen und effektives politisches Handeln miteinander zu verzahnen. Auf ministerieller Ebene waren dagegen bis 1986 verschiedene Ressorts für umweltpolitische Aktivitäten zuständig (vorrangig jedoch das Bundesinnenministerium).

Der programmatische Anspruch einer von allgemeiner Reformbegeisterung in den 1970er Jahren getragenen Umweltpolitik konnte in der praktischen Alltagspolitik jedoch nicht eingelöst werden. Umweltpolitik musste sich an die bestehenden und aus anderen Politikbereichen bekannten Formen der staatlich-politischen Problembehandlung und –definition anpassen. Sie trat zunächst vor allem neben andere, weitgehend autonome, ausdifferenzierte und etablierte Politikfelder wie z.B. die Energiepolitik, in denen Umweltaspekte lange Zeit keine bedeutende Rolle gespielt haben. Dabei wurde in Kauf genommen, dass widersprüchliche Ziele nebeneinander traten, d.h. „alte“ Ziele und Instrumente weiterbestehen und neue Ziele additiv und nicht alternativ verfolgt wurden (Jänicke, 1990). In der Umweltpolitik war dieses sog. Ambivalenzproblem sogar besonders virulent, da umweltpolitische Fortschritte durch die Förderung industriellen, ressourcenverbrauchenden Wachstums immer wieder in Frage gestellt zu werden drohten, so dass nur temporäre Entlastungen eintreten. So wurde z.B. in der Bundestarifordnung Elektrizität zwecks besserer Auslastung des Versorgungssystems eine den Stromverbrauch fördernde Tarifgestaltung festgeschrieben.

Um offensichtliche Widersprüche zu verringern wurde die umweltpolitische Zielperspektive daher vor allem auf die Gefahrenabwehr und die einzelfallbezogene Regulierung gerichtet, weniger auf übergeordnete Umweltqualitätsziele. Ebenso galt es in erster Linie, direkt wahrnehmbare, sichtbare und meistens nähräumliche Umweltschäden zu beseitigen oder gesundheitsgefährdende Umweltbelastungen abzumildern. In der politischen Abwägung erhielten Fragen der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und damit auch der Bestandsschutz und die Eigentümerrechte etablierter Interessen ein hohes Gewicht. Die Umweltpolitik tendierte damit dazu, die bestehende sektorale Wirtschaftsstruktur zu bewahren oder gar zu verstetigen. Instrumentell wurde

das aus der obrigkeitstaatlichen Rechtstradition stammende Ordnungsrecht dominierend. Im Kern wurde mit Hilfe verschiedener Umweltauflagen in Form von Ge- oder Verboten umweltbezogenes Verhalten einheitlich und direkt, d.h. insbesondere ohne Berücksichtigung der sog. Restverschmutzung<sup>54</sup> und gesamtwirtschaftlicher Vermeidungskostendifferentiale vorgeschrieben. Dem Produktionsprozess nachgeschaltete Technologien (sog. End-of-pipe-Maßnahmen, z.B. Filter- und Entsorgungstechniken), die die ursprünglichen Produktions- und Konsumaktivitäten unberührt ließen und insofern additiv eingesetzt wurden, passten dabei besonders gut in den institutionellen Kontext. Auch neue Technologiepfade wurden nicht beschritten.

In der Energiepolitik hielten Umweltgesichtspunkte ab Ende der 1970er Jahre im Zuge der heftigen Debatte um das Waldsterben und des verstärkten Umweltbewusstseins der Bevölkerung verstärkt Einzug. Die Ursachen des Waldsterbens wurden nicht zuletzt in der steigenden Luftverschmutzung gesehen, an der neben den privaten Haushalten und dem Verkehr auch die Energiewirtschaft einen nennenswerten Anteil hatte. Erwähnenswert ist insbesondere die 1983 verabschiedete Großfeuerungsanlagenverordnung, in der Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid, Stickoxide und Staub sowie Fristen zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen (Nachrüstungsbestimmungen) festgelegt wurden. Erstmals wurde aus Umweltschutzgründen der Bestandsschutz von Industrieanlagen aufgehoben und die Machtposition der Strommonopolisten in Frage gestellt (Mez, 1998). Die hohen Kosten wurden allerdings durch Steuererleichterungen derart subventioniert, dass eine vergleichsweise schnelle, wirtschaftlich vertretbare und konfliktmindernde Umsetzung möglich war. Technologisch waren auch hier additive Technologien vorherrschend, die die Suche nach alternativen Energieerzeugungstechnologien nicht begünstigte, sondern die Konzentrations- und Zentralisierungstendenzen in der Energiewirtschaft eher noch beförderten (Müller, 1997).

Neben dem Waldsterben rückte Mitte der 1980er Jahre ein weiteres „äußerer“ Ereignis die Frage nach Emissionen aus Kraftwerken und ihren möglichen Risiken und Langzeitwirkungen ins Zentrum der öffentlichen Aufmerksamkeit: die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl im April 1986. In der Bevölkerung löste diese Katastrophe und weitere Affären (wie der Plutoniumskandal 1987) eine signifikante und letztlich dauerhafte Verschiebung des Meinungsspektrums zulasten der Kernenergie aus. Institutionell offenbarte sie erhebliche Koordinations- und Planungsprobleme im Strahlen- und Katastrophenschutz für den Fall eines ernsthaften Störfalls in einem deutschen Kernkraftwerk. Tschernobyl war damit ein wichtiger Auslöser für die Gründung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Juni 1986. Damit entstand ein neuer staatlicher Akteur, der durch eine Reihe von Kompetenzen (wie Luftreinhaltung, Strahlenschutz/Atomaufsicht und zunehmend Klimaschutz) direkten energiepolitischen Einfluss ausüben konnte (Hirschl, 2008).

#### **2.2.2.4 Die Energiepolitik in den 1990er und 2000er Jahren im Zeichen von Klimaschutz, erneuerbaren Energien und Energiemarktliberalisierung**

In den 1990er Jahren löste sich die Frage nach der Umweltverträglichkeit von Energieversorgungssystemen von der engen anlagenbezogenen Perspektive. Auch das in der Anfangsphase der Umweltpolitik prägende dichotome und antagonistische Verhältnis zwischen Staat und Unternehmen, bei der der Gesetzgeber „von außen“ durch relativ präzise ordnungsrechtliche Vorgaben in den Markt interveniert, verlor an Gewicht. Zumindest teilweise hat sich in den 1990er

---

<sup>54</sup> Damit ist die Belastung der Umweltnutzungen gemeint, die nach Festlegung hoheitlich zugelassener (und technisch als vermeidbar definierter) Umweltnutzungen durch das Ordnungsrecht verbleiben (Gawel und Ewingmann, 1994, S. 310).

Jahren ein Steuerungsverständnis herausgebildet, das stärker auf ökonomische Anreize, die Kooperation von Staat und Wirtschaft und Selbstregulierung der von der Umweltpolitik adressierten Akteure abstellt.

#### **2.2.2.4.1 Klimapolitik und erste klimapolitische Instrumente**

Inhaltlich rückte in den 1990er Jahren vor allem die Forderung nach einem global orientierten Klimaschutz und einer stärkeren Ressourcenschonung in den Vordergrund. Unter dem sich verbreitenden Leitbild der Nachhaltigen Entwicklung und einem zunehmend als krisenhaft wahrgenommenen Verhältnis zwischen Mensch und Natur hat sich in dieser Zeit der Bezugsrahmen von Umweltpolitik deutlich erweitert (vgl. auch Rave, 2005). Schon von der Problemstruktur unterscheidet sich Klimapolitik als Handlungsfeld deutlich, da es nicht wie (weitgehend) im Rahmen der „klassischen“ Umweltpolitik auf die Verminderung bzw. Beseitigung überschaubarer und räumlich und zeitlich gut eingrenzbarer Umweltbelastungen bzw. -schäden reduziert werden konnte und der Einsatz von End-of-pipe-Technologien wenig hilfreich bzw. praktikabel war. Der globale Charakter des Klimaproblems verdeutlichte zwar die Notwendigkeit globalen Handelns. Da aber anders als etwa bei der Bekämpfung von FCKW über das Montreal Protokoll - eine aktive globale Klimapolitik erhebliche und zugleich schwer überschaubarer Anpassungs- und Verteilungsimplikationen quer über breite Teile von Wirtschaft und Gesellschaft verschiedener Länder gehabt hätte, wurde deutlich, dass Klimapolitik zunächst „von unten“ und über Vorleistungen der reichen, für den Klimawandel verantwortlichen Industrieländer geleistet werden musste. Insbesondere in Deutschland wurde die Vorreiterrolle in der Klimapolitik von Anfang an aktiv und parteiübergreifend betrieben. Die bundesdeutsche Klimaschutzpolitik kann dabei als Beispiel einer ziel-, langfrist- und querschnittsorientierten „Umweltpolitik“ in Deutschland gelten (Müller, 2002; Beuermann, 2000). Gestützt auf Empfehlungen der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ fiel im Jahre 1990 die weitreichende Ankündigung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland im Zeitrahmen 1987 bis 2005 um 25% zurückzuführen. Dieses quantitativ bestimmte Umwelthandlungsziel, das vom Bundeskanzler international verkündet wurde, stellte zunächst nur eine Orientierungsgröße dar und war nicht unumstritten. In den Folgejahren konnte insbesondere durch den Zusammenbruch der ostdeutschen Schwerindustrie nach der Wiedervereinigung allerdings bereits eine deutliche Emissionsminderung „erreicht“ werden. Zudem konnte die Klimapolitik eine gewisse Eigendynamik entwickeln und Anstoßwirkungen auslösen. Zum Verkehrs- und Wirtschaftsministerium, in denen Fragen des Klimaschutzes lange nicht als Kernbestandteil des eigenen Politikbereichs angesehen wurden, konnten vom für den Klimaschutz federführenden Umweltministerium „Brückenköpfe“ verankert und das Thema Klimaschutz dauerhaft im politischen Entscheidungsprozess institutionalisiert werden. Eine wichtige Rolle spielte ab dem Jahr 2000 eine interministerielle Arbeitsgruppe, in der regelmäßig nationale Klimaschutzprogramme ausgearbeitet wurden. Auf der Zielebene wurde dabei eine Sektoralisierung von Minderungszielen (nach privaten Haushalten, Verkehr, Industrie und Energiewirtschaft, Abfallwirtschaft) vorgenommen, um die politische Verbindlichkeit der Zielsetzung in den Verursacherbereichen bzw. -ressorts zu unterstreichen. Auf der instrumentellen Ebene setzte sich die Vorstellung durch, dass Politikinstrumente für die Querschnittsaufgabe Klimaschutz kombiniert werden müssten, sich ergänzen und nicht a priori gegeneinander ausgespielt werden sollten. Vielmehr sollten Teilbereiche staatlichen Handelns auf das neue Ziel des Klimaschutzes hin ausgerichtet werden und der Staat selbst „strategiefähiger“ werden. Viele Einzelmaßnahmen wie die Förderung erneuerbarer Energien und rationeller Energienutzung, Maßnahmen zur Wärmedämmung im Gebäudebereich und (später) die Ökologische Steuerreform und der Emissionshandel wurden als Teil des Klimaschutzprogramms und

damit gewissermaßen eines umfassenderen Rahmens gesehen (Jänicke et al., 2001). Betrachtet man die ersten Klimaschutzprogramme zeigt sich, dass sich Subventionen im Hinblick auf den Einsatz klimapolitischer Instrumente besonderer Beliebtheit erfreu(t)en und ungefähr ein Drittel der Maßnahmen im Klimaschutzprogramm ausmachten (dazu bereits kritisch Böckem, 1999).

Eine relativ deutliche Zäsur in der Energiepolitik erfolgte 1998 durch den Regierungswechsel zur rot-grünen Bundesregierung. Unter dem Leitbild der „ökologischen Modernisierung“ sollte der Einstieg in eine zukunftsfähige Energieversorgung gelingen, wobei man gleichzeitig auch deutliche wirtschafts- und beschäftigungspolitische Vorteile erwartete. Eine herausgehobene Bedeutung ist insbesondere zwei Instrumenten beizumessen: der verstärkten Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare- Energien-Gesetz (EEG) und der ökologische Steuerreform. Zudem wurde erstmals der längerfristig angesetzte Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Dennoch knüpfte auch die rot-grüne Regierung in vielen Bereichen an die Vorgängerregierung an, was auf die erheblichen Beharrungskräfte in der Energiepolitik hindeutet, die sich in vertraglich fixierten Festlegungen, politisch verankerten Interessenlagen und institutionell bedingten Rahmenbedingungen des föderalen Systems widerspiegeln. Fortgeführt wurde insbesondere die Subventionierung der Steinkohle (sog. Kohlekompromiss), aber z.B. auch die auf Selbstverpflichtungserklärungen der Wirtschaftsverbände basierenden Klimaschutzmaßnahmen im Bereich der Industrie. Auch in der Formulierung von Energieprogrammen sollte ein dialog- und konsensorientierter Politikstil gepflegt werden.

#### **2.2.2.4.2 Instrumente zum Einsatz erneuerbarer Energien im Strommarkt**

Grundsätzlich begünstigt wurde die Förderung erneuerbarer Energien durch das immer stärker ausgeprägte Umwelt- und Klimaschutzbewusstsein in der Bevölkerung, das sich in zunehmender Weise gegen die Verwendung von fossilen Energieträgern bei der Stromerzeugung richtete, sowie aus dem gesamtgesellschaftlichen Grundkonflikt um die Atomkraft. Daneben war auch von Bedeutung, dass die vielfältigen erneuerbaren Energieträger in Deutschland verfügbar waren und eine Möglichkeit gesehen wurde, die Importabhängigkeit bei fossilen und nuklearen Brennstoffen zu reduzieren bzw. die politische Versorgungssicherheit zu erhöhen. In der politischen Umsetzung konnte sich eine starke Koalition von Befürwortern eines verstärkten und differenzierten Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich bilden (Lobo, 2011; Hirschl, 2008). Besonders hervorzuheben ist dabei der parteipolitisch motivierte Wechsel der Zuständigkeiten für erneuerbare Energien vom Wirtschafts- auf das Umweltministerium 2002. Das Umweltministerium konnte in der Folge in diesem Themenfeld massive Kapazitäten aufbauen, während das traditionell der konventionellen Energieerzeugung nahestehende Wirtschaftsministerium zuvor bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien eine bremsende Rolle eingenommen hatte.

Das EEG von April 2000 basiert auf dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991, das erstmals die garantierte Abnahme und Vergütung von erneuerbar erzeugtem Strom kleiner unabhängiger Produzenten und dessen Einspeisung in das öffentliche Netz vorsah (Hirschl, 2008). Bereits das Stromeinspeisungsgesetz war damit ein erster Ansatz die Diffusion neuer Energieerzeugungstechnologien jenseits der FuE Förderung zu befördern. Das im März 2000 beschlossene und bis heute gültige EEG, das laut Gesetz im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Energieversorgung ermöglichen soll, war wesentlich von der Intention geprägt, längerfristige Planungs- und Investitionssicherheit in Anbetracht unkalkulierbarer Preisentwicklungen im liberalisierten Strommarkt bereitzustellen (vgl. Kapitel 2.2.2.4.6). Die auch im EEG vorgesehene Abnahme- und Vergütungspflicht basiert auf deutlich erhöhten und nominal festen, über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährten Einspeisevergütungen. Sie entsprechen den typisierten

Stromgestehungskosten und sind nach den verschiedenen Sparten der erneuerbaren Energien (Wasser- und Windenergie, Sonnenenergie, Geothermie, Biomasse), der Anlagengröße, dem Jahr der Inbetriebnahme und z.T. dem Standort (Windkraft) gestaffelt. In der Hoffnung auf eine mittelfristige Marktreife wurden gegenüber dem Stromeinspeisungsgesetz die einheitlichen Vergütungssätze der einzelnen Energieträger stark differenziert (insbesondere durch eine Erhöhung der Vergütungssätze für Strom aus Photovoltaik von 17 auf 0,99 Pf/kWh). Die Einspeisevergütung wird dabei auf alle Stromkunden umgelegt, wobei später Härtefallregelungen für die großen Stromverbraucher hinzukamen. Die Einspeisevergütung ist degressiv gestaltet, wobei zunächst nur das Jahr der Inbetriebnahme die Basis der Degressionsregelung wurde. Von der degressiven Ausgestaltung werden Anreize zur Kostensenkung und zu technologischen Innovationen erwartet.

Im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele ist insbesondere durch die Förderung erneuerbarer Energien eine indirekte Erweiterung des Zielkatalogs eingetreten. So werden im Klimaschutzprogramm von 2000 erstmals technologie- und energieträgerbezogene Ziele formuliert, wie die Verdopplung des Anteils der erneuerbaren Energien bis 2010, der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und die deutliche Steigerung der Energieproduktivität. Gerade regelmäßigen Zielvorgaben für erneuerbare Energien wird von politikwissenschaftlicher Seite eine Impulsfunktion und strategische Bedeutung beigemessen (z.B. Bechberger, Körner und Reiche, 2003). Erneuerbare Energien könnten damit in ein umfassendes Handlungsprogramm eingebettet und im Bewusstsein der Öffentlichkeit verankert bzw. aufgewertet werden. Insbesondere unter dem Umweltminister Sigmar Gabriel wurde die „Energiewende“<sup>55</sup> explizit in den Kontext der Innovationspolitik gerückt. Die Förderung der erneuerbaren Energien wurde als Innovationsförderung bezeichnet (Bruns et al., 2009). Weniger Beachtung gefunden hat die Frage, in welchem Verhältnis diese Technologieziele zu den gesetzlich verankerten „Oberzielen“ der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit stehen.

Zumindest wurde aber geltend gemacht, dass die Förderung erneuerbarer Energien neben dem Klimaschutz Beiträge zur Erzielung verschiedener anderer umweltpolitischer Ziele leisten können. Hierzu zählen etwa im Vergleich zu konventionellen Kohlekraftwerken die Verringerung klassischer Luftschadstoffe oder der geringere Eingriff in den Boden- und Wasserhaushalt. Im Vergleich zu Kernkraftwerken wurde auf die verringerten Risiken (Unfälle, Proliferation etc.) und die geringeren Entsorgungs- und Abfallprobleme hingewiesen.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien erhielten aber auch Zielkonflikte zu anderen umwelt- und regionalpolitischen Themen vermehrt Aufmerksamkeit. Angesprochen waren u.a. konkurrierende Flächennutzungsansprüche, die Wirkungen auf das Landschaftsbild, Naturschutzaspekte und spezifische Emissionsprobleme (z.B. Feinstäube bei Biomasseanlagen). Allerdings konnten diese Konflikte am Anfang der Expansionsphase erneuerbarer Energien frühzeitig thematisiert und Kompromisse (z.B. in Form von Abstandsflächen, bestimmten Auflagen für Anlagen u.ä.) entweder ressortintern oder im intensiven Austausch mit Interessengruppen gefunden werden (Hirschl, 2008). Relativ wenig Beachtung gefunden haben diese Konflikte auch deshalb, weil sie mehr oder weniger lokal bzw. regional begrenzt waren. Unterschiedliche Akzeptanz vor Ort drückte sich aber in unterschiedlich ausgeprägten administrativen Hemmnissen in Kommunen und Bundesländern aus.

---

<sup>55</sup> Der Begriff geht ursprünglich auf eine Studie des Öko-Instituts aus dem Jahr 1980 zurück, die eine parallele Förderung erneuerbarer Energien und der Erhöhung der Energieeffizienz bei Zurückdrängung fossiler Energieträger forderte (Krause et al., 1980). Insbesondere unter der rot-grünen Bundesregierung wurde der Begriff wieder vermehrt verwendet.

Ebenso wird in der Förderung erneuerbarer Energien die Möglichkeit gesehen, Beiträge zu industrie-, beschäftigungs- und regionalpolitischen Zielen zu liefern. Fördermaßnahmen könnten demzufolge zum Aufbau neuer Unternehmen, Marktsegmente oder ganzer Wirtschaftszweige beitragen, Exportchancen für Technologieanbieter öffnen und Wettbewerbsvorteile gegenüber Ländern erzeugen, die erst später erneuerbarer Energien verstärkt fördern bzw. nutzen. Ebenso wird geltend gemacht, dass erneuerbare Energien relativ arbeitsintensiv sind und über Multiplikatoreffekte positive Beschäftigungseffekte entstehen. Schließlich findet der Ausbau erneuerbarer Energien deshalb Unterstützung, weil in strukturschwachen Regionen mittelständische Strukturen, neue Arbeitsplätze und neue Einnahmequellen für die kommunalen Haushalte und die Länderhaushalte entstehen.

#### **2.2.2.4.3 Die ökologische Steuerreform als sektorübergreifendes Instrument zur Energieeinsparung**

Mit der Einführung der ökologischen Steuerreform wurden energie- und umweltpolitische Ziele noch deutlicher mit beschäftigungspolitischen Zielen verknüpft. In Anlehnung an das in der Umweltökonomie diskutierte Konzept der doppelten Dividende galt es, nicht nur über die Steuererhebung umweltpolitisch erwünschten Lenkungseffekte zu erzielen, sondern zugleich über die Verwendung des Aufkommens Verzerrungen im übrigen Steuersystem abzubauen und insbesondere die Belastung des Faktors Arbeit zu reduzieren. Umweltpolitisch war die ökologische Steuerreform auch insofern ein relatives Novum, dass über den Einsatz eines ökonomischen Instruments das vorherrschende, auf Einzelfälle und direkte staatliche Vorgaben ausgerichtete Ordnungsrecht ergänzt und damit der Querschnittscharakter der Umweltpolitik gestärkt werden sollte. Steuerungsseitig rückte eine stärkere Grob- bzw. Tendenzsteuerung in den Vordergrund, bei der marktliche Austauschprozesse eine wesentliche Rolle spielen und die Effizienz der Erreichung umweltpolitischer Ziele verbessert werden sollte.

Ausgestaltet wurde die Steuer dann im wesentlichen als Energiesteuer und nicht als CO<sub>2</sub>-Steuer, was im Sinne der aufkommenden Klimaschutzdebatte nahe gelegen hätte. Wesentliches umwelt- bzw. energiepolitisches Ziel war es damit, Anreize zum Energiesparen zu setzen. In jährlichen Schritten wurde zwischen 2000 und 2003 der Mineralölsteuersatz auf den Liter Benzin von 50,11 Cent auf 65,45 Cent und auf den Liter Diesel von 31,70 Cent auf 47,04 Cent erhöht. Die Steuer auf den Liter leichten Heizöls stieg einmalig von 4,09 auf 6,14 Cent/l, und die Steuer auf den Liter schweren Heizöls einmalig von 1,5 auf 2,5 Cent. Beim Erdgas, das zum Heizen verwendet wird, wurde der Preis der Kilowattstunde in zwei Schritten von 0,18 Cent auf 0,55 Cent erhöht. Neu eingeführt wurde eine Stromsteuer in Höhe von 1,02 Ct/kWh, die dann um jährlich 0,26 Ct/kWh von 2000 bis einschließlich 2003 erhöht wurde und seitdem einen Regelsteuersatz von 2,05 Ct/kWh aufweist. Außerdem wurde „verspätet“ mit dem Energiesteuergesetz 2006 eine sehr moderate Kohlesteuер für Heizzwecke im Umfang von 0,12 Cent pro Kilowattstunde (0,33 Euro/GJ) eingeführt.

Die Einnahmen aus den Ökosteuern im engeren Sinne, also jener Steuererhöhungen, die durch das Gesetz zum Einstieg und zur Fortführung der ökologische Steuerreform zustande kamen, sind bis 2003 auf etwa 18 Mrd. Euro jährlich gestiegen und machten etwa 40% des gesamten Energiesteueraufkommens aus. Sie flossen zu ca. 85% in die Rentenversicherung, daneben aber auch in die Förderung erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 2.2.2.4.4). Im Gegenzug wurden bis 2003 die Beitragssätze zur Rentenversicherung gesenkt, die ansonsten um insgesamt 1,7 Prozentpunkte höher liegen müssten. In der Energiepolitik haben fiskalische Ziele damit implizit eine steigende Bedeutung erfahren (Bach, 2009).

Während die ökologische Steuerreform beschäftigungspolitisch und fiskalisch erfolgreich war und die Aussicht auf geringere Rentenversicherungsbeiträge auch wesentlich zur politischen Durchsetzbarkeit der Reform beigetragen hat, hat sich die umweltpolitische Lenkungswirkung insbesondere in der Anfangsphase in Grenzen gehalten. So sind gemäß verschiedener Evaluierungen die CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt gegenüber einem Referenzszenario und verglichen mit dem relativ ambitionierten Klimaschutzziel der Bundesregierung nur um 1-3% zurückgegangen (Bach et al., 2001; Kohlhaas et al., 2005; Frondel und Hillebrand, 2004). Bezogen auf den Energieverbrauch wurden vor allem beim Kraftstoffverbrauch und beim Stromverbrauch rückläufige Entwicklungen induziert (insbesondere für die privaten Haushalte). Nur moderat zurückgegangen ist dagegen der Einsatz der Primärenergieträger Kohle, Heizöl und Gas (zwischen 1% und 3%). Ein wesentlicher Grund für diese eher bescheidenen Lenkungswirkungen war die unsystematische und ökologisch wenig zielgerichteten Belastung der Energieträger (vor allem nach Volumen in Litern) und die willkürliche Differenzierung nach verschiedenen Verwendungszwecken (Kraftstoff, Heizstoff, Strom). Ein umweltseitiges Grundproblem der Energiesteuer war insbesondere ihre mangelnde Orientierung am CO<sub>2</sub>-Ausstoß oder (auch) am Energiegehalt. Eine emittierte Tonne CO<sub>2</sub> wurde vielmehr bei den einzelnen Energieträgern sehr unterschiedlich besteuert, was zu sehr unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten führte. Am niedrigsten wurde der Steuersatz in €/t CO<sub>2</sub> etwa für Kohle festgesetzt, obwohl gerade dieser Energieträger besonders klimaschädlich ist. Außerdem wurden eine Reihe von Vergünstigungs- und Ausnahmeregelungen eingebaut, die – neben sozial- und umweltpolitischen Anliegen – vor allem dem politisch als notwendig empfundenen Schutz der Industrie vor ausländischen Konkurrenten dienen sollten, aber in ihrer Ausgestaltung ökologisch kontraproduktiv wirkten und nur von einer pauschalen Selbstverpflichtung der Industrie zur Emissionsminderung begleitet waren. Für das Produzierende Gewerbe und die Land- und Forstwirtschaft wurde (ab einem geringen Sockelbetrag) zum einen ein ermäßigter Steuersatz von zunächst nur 20% bei den Steuererhöhungen auf Strom, Gas und Öl gewährt. Auf diese Weise blieben die Energiesparanreize gering, obwohl z.T. hohe Einsparpotenziale zu erwarten waren (z.B. bei der Drucklufterzeugung, bei Elektromotoren oder in der Gebäudeklimatisierung). Ebenso profitierten viele Unternehmen, die weder hohe spezifische Energiekosten aufwiesen noch stark im internationalen Wettbewerb standen. Zum anderen wurde die Ökosteuerschuld des Produzierenden Gewerbes (ab einem geringen Sockelbetrag) erstattet, wenn diese den Betrag um 20% übersteigt, den die Unternehmen über die Senkung des Arbeitgeberanteils zur Rentenversicherung erhält (sog. Nettobelastungsausgleich). Auch diese Regelung verminderte die Anreize zum Energiesparen, und zwar dadurch, dass die steuerliche Grenzbelastung (statt der Durchschnittsbelastung) auf einen Grenzsteuersatz von nur ca. 3% (z.T. sogar darunter) stark reduziert wurde (Kohlhaas, 2003).

Neben den neu eingeführten Steuervergünstigungen änderte die Ökologische Steuerreform auch wenig an einer Vielzahl „historisch gewachsener“ ökologisch kontraproduktiver Subventionen bzw. subventionsähnlicher Regelungen (Rave und Sprenger, 2003). Dies betraf zum Beispiel die klimapolitisch problematische Steuerbefreiung für Luftbetriebsstoffe, die Verstromungshilfen für die Steinkohle, die Steuersatzdifferenzierung zwischen Diesel und Benzin oder die Eigenheimzulage.

#### **2.2.2.4 Instrumente zum Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt**

Das Marktanreizprogramm, das 1999 eingeführt wurde, flankiert die ökologische Steuerreform und das EEG. Während letzteres auf den Strommarkt ausgerichtet ist, dient das Marktanreizprogramm schwerpunktmäßig der Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien (Solarkollektoren, Biomasseanlagen etc.). Wesentlich gespeist wird das Marktanreizprogramm aus dem Aufkommen der Stromsteuer, die wiederum aus europa- und WTO-rechtlichen und

verwaltungstechnischen Gründen erneuerbare Energien voll besteuert. Dabei handelt es sich in erster Linie um Investitionskostenzuschüsse des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (kleine Anlagen) und zusätzlich um zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (große Anlagen). Fördergrundlage sind regelmäßig an den Stand der Technik und an die aktuelle Marktentwicklung angepasste „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“. Neben umwelt- und klimapolitischen Zielen verfolgt das Programm auch das Ziel über die beschleunigte Markteinführung die Kosten der Nutzung erneuerbarer Energietechnologien zu senken.

Das Fördervolumen des Marktanreizprogramms hat sich bis 2007 auf einem Niveau von 100-165 Mio. € pro Jahr bewegt, konnte aber bis 2009 auf 426 Mio. € gesteigert werden<sup>56</sup>. 2010 fiel das Fördervolumen durch Mittelkürzungen wieder auf 346 Mio. € zurück. Nach den regelmäßig durchgeführten Evaluierungen im Auftrag des Umweltministeriums können durch die geförderten Anlagen CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Größenordnung von 0,5-1,5 Million t CO<sub>2</sub> pro Jahr zwischen 2002 und 2010 eingespart werden (nicht kumulierte Einsparungen). Im Jahr 2009 (mit den bislang größten Investitionen) wurden durch Anreize des Programms knapp 3,3 GWh an fossiler Primärenergie bzw. 0,6% der für Wärme eingesetzten fossilen Primärenergie ersetzt. Abzuziehen sind jedoch Mitnahmeeffekte, die insbesondere in Phasen erhöhter Energiepreise auftreten. Laut einer Befragung im Jahr 2005 hätten ungefähr ein Viertel der Geförderten auch ohne das Marktanreizprogramm im gleichen Umfang investiert (Langniß et al., 2005; siehe auch Fichtner et al., 2010). Die Mitnahmeeffekte dürften aber dadurch begrenzt sein, dass die geförderten Technologien relativ anspruchsvoll definiert werden und ohne Förderung nicht wettbewerbsfähig wären (ifo-Institut, 2011).

#### **2.2.2.4.5 Weitere Instrumente zur Förderung von Energieeffizienz und Energieeinsparung**

Neben der ökologischen Steuerreform stellt die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ein weiteres zentrales Instrument zur Erhöhung von Energieeffizienz und zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen an der Schnittstelle von Strom- und Wärmemarkt dar. KWK basiert auf einer gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme und damit einer deutlich besseren Brennstoffausnutzung bzw. einem verringerten Brennstoffbedarf als bei isolierter Strom- oder Wärmeproduktion. Im Prinzip handelt es sich dabei um eine vor gut 100 Jahren entwickelte Technik, die traditionell insbesondere in der FernwärmeverSORGUNG und zum Teil in industriellen Anwendungen eingesetzt wird. Als Brennstoffe kommen fossile Energieträger (insbesondere Erdgas) und zunehmend auch erneuerbarer Brennstoffe zum Einsatz. Die ökologische Steuerreform sah zwar von Anfang an Steuerermäßigungen für den Einsatz der KWK ab einem bestimmten Energienutzungsgrad vor; ihre zusätzliche Förderung wurde jedoch infolge der Strompreissenkungen nach der Liberalisierung der Stromwirtschaft 1998 erforderlich (vgl. Kapitel 2.2.2.4.6), die anfänglich zu erheblichen, für die kommunalen und industriellen Betreiber von KWK-Anlagen existenzgefährdenden Strompreissenkungen führte und den KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugung allein zwischen 1998 und 1999 von 13 auf 8% reduzierte (Lobo, 2011). Als „Soforthilfe“ wurde daher 2000 das sog. KWK-Vorschaltgesetz verabschiedet, das auf Einspeisevergütungen für KWK-Strom zusätzlich zum Marktpreis beruhte. Allerdings offenbarte es Schwächen und blieb insbesondere im Bereich der industriellen Eigenerzeugung wirkungslos.

Im Jahr 2000 erzeugte dann auch zusätzlich das nationale Klimaschutzprogramm für Handlungsdruck zur Förderung der KWK. Das Vorschaltgesetz wurde schließlich 2002 durch das bis heute gültige

---

<sup>56</sup> Vgl. die Studien des BMU unter [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/39812.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/39812.php)

„Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG) ersetzt, das wiederum wesentlich auf einer Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft beruhte. Übergeordnetes Ziel des Gesetzes war die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 10 Millionen t bis 2005 und 23 Millionen t bis 2010. Vorgesehen waren bzw. sind - ähnlich wie beim EEG - zeitlich befristete, degressiv ausgestaltete und nach Anlagenkategorien differenzierte Vergütungssätze. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, neue KWK-Anlagen anzuschließen, KWK-Strom vorrangig (gleichrangig mit EEG-Strom) abzunehmen und marktgemäß zu vergüten. Das Gesamtvolumen der im KWKG verankerten Förderung wurde bis 2010 auf 4,4 Mrd. € festgesetzt, die auf die Stromverbraucher umzulegen sind, wobei eine Belastungsbegrenzung für Großabnehmer aus dem produzierenden Gewerbe eingezogen wurde.

Wesentlicher Zweck der Differenzierung nach Anlagengröße war es, die Markteinführung und Diffusion von Brennstoffzellenanlagen und kleineren Blockheizkraftwerken (auf der Basis von Mikrogasturbinen und Stirlingmotoren) zu fördern. Auch modernisierte Anlagen wurden gegenüber Bestandsanlagen vergleichsweise stärker im Sinne weiterer technischer Effizienzsteigerungen gefördert. Die Degression sollte zudem Anreize setzen, Kosten zu senken.

Anreize zur Energieeinsparung und zur rationellen Energienutzung wurden traditionell über ordnungsrechtliche Instrumente in Verbindung mit Fördermaßnahmen gesetzt. Beibehalten wurde diese Art der Instrumentierung vor allem im Gebäudesektor, auf den ein erheblicher Teil des Primärenergiebedarfs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen entfällt (vgl. Kapitel 2.2.1, 4.3.1).<sup>57</sup> Einen wichtigen Meilenstein stellt hierbei das Energieeinsparungsgesetz bzw. die Energieeinsparungsverordnung von 2001 dar, die seit 1977 zweimal 1984 und 1995 novellierte Wärmeschutzverordnung und die Heizungsanlagenverordnung zusammenfasst. Diese Zusammenführung hat den energetischen Bilanzierungsrahmen erweitert, in dem der an der Gebäudegrenze gemessene Endenergiebedarf unter Einschluss der Anlagentechnik relevant wird und dieser Endenergiebedarf wiederum unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten primärenergetisch bewertet wird. Übergeordnetes Ziel der Energieeinsparungsverordnung ist es den Energiebedarf bei neu zu errichtenden Gebäuden um 30% gegenüber dem alten Recht zu verringern. Ebenso soll der Einsatz erneuerbarer Energien erleichtert und die Transparenz des Energiebedarfs für den Bauherrn und die Nutzer verbessert werden. Für den Gebäudebestand wurden keine konkreten Zielvorgaben formuliert.

Während die Verordnung selbst weitgehend frei von Detailregelungen ist, verweist sie auf anerkannte Regeln der Technik, die in verschiedenen Normen ihren Niederschlag finden. Konkret sind dies (anlagen-)technische Anforderungen zur Begrenzung des Jahresprimärenergiebedarfs und flankierende bauliche Anforderungen an die Wärmedämmung. Wohnungseigentümer haben dabei gewisse Planungsspielräume, wie sie das Ziel der Verringerung des Jahresprimärenergiebedarfs realisieren möchten, also zum Beispiel durch Wärmeschutzmaßnahmen und/oder effizientere Heizsysteme. Auf das Nutzerverhalten geht die Verordnung explizit nicht ein (z.B. Lüftungsverhalten) (Meyer, 2003). Neben den technischen Anforderungen sollen die Maßnahmen betriebswirtschaftlich vertretbar sein, was bedeutet, dass die eintretenden Einsparungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer erwirtschaftet werden können (§5 Abs. 1 ENEG). Während damit bereits für Neubauten die zeitnahe Amortisation von Kosten eine wichtige Rolle spielt, gilt der im Ordnungsrecht typische Altanlagenschutz besonders für bestehende Gebäude, wo Nachrüstungspflichten beschränkt bleiben (z.B. für Heizungsanlagen oder die Dämmung von bestimmten Geschossdecken).

---

<sup>57</sup> Angesichts langer Investitions- und Sanierungszyklen und spezifischer Anreize und Hemmnisse (insbesondere dem sog. Investor-Mieter-Dilemma) werden hier preisliche Anreize wie über Energiesteuern als zu wenig effektiv angesehen (vgl. Kapitel 4.3.2.2).

Maßnahmen im Neubau, die über die Vorgaben der Energieeinsparungsverordnung hinausgehen, wurden zunächst auf Länderebene und dann ab Ende der 1990er Jahre auch auf Bundesebene über Subventionen angereizt. Zu erwähnen ist hier die Förderung von Niedrigenergie- und Passivhäusern durch einen Ökobonus bei der Eigenheimzulage (1996-2002) und seit 2001 die Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in Form des CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramms mit Förderung von sog. KfW-40-, Passiv- und KfW-60 Häusern.

Vor allem aber zur Senkung des Energieverbrauchs im Gebäudebestand haben sich Finanzhilfen im Rahmen von Energiesparförderprogrammen der KfW und Finanzierungshilfen für die Beratung von Eigentümern durchgesetzt. Während nach der Wiedervereinigung die KfW- Programme auf die Wohnraummodernisierung in Ostdeutschland ausgerichtet waren und das seit 1996 laufendes Programm zur CO<sub>2</sub>-Minderung nur zum Teil den Gebäudebestand zugutegekommen ist, wurde 2001 im Rahmen des Klimaschutzprogramms zusätzlich das CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm über Bundesmittel aufgelegt. Im Jahr 2009 wurden die Angebote im Gebäudebereich unter der Bezeichnung „Energieeffizientes Bauen“ und „Energieeffizientes Sanieren“ zusammengefasst. Die Haushaltsausgaben des Bundes für die KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren waren dabei starken Schwankungen ausgesetzt und bewegten sich zwischen unter 500 Mio. € vor 2005 bis zu 2 Mrd. € im Jahr 2009 (Henger und Voigtländer, 2012).

Die KfW- Gebäudeprogramme werden regelmäßig evaluiert und als wirksames Instrument zur CO<sub>2</sub>-Minderung und Energieeinsparung eingeschätzt (Clausnitzer et al., 2007; Clausnitzer et al., 2008; Clausnitzer et al., 2009; Diefenbach et al., 2005; Diefenbach et al., 2011). Die Evaluierungen ermitteln hier eine Bandbreite von jährlich zusätzlich induzierten Minderungen an CO<sub>2</sub>-äquivalenten Emissionen von 0,3 bis knapp 1 Millionen t pro Jahr (bei steigender Tendenz zwischen 2005 und 2010), wobei rund 70% beim Haushaltssektor und der Rest beim (emissionshandelspflichtigen) Sektor Energieerzeugung verbucht wird. Die Endenergieeinsparung beläuft sich auf jährlich 670-2680 GWh pro Jahr. Gemessen an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor Haushalte ergibt sich damit eine jährliche CO<sub>2</sub>-Reduktion von 0,2-0,3%. Nicht berücksichtigt werden dabei allerdings Mitnahmeeffekte, also die Minderungswirkungen, die durch Modernisierungen bzw. Sanierungen auch ohne die Finanzierungshilfen durchgeführt worden wären (Diefenbach et al., 2005).

Die Wirksamkeit der Energieeinsparungsordnung ist dagegen umstritten. Unklar ist insbesondere, ob sie wirklich zusätzliche Energie- und Emissionsminderungen induziert oder angesichts von Energiepreisseigerungen, (autonomem) bautechnologischem Fortschritt und nur diskontinuierlicher Verschärfung von Standards bzw. Normen eher ein „zahnloser Tiger“ ist (so Meyer, 2003). Auch die viel beklagten Vollzugsdefizite sprechen gegen ihre umweltpolitische Effektivität. Für eine gewisse Wirksamkeit spricht allerdings die Tatsache, dass die Energieeinsparverordnung dazu beiträgt, Barrieren - insbesondere Informations- und Motivationsbarrieren bzw. Trägheiten auf Seiten der Wohnungs- und Hauseigentümer – abzubauen (Azuma-Dicke, 2005; Weiss und Vogelpohl, 2010).

Neben ordnungsrechtlichen Maßnahmen und finanziellen Anreizen gibt es „weiche“ Steuerungsinstrumente im Bereich der Gebäudesanierung. Dazu zählen Beratungs-, Informations- und Kommunikationsangebote (z.B. für Gebäudeeigentümer und Bauherren), aber auch zur effizienteren Energienutzung selbst. Die Angebote reichen dabei von der Ausstellung von Gebäudeenergieausweisen, über die Errichtung einer Energiehotline und einer Internetplattform bei der Deutschen Energie-Agentur bis hin zu einer detaillierten, ein- oder mehrtagigen Energieberatung vor Ort (Bundesregierung, 2011b).

#### **2.2.2.4.6 Die deutsche Energiepolitik im Zeichen zunehmender Europäisierung**

Seit den späten 1990er Jahren sind in der Energiepolitik die nationale und die europäische Politikfeldentwicklung zunehmend miteinander verflochten (Lobo, 2011). Während in Deutschland zunächst die Ökologisierung der Energiepolitik vor allem unter der rot-grünen Bundesregierung dominant war, standen auf europäischer Ebene Bemühungen um mehr Wettbewerb auf den nationalen Strom- und Gasmärkten im Vordergrund. In einer zweiten Phase Mitte der 2000er Jahre trat in gewissem Maße eine spiegelverkehrte Situation ein: Das Ziel der Umweltverträglichkeit wurde für die europäische Politik zunehmend bestimmend, während in Deutschland die stärkere wettbewerbliche Ausrichtung der Energiemarkte aufgrund europäischer Vorgaben die Energiepolitik prägte.

Die Einführung wettbewerblicher Strukturen und die Öffnung monopolistischer Märkte im deutschen Strom- und später auch im Gassektor (1998 bzw. 2000) ist im Wesentlichen auf die Initiative der EU-Kommission und damit einem wichtigen „neuen“ Akteur in diesem Bereich zurückzuführen. Im Vordergrund stand das Bestreben den europäischen Binnenmarkt zu vollenden und zu diesem Zweck auch in den staatsnahen Energiemarkten Wettbewerbselemente zu verankern, die wiederum zu mehr Wirtschaftlichkeit bzw. Preisgünstigkeit beitragen sollten. Gerade in Deutschland waren die Energiepreise lange Zeit überdurchschnittlich hoch.

Die Liberalisierung der Energiemarkte kann als institutionelle Innovation verstanden werden, die zu einer tief greifenden, bis heute nicht abgeschlossenen Neuordnung gesellschaftlicher Rahmenbedingungen, Rechtsbeziehungen und Ordnungsprinzipien geführt hat und die Entstehung weiterer technologischer und organisatorischer Innovationen begünstigt hat (Schumacher, 2009). Umgekehrt sind technologische Entwicklungen aber auch mitverantwortlich dafür, dass die Energiemarktliberalisierung vorangetrieben wurde. So wurde insbesondere durch die Entwicklung kombinierter Gas- und Dampfkraftwerke mit hohen Wirkungsgraden die lange vorherrschende Annahme widerlegt, dass die Erzeugungskosten nur durch den Bau immer größerer Kraftwerke gesenkt werden können (economies of scale). Auch andere dezentrale Erzeugungstechnologien, die allerdings wesentlich von politischen Fördermaßnahmen getrieben waren (kleinere KWK-Anlagen, kleinere und mittelgroße Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien), lieferten zunehmend Anzeichen dafür, dass über technologische Veränderungen die Struktur der Energieversorgung modifiziert werden kann. Schließlich bildeten noch innovative Querschnittstechnologien - vor allem die IuK-Technik - die Grundlage dafür, dass sich die intendierten, preissenkenden Wirkungen der Liberalisierung ausbreiten konnten (z.B. durch die Möglichkeit, einen informationstechnisch komplexen Stromhandel zu organisieren).

Auf der Basis der Binnenmarktrichtlinie Elektrizität von 1997 sah das 1998 geänderte Energiewirtschaftsgesetz die Aufhebung der langfristigen Versorgungsverträge (Gebietsmonopole) und den diskriminierungsfreien Zugang zu den Transport- und Verteilnetzen zur Stromdurchleitung für andere Anbieter vor. Zugleich bestand nun auf Kundenseite die Möglichkeit, den Stromversorger frei zu wählen. Diese in Deutschland schlagartig und vollständig durchgeföhrte Liberalisierung in den Bereich Erzeugung und Handel hat zumindest anfänglich einen Strompreisrückgang auf breiter Front ausgelöst. Auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen kam es zu drastischen Kostensenkungs- und Konsolidierungsprogrammen (z.T. mit einem drastischen Abbau von Arbeitsplätzen) und zur Schließung von insbesondere kleineren und KWK-basierten Unternehmen. Außerdem haben im Zuge der Liberalisierung die Investitionsrisiken deutlich zugenommen (Matthes und Cames, 2002). Auch die Liberalisierung selbst hat damit die Vorstellung infrage gestellt, dass im Rahmen von Kraftwerksneubauten in erster Linie Skaleneffekte realisiert werden sollten (Markard, 2004). Gleichzeitig sind bei sehr unterschiedlichen Ausgangsbedingungen und trotz unsicherer

Markterwartungen neue Wettbewerber und Akteure auf der Erzeuger-, Handels- und Vertriebsseite in den Markt eingetreten (wenn auch z.T. nur kurzzeitig).

Das Innovationsgeschehen im Stromsektor hat sich infolge der Liberalisierung deutlich verändert. Die Innovationsstrategie der Energieversorgungsunternehmen orientieren sich weniger an der technischen Qualität der Versorgung wie zum Monopolzeiten, sondern an Kundeninteressen, Kostensenkungspotenzialen und neuen Profitmöglichkeiten. So werden Möglichkeiten gesucht, sich über Produkt- und Dienstleistungsinnovationen von Konkurrenten abzuheben (z.B. über verschiedene Tarifvarianten oder Energieberatung). Angesichts der höheren Marktunsicherheit werden insbesondere neue Informationstechnologien und Know-how zur strukturierten Strombeschaffung entwickelt und implementiert. Teilweise handelt es sich auch um Neuerungen, die nicht dem Paradigma der zentralen Versorgung entsprechen. Hierzu zählen etwa Contracting-Angebote auf der Basis konventioneller Blockheizkraftwerke für Gewerbekunden, Brennstoffzellen für Haushalte und Gewerbe, Photovoltaikanlagen oder das Wärmecontracting für Privatkunden. Das Innovationsgeschehen verlagert sich auch zunehmend von Kooperationen auf der Branchenebene in die einzelnen Unternehmen hinein, wobei sich gleichzeitig produkt- bzw. technologiespezifisch neue Innovationsnetzwerke bilden (Markard, 2004).

Allerdings weisen ökonometrische Studien auch auf einen negativen Einfluss der Liberalisierungs- und Restrukturierungsprozesse auf die Investitionen privater Firmen des Stromsektors hin (Jamasb und Pollitt, 2011; Kim, Kim und Flacher, 2012). So hat vor allem die Bildung eines Stromgroßhandelsmarktes den Wettbewerb erhöht, der wiederum Investitionen in Technologien mit schlechten Aneignungsbedingungen und unsicherem langfristigen Nutzen weniger wahrscheinlich macht. Vor diesem Hintergrund werden Bedenken geäußert, dass die Zurückhaltung bei Investitionen die Zuverlässigkeit und Effizienz des Versorgungssystems beeinträchtigt und die Bildung von Innovationskapazitäten innerhalb der Industrie erschwert (Kim, Kim und Flacher, 2012).

Auf der Netzebene kann insbesondere aufgrund der Existenz eines natürlichen Monopols kein Wettbewerb etabliert werden. Im Hinblick auf Zugang und Anschluss an privatwirtschaftlich betriebene Stromnetze sowie bezüglich der Festlegung von - im Sinne der energiepolitischen Oberzielen – „angemessenen“ Netzentgelten besteht zugleich Regulierungsbedarf (vgl. dazu Kapitel 4.2.2.2.1). Bezuglich des Netzzugangs machte die erste Binnenmarktrichtlinie keine eindeutigen Vorgaben (Dehmel, 2011). In Deutschland entschied man sich zunächst für den verhandelten Netzzugang in Form der sog. Verbändevereinbarung.<sup>58</sup> Dieser erwies sich jedoch als weitgehend unwirksam. Die europäische Beschleunigungsrichtlinie von 2003 sah daher auch die verpflichtende Einführung eines Ex-ante-Regulierungsregimes sowie einer nationalen Regulierungsinstanz vor, die gegenüber den Netzbetreibern eine Aufsichts- und Genehmigungsfunktion einnimmt. Eine ex-ante Netzregulierung durch eine unabhängige nationale Regulierungsbehörde in Form der Bundesnetzagentur konnte in Deutschland dann (verspätet) im Jahr 2005 etabliert werden. Zusätzlich wurden Landesregulierungsbehörden eingeführt, die für die innerhalb der Landesgrenzen befindlichen nachgeordneten Netze der Energieversorgungsunternehmen bis 100.000 Kunden verantwortlich sind. Daraus resultierte eine starke Zersplitterung der staatlichen Regulierungskompetenzen (Lobo, 2011). Zugleich ergab sich durch die gesonderte Ex-ante-Regulierung nun eine Aufteilung zwischen Regulierungs- und Kartellbehörden. Bundeskartellamt und Landeskartellbehörden waren nun lediglich (wie bisher) für die ex-post-orientierte (Missbrauchs-)Aufsicht über Energielieferungen und -preise

---

<sup>58</sup> Beim verhandelten Netzzugang schafft der Staat den (Netz-)Nutzungsanspruch nur dem Grunde nach, während er die konkrete Ausgestaltung der Bedingungen bzw. Preise den Verhandlungen zwischen Netznutzer und Netzbetreiber überlässt (Dehmel, 2011).

auf der Erzeugungs- und Handelsebene sowie die strukturelle Überwachung, z. B. bei Zusammenschlussvorhaben von Energieversorgungsunternehmen zuständig (Dehmel, 2011).

Ziel der Regulierung der Netze wurde zum einen, einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen zu ermöglichen, um auf diese Weise wiederum Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Stufen der Stromerzeugung und der Versorgung der Endkunden zu ermöglichen. Wesentlich in diesem Zusammenhang wurden Regelungen zur Entflechtung zwischen Netz- und Wettbewerbsbereichen (sog. unbundling). So sieht das Energiewirtschaftsgesetz von 2005 vor dem Hintergrund der Beschleunigungsrichtlinie die buchhalterische, gesellschaftsrechtliche, informationelle und organisatorische Entflechtung der Wertschöpfungsstufen vor. Eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung ist jedoch bislang nicht zwingend.<sup>59</sup> Außerdem wurden die konkreten Bedingungen, zu denen der Zugang zu den Stromnetzen zu gewähren ist, in der Stromnetzzugangsverordnung festgeschrieben.

Zum anderen sollte durch die Regulierung gewährleistet werden, dass die Höhe und die Struktur der Tarife, die die Netzbetreiber für den Zugang zu ihren Netzen berechnen dürfen, die Kosten der Netzbetreiber widerspiegeln und eine effiziente Netznutzung ermöglichen. Wesentlich wurde zunächst eine kostenbasierte Renditenregulierung. Die 2005 in Kraft getretene Stromnetzentgeltverordnung gibt dazu den kalkulatorischen Rahmen vor, nach dem die Netzbetreiber die Nutzungsentgelte für die Inanspruchnahme ihrer Infrastruktur durch Dritte kalkulieren und genehmigen lassen müssen. Ab 2009 wurde dann die Anreizregulierung maßgeblich für die Bestimmung der Netzentgelte, zunächst für einen Zeitraum von zwei Regulierungsperioden von (im Bereich der Elektrizität) jeweils fünf Jahren.<sup>60</sup> Sie entkoppelt durch eine vorgegebene Erlösobergrenze den Bezug zwischen den regulierten Erlösen der Netzbetreiber und den zu Grunde liegenden Kosten. Auf diese Weise sollen Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen, die über die regulatorischen Vorgaben hinausgehen, dem Netzunternehmen zugutekommen. Umgekehrt trifft die Unternehmen das Risiko unvorhergesehener Kostensteigerungen (Brunekreeft und Bauknecht, 2009).

Generell waren im Zuge der Liberalisierung allgemeine Strompreisrückgänge nur in der Anfangsphase von Relevanz. In den letzten Jahren sind die Strompreise dagegen insbesondere für Haushalts- und Gewerbekunden beständig gestiegen. Während dies wesentlich durch die Erhöhung von Steuern und die Förderung erneuerbarer Energien bedingt ist, wird auch beklagt, dass sich trotz aller Bemühungen funktionierender Wettbewerb auf der Erzeugerseite der Strommärkte (und Gasmärkte) nicht in vollem Umfang entfalten konnte (Erdmann, 2009; Monopolkommission, 2011).

So konnte sich im Zuge von Konzentrationsprozessen eine oligopolistische Struktur aus vier großen Stromerzeugern herausbilden, die untereinander kaum im Wettbewerb stehen und nach Marktanteilen ca. 80% des Strommarktes beherrschen (bei jüngst allerdings abnehmender Tendenz).<sup>61</sup> Verschiedene Studien wiesen auf missbräuchliche Verwendung der Marktmachtstellungen hin, in dem neuen

---

<sup>59</sup> Nach aktuellen europäischen Vorgaben haben die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, zwischen drei Optionen weiterreichender Entflechtung zu wählen, um den Betrieb der Übertragungsnetze von der Versorgung und Erzeugung zu trennen: eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling), unabhängiger Netzbetreiber (Independent System Operator „ISO“), unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator „ITO“) (vgl. zu den Optionen Monopolkommission, 2011). In Deutschland wird das ITO-Modell erwogen. Allerdings sind eigentumsrechtliche Überlegungen auf dem Strommarkt nur noch für die Amprion GmbH und die EnBW Transportnetze AG anzustellen sind, da alle anderen Übertragungsnetze bereits eigentumsrechtlich entflochten sind.

<sup>60</sup> Genau genommen liegt in Deutschland ein hybrider Ansatz vor, der Elemente eines kostenbasierten und eines anreizorientierten Regulierungsregimes enthält (vergleiche im Detail Dehmel, 2011).

<sup>61</sup> Zu alternativen Methoden der Messung der Marktstruktur vergleiche Monopolkommission, 2011, Tz. 46.

Marktteilnehmern der Zugang zum Markt versperrt wurde (z.B. durch preisliche Unterbietung oder Aufkauf neuer Anbieter) (Erdmann, 2009; Monopolkommission, 2011). Diese Marktkonzentration wurde von der Politik toleriert oder zwischenzeitlich sogar aktiv - wie im Falle der Ministererlaubnis zu Gunsten der Fusion von E.ON und Ruhrgas - im Sinne einer Bildung sog. nationaler Champions gefördert.

Daneben wird auch das Unbundling der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber trotz Fortschritten als noch unzureichend und wettbewerbspolitisch problematisch eingeschätzt (Monopolkommission, 2011). So werden etwa technische Neuerungen (wie z.B. Smart Meter (vgl. Kapitel 2.2.3.3.3)) auf Seiten der Netzgesellschaft z.T. unter Abstimmung und Vorteilnahme der eigenen Vertriebsgesellschaft eingeführt. Andere Probleme betreffen z. B. die unzulässige Informationsweitergabe oder die begrenzte Anwendung der rechtlichen und operationellen Entflechtung.

Herzstück der europäischen Klimapolitik wurde der 2005 beginnende Emissionshandel. Klimapolitische Bedeutung erlangte dieses schon länger in der Umweltökonomie diskutierte Instrument erstmals im Kyoto-Protokoll von 1997, in dem Emissionsziele international verbindlich festgeschrieben wurden und die EU sich als alleinige Verhandlungsführerin für die Mitgliedstaaten verpflichtete, den Ausstoß von Treibhausgasen für den Zeitraum von 2008-2012 um durchschnittlich 8% gegenüber 1990 zu reduzieren (vgl. z.B. European Commission, 2009). Der Grundgedanke des Emissionshandels (und der parallel eingeführten Mechanismen "Joint Implementation" und "Clean Development") bestand darin, ein gewisses Maß an Flexibilität bei der Erreichung klimapolitischer Ziele zu gewährleisten. Nach dem "Cap-and-trade"-Prinzip wird daher eine Obergrenze von Treibhausgasemissionen festgelegt und über die Zuteilung von handelbaren Zertifikaten an Emittenten ein Markt für Verschmutzungsrechte etabliert, auf dem sich ein Preis für Treibhausgase bzw. CO<sub>2</sub> bildet. Die Möglichkeit des Kaufs und Verkaufs von Emissionsberechtigungen soll dabei sicherstellen, dass Emissionsreduktionen dort durchgeführt werden, wo sie am kostengünstigsten sind. Dabei ist es für den Gesetzgeber ex-ante nicht erforderlich, diese Minderungsoptionen zu kennen, so dass es sich um einen technologieoffenen Ansatz handelt, der auf dezentral wirkende Vermeidungsanreize setzt.

Auf EU-Ebene wurde die Einführung des Emissionshandels wesentlich dadurch begünstigt, dass einerseits nach einschlägigen Studien die Reduktionsziele mit den bestehenden, vorwiegend „weichen“ Instrumenten – wie den auch in Deutschland beliebten Selbstverpflichtungen der Industrie – nicht zu erreichen waren, steuerliche Lösungen andererseits immer wieder an der erforderlichen Einstimmigkeit in Steuerfragen zu scheitern drohten. Ebenso sollte verhindert werden, dass einzelne Mitgliedstaaten wie bereits Großbritannien und Dänemark eigene Handelssysteme entwickelten, die jedoch nachher schwer harmonisiert werden konnten. Wesentliches Ziel der EU-Kommission war daher über Einführung eines EU-weiten Zertifikatemarktes eine kosteneffiziente Erreichung von gegebenen Klimaschutzziele zu erreichen und darüber hinaus Innovationsanreize zur Entwicklung und Verbreitung emissionsarmer Technologien zu setzen. Im Unterschied zum Kyoto-Protokoll ist der Emissionshandel in der EU auf Unternehmen (und nicht Staaten) bezogen und setzt als sog. downstream-Ansatz bei deren Anlagen an (im Gegensatz zu sog. midstream oder upstream Ansätzen, die beim Import bzw. Inverkehrbringen von fossilen Energieträgern anknüpfen). Der Adressatenkreis der Emissionshandelsrichtlinie beschränkt sich aufgrund der (vermuteten) anfallenden Transaktionskosten damit auf Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen mit hohem Emissionsausstoß sowie auf ausgewählte energieintensive Industriebranchen (Ölraffinerien, Koksöfen, Eisen- und Stahlwerke, Zement-, Glas-, Kalk-, Ziegel-, Keramik- und Papier- und Zellstofffabriken). Mit Beginn des Emissionshandels in der ersten Handelsperiode (2005-2007) wurden damit rund 10.000 Anlagen erfasst, die für etwa die Hälfte des europäischen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes verantwortlich sind. Nicht direkt Gegenstand des Emissionshandels (bzw. zumindest der ersten Handelsperiode) waren dagegen

Treibhausgasemissionen aus anderen Quellen (CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Sektoren Verkehr, Gewerbe/Dienstleistungen, Haushalte; andere Treibhausgase neben CO<sub>2</sub>). Bereits im Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasen in der Europäischen Union wurde daher auf die Notwendigkeit komplementärer Instrumente wie Energie/ CO<sub>2</sub>-Steuern auf nationaler Ebene verwiesen (EU-Kommission, 2000). In der ersten Handelsperiode, die als Lern- und Pilotphase konzipiert war, hat der Emissionshandel insgesamt noch keine direkte emissionslenkende Wirkung gezeigt. Grund war eine deutliche Überallokation an Emissionsberechtigungen. Allerdings konnten in den Jahren 2005 und 2006 – bis zum Zusammenbruch des Zertifikatspreises Ende 2006/Anfang 2007 – immerhin indirekt „unerwartete“ Einsparungen im Emissionshandelssektor ausgelöst werden (Ellermann und Buchner, 2008).

Die wenig ambitionierte CO<sub>2</sub>-Obergrenze und der Mangel einer vorhersehbaren, längerfristigen und absoluten Reduktionsverpflichtung haben auch die Innovationswirkungen des Emissionshandels in engen Grenzen gehalten (Cames, 2010; vertieft dazu Kapitel 4.1.1). Vor allem in der ersten Phase haben die Zuteilungs- und Ausgestaltungsregeln die Innovationswirkungen abgeschwächt oder Innovationen in eine bestimmte Richtung gelenkt. So haben die sog. Stilllegungsregelungen Innovationen verzögert, indem Sie Anreize gesetzt haben, existierende ineffiziente Anlagen länger als sonst zu betreiben. Ebenso haben sog. brennstoffspezifische Benchmarks für Neuanlagen, die die Höhe der (kostenlosen) Anfangsausstattung von dem eingesetzten Brennstoff abhängig machen, dass CO<sub>2</sub>-Preissignal verzerrt und zumindest zum Teil den Anreiz vermindert in CO<sub>2</sub>-sparende Technologien wie Gas oder Biomasse zu investieren.

In der zweiten Handelsperiode wurden die Mengen von der Europäischen Kommission deutlich beschränkt und einige zusätzliche Anlagen erfasst. Mit 2,08 Mrd. Zertifikaten sank die jährliche Zuteilung um 6,5% unter das Emissionsniveau von 2005. Für die deutschen Anlagen konnte die Überausstattung mit Zertifikaten aus der ersten Phase insgesamt abgebaut werden, allerdings nicht im Falle der weiterhin bevorzugten Industriesektoren (OECD, 2012b). Im Gegensatz zur völlig kostenlosen Zuteilung in der ersten Handelsperiode wurden 2008 etwa vier Prozent aller Emissionsberechtigungen versteigert (in Deutschland noch etwas mehr). Die Preisentwicklung in der zweiten Handelsperiode war zwar nicht von einem solch prägenden Ereignis wie in der ersten Handelsperiode überschattet, allerdings blieben die Preise volatil. Bis Ende 2008 kosteten EUA-Zertifikate über 20 €, ab 2009 haben sich die Preise auf ein Niveau um etwa 15 € eingependelt. Maßgeblich für dieses Niveau war die Möglichkeit, Zertifikate in die Folgeperiode zu übertragen. Somit spielten die Erwartungen über zukünftigen Bedarf an Emissionsrechten eine starke Rolle.

Im Gegensatz zur ersten Handelsperiode können seit der zweiten Handelsperiode fehlende CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen auch teilweise durch Emissionsreduzierungen in Drittländern, aus sog. Clean Development Mechanism (CDM) oder Joint Implementation-Projekten (JI) ausgeglichen werden. Beide Mechanismen ermöglichen es vor allem Industrieländern, ihre Reduktionsverpflichtungen bis zu einem gewissen Grad auch außerhalb des eigenen Staatsgebiets (etwa in Entwicklungsländern) einzulösen. Einerseits sollen dadurch die Kosten der Emissionsverringerung möglichst niedrig gehalten werden. Andererseits soll der Transfer von Geld und Technologie den Entwicklungsländern eine ökologisch nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung ermöglichen. Die zulässige Höhe der so ausgeglichenen Emissionen kann jeder Staat eigenständig festlegen; in Deutschland wurde sie auf 22 Prozent der jeder einzelnen Anlage zugeteilten Emissionszertifikate begrenzt.

## **2.2.3 Aktuelle Entwicklungen**

### **2.2.3.1 Internationale Klimapolitik**

Die aktuellere deutsche Energie- und Klimapolitik ist vor dem Hintergrund der nur langsamem Fortschritte in der internationalen Klimapolitik zu sehen. International ist mittlerweile zumindest das sog. 2°-Ziel politisch auf der Weltklimakonferenz in Cancun im Jahre 2011 anerkannt worden. Die Begrenzung des durchschnittlichen Temperaturanstiegs auf 2° würde die Folgen des Klimawandels wahrscheinlich in einem beherrschbaren Rahmen halten. Die Zielerreichung ist allerdings sehr ambitioniert. Unter Berücksichtigung der historischen Verantwortung der Industrieländer und der Gewährung von Entwicklungs- und Wachstumschancen für Entwicklungs- und Schwellenländer beinhaltet sie eine Reduktion von Treibhausgasemissionen pro Kopf um 80-90% bis 2050 in den Industrieländern (Kosinowski und Groth, 2011 mit weiteren Quellen). Besorgniserregend ist vor diesem Hintergrund, dass es bislang nicht hinreichend gelungen ist, auf internationaler Ebene - insbesondere unter Einbeziehung von Nordamerika und aufstrebenden Schwellenländern wie China und Indien - den Klimaschutz durch konkrete und verbindliche Maßnahmen und Instrumente wie einen internationalen Emissionshandel voranzutreiben. So soll bislang lediglich das Kyoto-Protokoll um eine zweite Verpflichtungsperiode verlängert werden, wobei Dauer (bis 2017 oder 2020) und Umfang (d.h. konkrete und verbindliche Ziele der Vertragsparteien) bislang noch ungeklärt sind.

Vor diesem Hintergrund hat Deutschland seine bereits in den 1990er Jahren eingeschlagene nationale Vorreiterrolle in der Klimapolitik weiter forciert. Da Klimaschutz letztlich über die Implementierung politischer Maßnahmen auf internationaler Ebene angegangen werden muss und nationale bzw. europäische Maßnahmen nicht ausreichen und unter bestimmten Bedingungen sogar kontraproduktiv sein können, setzt die EU und insbesondere Deutschland darauf, dass durch eigene nationale (europäische) Vorleistungen und einen dadurch initiierten Transformationsprozess in Wirtschaft und Gesellschaft andere Länder von der Vorteilhaftigkeit klimapolitischen Handelns überzeugt werden können und der Prozess der Klimaverhandlungen stimuliert werden kann.

### **2.2.3.2 Europäischer Vorgaben**

Die europäische Klimapolitik hat sich im Jahr 2007 für den Zeitraum nach Ablauf des Kyoto-Protokolls im Jahr 2012 eigene Ziele gesetzt (Rodi und Sina, 2011). So hat der Europäische Rat beschlossen, dass die EU-Länder ihren CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 um 20% reduzieren und den Einsatz regenerativer Energien auf 20% des gesamten Endenergieverbrauchs erhöhen sollen (Council of the European Union, 2007). Angestrebt wird außerdem die Reduzierung des Primärenergieverbrauchs durch erhöhte Energieeffizienz um 20% gegenüber einer Trendentwicklung, wobei diese Vorgaben nicht direkt rechtsverbindlich ist. Zusammen wird häufig von der Kurzformel 20–20–20 gesprochen.

Von entscheidender Bedeutung für die weitere Minderung der Treibhausgase ist insbesondere die novellierte Emissionshandelsrichtlinie von 2009. Ihr zufolge soll es in der dritten Handelsperiode ab 2013 nur noch ein einheitliches, EU-weites Emissionsbudget für die betroffenen Anlagen geben (EU-Cap), so dass zentrale Parameter nicht mehr von den Mitgliedstaaten, sondern von der EU geregelt werden. Außerdem wird die Handelsperiode bis 2020 verlängert. Die Zertifikatemengen orientieren sich am Ziel der EU, die Treibhausgasemissionen aller Sektoren bis 2020 um 20% zu senken. Die Zuteilungsmenge für diese Anlagen wird zu diesem Zweck ab 2010 jährlich um 1,74% reduziert, so dass in 2020 das Emissionsbudget 21% unter dem des neuen Referenzjahres 2005 liegt. Damit werden

die Erwartungen zur angestrebten Emissionsminderung für die betroffenen Akteure partiell stabilisiert und ein Pfad für die Emissionsminderung zumindest bis 2020 vorgezeichnet.

Harmonisiert wird auch die Zuteilungsmethode. Grundregel ist die Versteigerung, die für die Stromproduktion grundsätzlich vollständig anzuwenden ist und für Industrieanlagen bis 2027 kontinuierlich zunehmen wird, je nach dem, ob eine Verlagerung der Produktion in außereuropäische Länder zu befürchten ist (“Carbon Leakage”).<sup>62</sup> Zertifikate, die zunächst weiterhin kostenfrei bleiben, werden in Zukunft außerdem nicht nach historischen Emissionen der Anlage vergeben, sondern nach dem Prinzip der besten verfügbaren Technologie bzw. produktsspezifischen Benchmarks. Nur energieintensive Betriebe, die zu den umweltfreundlichsten zehn Prozent ihrer Branche in Europa zählen, erhalten Gratiszertifikate. Zusätzliche Zertifikate können bis 2015 insbesondere für CCS-Projekte ausgegeben werden.

Die Einnahmen aus den Auktionserlösen stehen entsprechend ihrer nachgewiesenen Emissionsanteile im wesentlichen den Mitgliedsstaaten zu. Im Sinne einer „freiwilligen“ Zweckbindung sollen 50% der Einkünfte aus der Versteigerung von Zertifikaten zum Klimaschutz und zur Anpassung an die unweigerlichen Folgen des Klimawandels genutzt werden. In Deutschland ist bisher vorgesehen die Erlöse aus dem Emissionshandel vor allem zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sinne des Energiekonzepts 2050 der Bundesregierung einzusetzen (sog. Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“, vgl. auch Kapitel 2.1.4.1). Der Anwendungsbereich der Richtlinie wird schließlich noch um bestimmte Industriebranchen und bestimmte Treibhausgase erweitert. Außerdem ist der Flugverkehr in den Emissionshandel einbezogen worden.

Insgesamt gehen Schätzungen davon aus, dass der Emissionshandel seit Bestehen Treibhausgasemissionen in der Größenordnung von 30-70 Mio. t CO<sub>2</sub> bzw. etwa 2-4% der gesamten erfassten Emissionen reduziert hat (Grubb, 2012)<sup>63</sup>. Am aktuellen Rand hat sich ein erheblicher Überschuss an Zertifikaten infolge temporärer Vorsorgemaßnahmen (banking, insbesondere im Stromsektor) und fundamentaler Unsicherheiten und Fehleinschätzungen aufgestaut.<sup>64</sup> Im Ergebnis ist der Emissionshandel durch niedrige Zertifikatspreise von unter zehn Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> geprägt, von denen nur geringe Anreizwirkungen ausgehen. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Überschuss bis 2020 ohne weitere Maßnahmen bestehen bleibt und potentiell einem Äquivalent von 2,4 Milliarden Zertifikaten entspricht (European Commission, 2012).

Während die genaue Emissionsminderung in den deutschen Anlagen im Emissionshandelssektor damit sozusagen endogen geworden ist, sich also erst als Ergebnis des Zertifikatehandels einstellt, bestehen für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels individuelle Treibhausgasemissionsminderungs-Pflichten für die Mitgliedstaaten fort (sog. Effort-Sharing). Bei einer EU-weiten Reduzierung von 10% gegenüber 2005 soll Deutschland hier aufgrund seiner relativ hohen Wirtschaftskraft Emissionen um

---

<sup>62</sup> Gemäß Artikel 10a Absatz 15 der Richtlinie 2003/87/EG wird angenommen, dass ein Sektor einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgesetzt ist, wenn die Summe der induzierten zusätzlichen Kosten einen Anstieg von 5% der Produktionskosten an der Bruttowertschöpfung bewirken würde und die Intensität des Handels mit Drittstaaten 10% übersteigt oder einer der beiden Kriterien der Wert von 30% übersteigt. Zu diesen Sektoren hat die Europäische Kommission eine längere Liste veröffentlicht, die alle fünf Jahre aktualisiert werden soll (European Commission, 2009).

<sup>63</sup> Der Nachweis ist natürlich insbesondere dadurch erschwert, dass ein Vergleichsmaßstab ohne Vorhandensein des Emissionshandels für diese Abschätzung herangezogen werden muss.

<sup>64</sup> Auf die Gründe wird im Kapitel 4.1.1 noch einzugehen sein.

14% gegenüber 2005 reduzieren (Rodi und Sina, 2011a).<sup>65</sup> Vorgesehen ist dabei auch, dass die Minderungspflichten im Fall des Abschlusses eines internationalen Klimaschutzabkommens verschärft werden. Im Bereich der erneuerbaren Energien, wo die Ausgangsbedingungen und Ausbaupotenziale von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat sehr unterschiedlich sind, wird Deutschland gemäß der Richtlinie über erneuerbare Energien dazu verpflichtet, bis 2020 seinen Anteil an Energien aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch auf 18% zu steigern. Vorgaben zur Aufteilung auf die verschiedenen energetischen Verwendungen finden sich für den Mobilitätsbereich direkt (10%iger Anteil erneuerbarer Energien (Biotreibstoffe)) und für die anderen Verwendungen indirekt über sog. nationale Aktionspläne. Die Wahl und Ausgestaltung des Fördersystems (Einspeisevergütungen, Quotenregelungen etc.) bleibt dabei den Mitgliedstaaten überlassen. Möglich sind auch Investitionen in anderen Mitgliedstaaten und unter bestimmten Bedingungen in außereuropäischen Ländern, um die nationalen Ziele zu erfüllen (sog. flexible Kooperationsmechanismen).

### **2.2.3.3 Entwicklungen in Deutschland**

Als Vertragspartei des Kyoto-Protokolls und als Mitglied der Europäischen Union bestehen für Deutschland damit völker- und europarechtlich verbindliche Vorgaben zum Klimaschutz. Im Rahmen politischer (d.h. rechtlich nicht bindender) Absichtserklärungen hat die Bundesregierung eigene und darüber hinausgehende Ziele zum Klimaschutz getroffen und eine Reihe von Maßnahmen konkretisiert. Eine Signalwirkung für die Beschlüsse auf europäischer Ebene hat insbesondere das integrierte Energie- und Klimaprogramm, das 2007 vom Bundeskabinett beschlossen wurde und 29 Einzelmaßnahmen enthält, die schwerpunktmäßig auf Energieeffizienzverbesserungen und die Förderung erneuerbarer Energien erzielen (vgl. die beiden nächsten Abschnitte). Die aktuelle Bundesregierung hat dann in ihrem Koalitionsvertrag unabhängig von einer Selbstverpflichtung auf EU-Ebene die Absicht verkündet, die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 (bzw. umgerechnet 26% gegenüber 2005) zu reduzieren. Zuletzt hat die Bundesregierung im September 2010 ein Energiekonzept vorgelegt, in dem erstmals für den Klimaschutz relevante Ziele für den Zeitraum bis 2050 formuliert werden (BMWi und BMU, 2010; Tabelle 2.2). Zusätzlich kam im Rahmen der Beschlüsse zur sog. Energiewende das Ziel hinzu, bis 2022 auf die Nutzung der Kernenergie zu verzichten.

---

<sup>65</sup> Zur Einhaltung der Minderungsverpflichtungen Deutschlands nach dem Kyoto Protokoll i.V.m. der EU-Lastenverteilungsvereinbarung liegen jedoch noch Gesamt-Emissionsbudgets für alle Treibhausgase in Deutschland vor. Mit dem Wegfall der nationalen Zielvorgaben im Bereich des Emissionshandels gibt es ab 2013 kein rechtlich verbindliches nationales Gesamtziel mehr (Rodi und Sina, 2011).

Tabelle 2.2: Quantifizierte klimapolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung

	2011	2020	2030	2040	2050
Absenkung Treibhausgasemissionen (ggüb. 1990)	-27%	-40%	-55%	-70%	-80%
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	10%	18%	30%	45%	60%
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	16%	35%	50%	65%	80%
Absenkung Primärenergieverbrauch (ggüb. 2008)	-6%	-20%			-50%
Absenkung Stromverbrauch (ggüb. 2008)		-10%			-25%
Absenkung Endenergieverbrauch Verkehrsbereich (ggüb. 2008)		-10%			-40%
Absenkung Wärmebedarf Gebäudebereich (ggüb. 2008)		-20%			
Absenkung Primärenergiebedarf Gebäudebereich (ggüb. 2008)					-80%
Leistung der Offshore-Windenergie			25 GW		
Zahl der Elektrofahrzeuge		1Mio.	6 Mio.		
Anlagen zur CO <sub>2</sub> -Abtrennung und -speicherung		2			

Quelle: BMWi und BMU (2010)

### 2.2.3.3.1 Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien

Bei der Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich ist es seit 2000 zu einer dreimaligen Novellierung (2004, 2009, 2012) des in diesem Bereich zentralen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gekommen.<sup>66</sup> Wesentlich für diese Änderungen war die in diesem Ausmaß nicht erwartete Wachstums- und Marktdynamik des Einsatzes erneuerbarer Energien. Aus der Sicht der Anlagenbetreiber war die Stabilität und Investitionssicherheit, die vom EEG ausging, wesentlich für diese Dynamik. In anderen europäischen Ländern (z.B. Spanien und Tschechien) hatten Einspeisevergütungen dagegen stärker den Charakter von Stop-and-go Politiken (OECD, 2012b).

Insgesamt konnte so die Stromerzeugung bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch von 6,4% (2000) auf 20% (2011) gesteigert werden. Große und wachsende Anteile fallen vor allem auf die Windkraft und die Biomasse (39 bzw. 28%, 2011), während die Wasserkraft einen zwar nicht unerheblichen, aber deutlich rückläufigen Anteil hat (20%, 2011) und die Fotovoltaik einen kleinen, aber von niedrigem Niveau stark wachsenden Anteil aufweist (12%, 2011) (BMU, 2012a; BdEW, 2012). Andererseits ist insbesondere für die Fotovoltaik der Anteil am Fördervolumen deutlich gestiegen. Ihr Anteil an der EEG-Umlage von derzeit 3,59 ct/kWh beträgt 56%, während auf die

<sup>66</sup> Hinzu kommt die sog. Photovoltaik-Novelle vom Juni 2012.

Biomasse 25%, die Windkraft 14% und die Wasserkraft nur ca. 1% fällt (BdEW, 2012)<sup>67</sup>. Die EEG-Vergütungssumme und die Differenzkosten haben sich von 2000-2010 um den Faktor elf erhöht und damit zu einer zunehmenden Belastung der stromverbrauchenden Haushalte geführt.

Auf diese Entwicklungen hat der Gesetzgeber sowohl auf der Ziel- als auch auf der instrumentellen Ebene zumindest partiell reagiert. Auf der Zielebene wurden die Ausbauziele dabei schrittweise verstärkt, auf instrumentelle Ebene eine Reihe von kostensenkenden, aber die Struktur der Förderung nur marginal infrage stellenden Regelungen getroffen:

Während die erste EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien von 2001 für Deutschland einen Anteil erneuerbarer Energien am Strommix von 12,5% im Jahre 2010 vorsah, wurde dieser bereits 2007 erreicht. Daher wurden bereits in der ersten EEG Novelle von 2004 die Ausbauziele auf 20% im Jahr 2020 längerfristig fortgeschrieben. Im Rahmen der zweiten Novelle von 2009 wurde die Zielsetzung dann insbesondere als Ergebnis der Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie erneuerbarer Energien“ des Umweltministeriums um 10% auf (mindestens) 30% bis 2020 angehoben. Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 und der EEG- Novelle 2012 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch (spätestens) 2020 mindestens 35% erreichen. Zudem wurde ein längerfristiger Zielpfad vorgegeben: 50% in 2030, 65% in 2040 und 80% in 2050 (vgl. auch Tabelle 2.2). Welche genauen Auswirkungen die garantierten Einspeisevergütungen des EEG auf die Erhöhung der Anteilsquoten hat, lässt sich jedoch nur ungenau vorhersagen und hängt von den Verhaltensreaktionen von Energieproduzenten und -verbrauchern ab. So gesehen besteht ein Spannungsverhältnis zwischen den anvisierten Zielen des EEG und den von ihm dazu eingesetzten preislichen Instrument der Einspeisevergütung.

Instrumentell wurde an den Grundprinzipien des EEG festgehalten (Vorrangregelung, gesetzliche Einspeisevergütung, vgl. Kapitel 2.2.2.4.2). Vielfach justiert wurden dagegen insbesondere die Vergütungssätze für die einzelnen Energieträger. Vor allem seit der zweiten Novelle rückt dabei das Motiv in den Vordergrund, die Vergütungssätze an die Entwicklungen der Anlagekosten anzupassen und die volkswirtschaftliche Gesamtbelaustung durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher zu begrenzen. So sind verschiedene Versuche lanciert worden, Überförderungen, die zu hohen Renditen bei sinkenden Markt- bzw. Systempreisen auf Seiten der Anlagenbetreibern führten, zurückzuführen (mehrere für die Photovoltaik, aber z.B. auch für kleine Biomasseanlagen). Die Vergütungssätze wurden zum Teil sogar rückwirkend nach unten angepasst, um stärkere Anreize zur Kostendegression zu setzen (zuletzt für Onshore-Wind). Nachdem infolge des unerwartet starken Booms für Photovoltaikanlagen im Jahr 2009 die Vergütungssätze bereits mehrfach angepasst wurden, wurde kürzlich zudem der Degressionsfaktor an die Erreichung eines Zielkorridors (sog. gleitende oder dynamische Degression) und damit an die Marktentwicklung gekoppelt. Teilweise wurden die Vergütungssätze und -bedingungen aber auch erhöht oder die Degressionssätze zeitlich gestreckt, weil unerschlossene Potenziale vermutet werden, die Technologiediffusion nur langsam voranschreitet oder besonders hohe Risiken bestehen (etwa Offshore-Wind, Repowering von Windkraftanlagen, Geothermie). In jedem Fall wurden die Vergütungskategorien stark ausdifferenziert (vgl. BdEW (2012), der bis Ende 2011 auf 3100 Kategorien kommt, davon allein 2700 für die Biomasse). Aus „Innovationsperspektive“ sind insbesondere die mit der zweiten Novelle eingeführten anlagenabhängigen Bonuszahlungen relevant, die gezahlt werden, wenn bestimmte innovative Anlagentechnik eingesetzt wird (z.B. Technologiebonus für Biogasaufbereitung, KWK-Bonus) oder

<sup>67</sup> Die EEG-Umlage gibt die Differenz der den Übertragungsnetzbetreibern zufließenden Verwertungserträge für EEG-Strom und den damit verbundenen Aufwendungen wieder. Sie wird an die Energieversorgungsunternehmer anteilig weitergegeben, wo sie als allgemeiner Kostenbestandteil Eingang in die Stromrechnung der Letztverbraucher findet.

bestimmte Inputfaktoren genutzt werden (z.B. Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen). Im Entwurf der EEG- Novelle 2012 wird dagegen der Bonus für flüssige Biomasse wieder gestrichen, andere Bonuszahlungen dagegen erhöht bzw. verlängert (z.B. für petro-thermale Geothermieprojekte).

Mit der EEG Novelle 2009 wird die Förderung erneuerbarer Energien auch verstärkt mit energiewirtschaftlichen Fragen im engeren Sinne verknüpft. Um etwa erneuerbar erzeugten Strom aus entlegenen Anlagen vorrangig einspeisen zu können, werden die Netzbetreiber verpflichtet, ihre Netze und Anlagen bei unzureichender Kapazität zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, sofern es sich nicht um unzumutbare Maßnahmen handelt (§9 EEG 2010). Für die „Übergangsphase“ bis zur Behebung von Engpässen ist außerdem ein detailliertes Einspeisemanagement vorgesehen (§§11, 12 EEG). Über rechnergestützte Optimierung ist es Ziel dieses Einspeisemanagements, die Netzsicherheit kostengünstig zu gewährleisten und gleichzeitig den diskontinuierlich anfallenden Strom aus EEG-Anlagen möglichst wenig zu beschränken. Die Netzbetreiber sind berechtigt, die Einspeisung von EEG-Strom ausnahmsweise zu Spitzenlastzeiten zu drosseln, wenn andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre. Die EEG-Anlagenbetreiber haben einen Anspruch auf Entschädigungszahlungen, wenn EEG-Anlagen herunter geregelt und dem Betreiber damit vorübergehend der gesetzliche Einspeisevorrang entzogen wird (Härtefallregelung). Der Entschädigungsanspruch gegenüber dem verantwortlichen Netzbetreiber beträgt mindestens 95% der entgangenen Einnahmen abzüglich der ersparten Aufwendungen. Nach Erdmann (2011) werden diese sog. Härtefallregelungen wachsende Kosten bis zu einem mittleren dreistelligen Millionenbetrag im Jahr 2020 verursachen.

Für die Netzstabilität sollen außerdem Vorkehrungen für die Funktionstüchtigkeit des Stromsystems durch Frequenz- und Spannungshaltung und Blindstrombereitstellung getroffen werden (SRU, 2011). Insbesondere die fluktuierende Windenergie soll zunehmend sog. Systemdienstleistungen zur Verbesserung der NetzinTEGRATION übernehmen. Nach § 6 Abs 5 EEG-2012 erhalten neue Onshore-Windkraftanlagen, die vor 2015 errichtet werden, einen Systemdienstleistungs-Bonus in Höhe von 0,48 Cent/kWh, sofern sie diese Anforderung erfüllen bzw. als Bestandsanlagen entsprechend nachgerüstet wurden. Kleine EEG-Anlagen und insbesondere die PV-Systeme sind von den Systemdienstleistungs-Anforderungen ausgenommen.

Schließlich wurden mit den EEG-Novellierungen Möglichkeiten einer besseren Integration in den Strommarkt geschaffen. EEG-Anlagenbetreiber können kalendermonatlich wählen, ob sie die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung in Anspruch nehmen oder den erzeugten Strom direkt und anstelle der Übertragungsnetzbetreiber am Day-ahead Markt vermarkten (optionale Marktprämie). Die Marktprämie entspricht dabei der Summe des (sonst gewährten) Einspeisevergütungssatzes und einer energieträgerspezifischen Prämie (zur Abdeckung der Vermarktungskosten) abzüglich des energieträgerspezifischen Marktwerts. Von Interesse sind diese Möglichkeiten dabei insbesondere für die relativ marktnahen, nahezu wettbewerbsfähigen erneuerbaren Energieträger (Wind, Wasserkraft, Biomasse). Ziel ist es dabei, EEG- Strom möglichst in hochpreisigen Marktphasen und damit bedarfsgerecht einzuspeisen, was im von Marktpreisen unabhängigen Vergütungssystem bislang nicht gewährleistet ist. Da die Option der Direktvermarktung kostenlos ist, kommen allerdings die Chancen der Strompreisentwicklung den Anlagenbetreibern zugute, während die Risiken weiterhin sozialisiert werden. Indirekt entstehen dadurch auch unerwünschte Mitnahmeeffekte und evtl. zusätzliche EEG-Kosten (Andor et al., 2010; Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012; Liebau, 2012). Ähnliche Nachteile entstehen beim sog. Grünstromprivileg, einer zusätzlichen Förderung der Direktvermarktung, die bei den Stromversorgungsunternehmen ansetzt und die Reduzierung der EEG-Zahlungen der Netzbetreiber bewirkt. So führt auch das Grünstromprivileg zu einer tendenziell höheren EEG-Umlage, da der nicht-privilegierte Letztverbrauch, auf den die

Übertragungsnetzbetreiber die Mehrkosten der EEG-Vergütungszahlungen umlegen dürfen, reduziert wird (Erdmann, 2011; Liebau, 2012).

Über das EEG wurden im Jahre 2009 – isoliert betrachtet – insgesamt 73 Mill. t CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden, darunter mit Hilfe der Windenergie 22,7 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub>, mit Bioenergie 12,3 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub>, mit Wasserkraft 11,0 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> und mit Photovoltaik 3,7 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> (ifo Institut, 2011). Trotz bestimmter Anpassungen blieb damit das Grundmuster erhalten, dass relativ kostengünstige Energieträger mit hohem CO<sub>2</sub>-Vermeidungsbeitrag geringer gefördert werden, relativ teure, aber als vielversprechend angesehene Energieträger mit (noch?) geringem CO<sub>2</sub>-Vermeidungsbeitrag stärker gefördert werden. Das Ziel die erneuerbaren Energien an die Wettbewerbsfähigkeit heranzuführen, wurde bislang partiell erreicht und unterscheidet sich von Energieträger zu Energieträger.

Im Durchschnitt wiesen die durch das EEG geförderten Anlagen Differenzkosten von 7,5 ct/kWh auf (ebda., 2011).<sup>68</sup> Unterdurchschnittlich hoch sind sie für die Wasserkraft (1,1 ct/kWh) und die Windenergie (2,6 ct/kWh), überdurchschnittlich hoch dagegen für Biomasseanlagen (8,9 ct/kWh), (die wenigen vorhandenen) Geothermieanlagen (29,6 ct/kWh) und vor allem die Photovoltaik (40,5 ct/kWh). Neuere Zahlen und Prognosen für 2011 und 2012 wurden jüngst vom BdEW (2012) vorgelegt. Demzufolge steigen die durchschnittlichen Differenzkosten auf 12,2 ct/kWh (2010) und verbleiben dann etwa auf diesem Niveau. Lediglich die Photovoltaik kann die Differenzkosten auf 38 ct/kWh (2010) und weiter auf prognostizierte 31,2 ct/kWh (2012) infolge der stärkeren Degression senken, während sie bei anderen Energieträgern steigt.<sup>69</sup>

Nach der groben Abschätzung von Erdmann (2011) werden die direkten EEG-Kosten bis 2025 netto auf jährlich rund 21 Mrd. € steigen und dann in Folge der Degressionsregelung bis zum Jahr 2030 auf 15 Mrd. € sinken (Barwert: 250 Mrd. €). Diese Kosten, die sich aus der Differenz zwischen den mit dem EEG verbundenen Ausgaben und Einnahmen der Netzbetreiber ergeben, werden über die EEG-Umlage finanziert. Erdmann (2011) erwarten einen Anstieg dieser Umlage von derzeit 3,59 ct/kWh auf bis zu 6 ct/kWh im Jahr 2025. Die indirekten EEG-Kosten von derzeit nur rd. 800 Mio € werden bis zum Jahr 2030 auf 11 Mrd. € jährlich ansteigen (Barwert: 85 Mrd. €). Die indirekten EEG-Kosten werden wesentlich von den Kosten für den Netzausbau bestimmt (vgl. Kapitel 2.2.3.3.3), beinhalten des Weiteren aber auch die Kosten der „vermiedenen Netzentgelte“, die Kosten für die Entschädigungszahlungen nach der EEG-Härtefallregelung sowie weitere netzbezogene EEG-Kosten (zusätzliche Systemdienstleistungen, untertägige Fahrplananpassungen, Redispatching). Sie müssen im wesentlichen über höhere Netzentgelte refinanziert werden.

Tabelle 2.3 vergleicht die Ausgaben zu Gunsten erneuerbarer Energien in Europa auf der Basis einer Studie von CEER (2011). Ein Indikator sind die Ausgaben pro verbrauchte MWh Strom. Hier führt Spanien, gefolgt von Portugal und Deutschland (vgl. linke Spalte). Auch der Anteil der geförderten Stromproduktion an der Bruttostromproduktion eines Landes kann als Indikator für den Umfang der Fördermaßnahmen eines Landes betrachtet werden (rechte Spalte).

---

<sup>68</sup> Dabei handelt es sich um die EEG-Durchschnittsvergütung abzüglich des Marktwertes des EEG-Stroms und der sog. vermiedenen Netzentgelte und zuzüglich der durch die Nutzung erneuerbarer Energien entstehenden Anschluss- und Regelenergiekosten.

<sup>69</sup> Dabei werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht abgezogen. Erdmann (2011) argumentiert, dass durch den mit den steigenden EEG-Mengen notwendigen Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze in der Realität keine Netznutzungsentgelte vermieden werden. Die derzeitige Regelung der vermiedenen Netznutzungsentgelte bedeutet de facto nur eine rechnerische Verschiebung der entsprechenden Kosten von den direkten zu den indirekten EEG-Kosten.

Tabelle 2.3: Relative Förderausgaben und Anteile der geförderten Elektrizität

Land	Ausgaben zur Förderung erneuerbarer Energien pro verbrauchter Einheit Strom (Euro/MWh)	Anteil der geförderten Elektrizität (%) / Rang
Spanien	22,49	28,6 1
Portugal	12,33	27,4 2
Deutschland	10,78	14,1 4
Dänemark	8,05	26,0 3
Italien	7,89	8,8 6
Belgien	5,50	5,0 11
Niederlande	5,46	7,8 7
Österreich	4,42	7,5 8
Schweden	3,37	11,3 5
Großbritannien	3,30	5,4 10
Luxemburg	2,27	3,6 14
Litauen	2,25	4,4 12
Tschechien	2,19	4,0 13
Ungarn	2,00	5,9 9
Frankreich	1,08	2,8 15

Quelle: CEER (2011)

Im Rahmen des integrierten Energie- und Klimaprogramms hat die Bundesregierung ein neues, bis heute gültiges Teilziel zur Förderung erneuerbarer Energien definiert. Demzufolge soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme bis zum Jahr 2020 auf 14% (von knapp 9% im Jahr 2009) gesteigert werden. Dazu beitragen soll insbesondere das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG), das im Jahr 2008 verabschiedet und 2011 novelliert wurde.<sup>70</sup> Das Gesetz basiert im Prinzip auf zwei Säulen: Zum einen sieht es nach ordnungsrechtlicher Tradition eine Pflicht zu einer anteiligen, genau nach Mindestkriterien definierten Nutzung erneuerbarer Energien bei Neubauten und seit der Novellierung auch bei bestehenden öffentlichen Gebäuden vor, wobei die Anteile bzw. Quoten nach Energieträgern (Biomasse, Geothermie etc.) unterschiedlich hoch sind, aber kombiniert werden können. Dabei kann auch unter bestimmten definierten Bedingungen auf klimaschonende Ersatzmaßnahmen zurückgegriffen werden (z.B. die Nutzung von Abwärme, den Anschluss an ein umweltfreundlich betriebenes Nah- oder Fernwärmennetz). In Härtefällen gelten außerdem Befreiungsregelungen. Eine zweite Säule basiert auf der finanziellen Förderung. Damit wird für das Marktanreizprogramm (vgl. Kapitel 2.2.2.4.4) ein gesetzlicher Rahmen definiert, der nach § 13 EEWärmeG „bedarfsgerecht in den Jahren 2009-2012 mit bis zu 500 Millionen € pro Jahr gefördert“ wird. Das Marktanreizprogramm wird damit vor allem auf die Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudebestand konzentriert. Im Neubau sind dagegen nur Maßnahmen förderfähig, die über die ordnungsrechtlichen Vorgaben hinausgehen (d.h. die technischen Mindestanforderungen bzw. Quoten für die einzelnen erneuerbaren Energien; oder in Form zusätzlicher Energieeffizienzmaßnahmen). Ähnlich sehen auch die Förderrichtlinien seit 2007 für die Investitionskostenzuschüsse des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eine Unterscheidung zwischen Basisförderung und sog. Bonus- und Zusatzförderungen vor. So wird für den Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung von im Vergleich zur jeweils

<sup>70</sup> Vgl. [http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/40512.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40512.php).

geltenden Energieeinsparverordnung (EnEV2009) besonders effizienten Gebäuden ein Effizienzbonus gewährt. Ebenso wird für Vorhaben, die eine Solarkollektoranlage zusammen mit einer Biomasseanlage oder einer effizienten Wärmepumpe einsetzen, ein sogenannter Kombinationsbonus gezahlt, der jedoch nicht mit dem Effizienzbonus kombiniert werden kann. Im über die KfW abgewickelten Programmteil (Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Premium) stehen weiterhin größere Biomasse- und Solarkollektoranlagen sowie neuerdings Maßnahmen zur Erschließung und Nutzung der Tiefengeothermie und Maßnahmen für die Errichtung bzw. Erweiterung von aus erneuerbaren Energien gespeisten Nahwärmenetzen im Vordergrund. Sowohl im BAFA als auch im KfW-Programmteil können besonders anspruchsvolle Anlagen außerdem durch eine Innovationsförderung bezuschusst werden. Ziel dieser Förderung ist es, Produktinnovationen anzureizen und zugleich die technischen Anforderungen und Standards in den Richtlinien auf dieser Basis fortzuschreiben.

### **2.2.3.3.2 Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz**

Die ökologische Steuerreform wurde bereits 1999 verabschiedet und hat bis 2003 zu einigen Änderungen umwelt-, beschäftigungs- und steuerpolitischer Natur geführt (vgl. Kapitel 2.2.2.4.3). Eine Verschärfung des umweltpolitischen Anspruchsniveaus durch Steuersatzerhöhungen ist seitdem im wesentlichen ausgeblieben.<sup>71</sup> Zumindest die Bemessungsgrundlage wurde aber partiell ausgeweitet und hat gewisse zusätzliche Anreize zum Energiesparen bzw. zur Verbesserung der Energieeffizienz gesetzt. So wurde - wesentlich auch aus fiskalischen Motiven - der ermäßigte Steuersatz für das produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft von 20% zunächst auf 60% (2003) und dann auf 75% (2010) des Regelsteuersatz erhöht. Auch der Nettobelastungs- bzw. Spitzenausgleich wurde etwas abgeschmolzen, so dass die Grenzsteuerbelastung von 3 auf 7,5% gestiegen ist.<sup>72</sup>

Für die Zukunft verlangt die Beihilfenaufsicht der EU-Kommission, dass Steuervergünstigungen nicht mehr voraussetzungslös gewährt werden dürfen, sondern an Auflagen bzw. Gegenleistungen der Unternehmen gebunden werden sollen. Auf der Basis eines Gutachtens zu möglichen Optionen sieht ein Referentenentwurf von Ende 2011 vor, die Gewährung des Spitzenausgleichs an Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz zu koppeln (Eichhammer et al., 2012). In einer ersten Stufe sollen Unternehmen ab einer bestimmten Größe bis Ende 2014 verpflichtet werden, ein Energiemanagement nach DIN EN 16001 oder ISO 50001 einzuführen. Diese Systeme, die zumindest für die steuerbegünstigten Unternehmen ihren freiwilligen Charakter verlieren, sollen Energieeffizienzpotenziale sichtbar machen und Hemmnisse für Effizienzverbesserungen beseitigen helfen. In einer zweiten Stufe ab 2015 müssen Unternehmen jährliche Energieeinsparungen nachweisen. Dafür werden branchenübergreifende Einsparziele von jährlich 1,2% für Strom und 0,9% für andere Energieträger festgelegt.<sup>73</sup> Die Einsparungen müssen durch die Durchführung technischer Maßnahmen bzw. Investitionen erreicht werden. Für die Gewährung des ermäßigten Steuersatzes sind bislang im Gegensatz zum Spitzenausgleich aber keine Gegenleistungen vorgesehen.

Aus dem Zusammenwirken umwelt- und finanzpolitischer Anliegen (und z.T. auch den Restriktionen der EU-Beihilfenaufsicht) gelang es auch, einige weitere ökologisch problematische Subventionen

---

<sup>71</sup> Eine Ausnahme bildet lediglich die aufgrund EU-Recht 2006 eingeführte Kohlesteuer auf einem moderaten Niveau von 0,33 €/GJ.

<sup>72</sup> Neu eingeführt wurde 2006 die Steuerbefreiung für bestimmte energieintensive Prozesse. Wesentlicher Grund war die Einführung des Emissionshandels ab 2005.

<sup>73</sup> Diese Werte wurden als durchschnittliches wirtschaftliches Potenzial errechnet.

abzubauen bzw. zu reformieren. Dies betrifft etwa die seit 2006 nicht mehr neu gewährte Eigenheimzulage oder die Umgestaltung der Kilometer- in eine Entfernungspauschale. Allerdings ist die Gesamtbilanz beim Abbau umweltschädlicher Subventionen zwiespältig (Umweltbundesamt, 2008, 2010).

Auch das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung von 2002 wurde im Jahre 2008 novelliert, 2011 marginal ergänzt und ist derzeit wieder Gegenstand der politischen Diskussion. Die erste Novellierung wurde nötig, weil das KWKG die KWKG-Strommengen zwar bis 2006 erhöhen und Impulse für den Erhalt und die Modernisierung von KWK-Anlagen setzen, aber längerfristig keine Ausbaupotenziale erschließen konnte. Dies wird unter anderem darauf zurückgeführt, dass große und mittelgroße Neuanlagen nicht gefördert wurden. Eine Zwischenevaluierung ergab daher, dass das CO<sub>2</sub>-Minderungsziel für 2010 verfehlt werden würde (Blesl, Fahl und Voß, 2005). Außerdem wurde eine Überschreitung des Fördervolumen um mehr als 1 Milliarde € bis 2010 prognostiziert.

In der KWKG Novelle von 2009 wurde dann das explizite Ziel festgeschrieben, den Anteil von KWK an der Stromerzeugung bis 2020 von 12% auf 25% zu steigern, während sich ein konkretes CO<sub>2</sub>-Minderungsziel nicht mehr findet. Die Vergütungsregelungen und die KWKG-Umlage wurde (außer für unveränderte Bestandsanlagen) weitergeführt, aber zur Vermeidung von Strompreisseigerungen auf dem Niveau von 750 Mio. €/Jahr gedeckelt. Zur Steigerung der KWK-Quote ist die Größenbegrenzung förderungswürdiger Neuanlagen entfallen, so dass auch der Neubau größerer KWK-Anlagen gefördert wird. Analog zum EEG wurde zusätzlich eine *vorrangige* Einspeisung ins öffentliche Versorgungsnetz beschlossen. Voraussetzung für die Förderung modernisierte, ersetzer oder neuer Anlagen ist aber das sog. Hocheffizienzkriterium (u.a. festgemacht an den Kosten zur Neuerrichtung einer Anlage). Zusätzlich ist erstmalig eine Förderung von selbst genutztem KWK-Strom und (nach oben gedeckelte) Investitionszuschüsse für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, vorgesehen. Im Rahmen der Energiewende-Beschlüsse wurde dann Mitte 2011 noch beschlossen, die Förderung nicht mehr degressiv nach Jahren zu gestalten, sondern bis maximal 30.000 sog. Vollbenutzungsstunden zu gewähren. Außerdem wurde die Inbetriebnahmefrist für eine Förderung über 2016 bis Ende 2020 verlängert.

Eine erneute von der Regierung in Auftrag gegebene Zwischenevaluierung im Jahr 2011 ergab, dass - isoliert betrachtet - der durch das KWKG angereizte Betrieb von KWK-Anlagen gegenüber der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme bis zu 46 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2010 eingespart hat und sich tendenziell höhere Einsparungen bis zu 70 Million t pro Jahr insbesondere durch den Ausstieg aus der Atomenergie ergeben könnten (Prognos und Berliner Energieagentur, 2011). Ebenso wurde festgestellt, dass der Anteil der KWK zwar auf 15,4% (2010) erhöht werden konnte, bei unveränderter Förderung vermutlich aber nur 20% an der Netto-Stromerzeugung im Jahr 2020 erreichen und damit das 25%-Ziel verfehlt wird. Zudem würden auch durch den erwarteten Ausbau die maximal möglichen Zuschlagszahlungen nicht ausgeschöpft. Vor diesem Hintergrund sieht ein erster Gesetzentwurf des Bundestages vor, die Förderung zum Teil zu erhöhen (für emissionshandelspflichtige Anlagen, die ab 2013 den Betrieb aufnehmen und für Wärmenetze), zum Teil zu erweitern (zur Nachrüstung von Kondensationskraftwerken und entsprechenden Industrieanlagen, zur Unterstützung von Wärmespeichern und Kältenetzen und -speichern) und in bestimmten Punkten zu vereinfachen. Vor allem die Förderung von Speichern wird dabei offensichtlich als Möglichkeit zur Flexibilisierung des Elektrizitätsversorgungssystems und zur Minderung von Zielkonflikten zwischen gleichzeitigem Ausbau der KWK und der erneuerbaren Energien angesehen. So mindert einerseits die bisherige KWK-Förderung die Flexibilität der

Versorgung, während anderseits insbesondere durch die Windenergie erhöhte Flexibilitätsansprüche an das System gestellt werden (Erdmann und Dittmar, 2010).

Zur Förderung der Energieeffizienz im Gebäudebereich sind im Rahmen von drei Novellierungen der Energieeinsparungsverordnung EnEV (2007, 2008, 2009) die Anforderungen in zahlreichen Details anspruchsvoller normiert worden (Koch, 2011). So wurden mit der EnEV 2007 erstmals zumindest abgeschwächte Auflagen bei größeren Renovierungen im Gebäudebestand formuliert. Gebäudeeigentümer sind damit zur Einhaltung gesetzlicher Standards verpflichtet, wenn sie ohnehin Maßnahmen an der Gebäudehülle und der Anlagentechnik umsetzen wollen (sog. anlassabhängige Auslösetatbestände). Auch das für Kauf- und Mietentscheidungen wichtige Informationsinstrument des Energieausweises, das über die Gesamtenergieeffizienz eines Gebäudes Auskunft gibt, gewinnt an Bedeutung. Während bei Neubauten der berechnete Energiebedarf ausgewiesen werden muss, darf im Bestand dagegen auf den weniger aussagekräftigen (verhaltensabhängigen) Energieverbrauch abgestellt werden. In Anlehnung an die Beschlüsse des integrierten Energie- und Klimaprogramms sollen in der EnEV 2009 dann gegenüber der EnEV 2007 die Standards um durchschnittlich 30% sparsamer im Energiebedarf sein. Dazu werden verschiedene Referenzwerte neu festgelegt, Obergrenzen reduziert und Anforderungen (auch bei Altbaumodernisierungen) verschärft.<sup>74</sup> Mit dem Entwurf der Novelle der EnEV 2012 werden die Anforderungen weiter verschärft.

Insbesondere mit dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 wird die energetische Sanierung des Gebäudebestands „als zentraler Schlüssel zur Modernisierung der Energieversorgung und zum Erreichen der Klimaschutzziele“ bezeichnet. Für Neubauten wird im Energiekonzept der Bundesregierung das Ziel eines „klimaneutralen Gebäudes“ bis 2020 auf der Basis primärenergetischer Kennwerte eingeführt. Für den Bestand soll ein Sanierungsfahrplan von 2020 bis 2050 stufenweise den Primärenergiebedarfs um 80% mindern. Die Erneuerungs- bzw. Sanierungsrate soll von 1% auf 2% erhöht werden. Im Energiekonzept ist in diesem Zusammenhang von einem notwendigen „neuen strategischen Ansatz“ für die Sanierung des Gebäudebestands die Rede. So sollen insbesondere bestehende Förderprogramme (CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm der KfW, Marktanreizprogramm) fortgesetzt bzw. weiterentwickelt werden (u.a. über die Umstellung auf den Referenzgebäudestandard der EnEV 2009).<sup>75</sup> Im Hinblick auf das Gebäudesanierungsprogramm hat die Bundesregierung 2011 entschieden, das Programm von 2012 bis 2014 auf jährlich 1,5 Milliarden Euro aufzustocken (Küchler und Nestle, 2012). Als wesentliche Finanzierungsgrundlage soll dabei der Energie- und Klimafonds dienen, der sich aus dem Sondervermögen Emissionshandelsauktionserlöse speist. Da aufgrund niedriger Zertifikatspreise die Mittel jedoch niedriger als erwartet ausfallen, wurde im März 2012 die Entscheidung getroffen, den Fonds mit einem Liquiditätsdarlehen zu stützen und einzelne Programme zu kürzen, so dass das KfW CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm nach Monaten der Ungewissheit auf die vorgesehenen 1,5 Mrd. Euro aufgestockt werden konnte. Außerdem sollen bestehende rechtliche Hemmnisse beim Energie-Contracting und Fehlanreize im Mietrecht abgebaut werden. Eher mittelfristig sollen unter Wahrung der Aufkommensneutralität die Energiesteuern nach den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieträger ausgerichtet werden.

---

<sup>74</sup> Bei der der EnEV unterliegenden Sanierungsmaßnahmen sind zwei Nachweisoptionen zulässig. Bei einer Vollsanierung wird die EnEV in der Regel erfüllt, indem nachgewiesen wird, dass der Jahresprimärenergiebedarf sowie der Transmissionswärmeverlust eines entsprechenden Neubaus um nicht mehr als 40% überschritten wird. Alternativ kann im Rahmen des sog. Bauteilverfahrens nachgewiesen werden, dass die ausgetauschten Bauteile (z. B. Außenwand, Dach, Fenster) die von der EnEV vorgegebene bauteilspezifische Wärmedurchgangskoeffizienten erreichen.

<sup>75</sup> Nach Henger und Voigtländer (2012) kann – unter Verweis auf den Förderratgeber der co2online gGmbH ([www.co2online.de](http://www.co2online.de)) - von einer Anzahl von bundesweit über 600 (!) verschiedenen Förderprogrammen zur Förderung der Energieeffizienz im Gebäudebereich ausgegangen werden.

### **2.2.3.3 Maßnahmen zur besseren Abstimmung von Energieangebot und Energienachfrage**

Die Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien (insbesondere dezentraler Anlagen) haben bereits für sich genommen zu einer deutlichen Veränderung des deutschen Energiemix geführt. Während sich in der ersten Phase die Auswirkungen der Einspeisung dezentral erzeugten Stroms auf das Versorgungssystem in Grenzen gehalten haben, rücken nun - mit einer gegenüber dem Jahr 2000 verfünfachen Stromerzeugungskapazität - Fragen in den Vordergrund, die die Struktur und Stabilität des Systems als Ganzes betreffen (vgl. weiterführend auch Kapitel 4.2).

So steigen insbesondere bei wachsendem Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik die Anforderungen an die Flexibilität des gesamten Kraftwerksparks, da zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Stromerzeugung zu jeder Zeit auf den Stromverbrauch abgestimmt werden muss. Wind- und Solarenergie wird zunächst stochastisch eingespeist, so dass die Erzeugung sich wetterbedingt nicht genau vorhersagen lässt. Ebenso muss insbesondere bei sehr starkem und sehr geringem Windaufkommen die Erzeugung gegebenenfalls länger unterbrochen werden. Schließlich korrelieren natürliche Schwankungen im Windaufkommen und in der Solarstrahlung nur bedingt mit der Last (zum Beispiel keine Sonne an kalten Wintertagen). Auch die geographische Verteilung der regenerativen Ressourcen deckt sich nur bedingt mit den Lastzentren in Deutschland und Europa. Erneuerbare Energieträger können auch nicht - wie im Fall von Kohle - über weite Strecken zu einem (verbrauchsnahen) Kraftwerk transportiert werden. Daraus resultiert Anpassungs- und Steuerungsbedarf auf der Netzebene.

Zugleich ist ausgelöst durch die Atomkatastrophe von Fukushima die nun wohl endgültige Entscheidung gefallen, sogar noch etwas schneller als von der rot-grünen Bundesregierung geplant aus der Nutzung der Atomenergie bis spätestens 2022 auszusteigen. Somit stellt sich die Herausforderung die Kernenergie, die wesentlich zur Deckung der Grundlast beiträgt, durch andere Energieträger zu ersetzen bzw. zusätzliche Maßnahmen zur Einsparung von Energie zu aktivieren.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Herausforderung, dass das gesamte Energiesystem mit Transport-, Verteilungs-, Speicher-, Umwandlungs- und Nutzungsstrukturen grundsätzlich umzubauen und dabei eine deutliche Reduzierung des Primärenergieverbrauchs zu erreichen. Ein sich verändernder Energieangebotsmix muss neu mit der Energienachfrage verknüpft werden. Verbunden damit sind (Investitions-)kosten von mehreren hundert Milliarden Euro in den nächsten Jahren, während die Dividende dieser Investitionen – in Form einer Stabilisierung bzw. Senkung der Energiepreise und der Vermeidung von volkswirtschaftlichen Kosten aufgrund der Minderung des Klimawandels und der langfristigen Sicherung der Energieversorgung – zeitverzögert eintritt und unsicher bleibt (Forschungsunion Wirtschaft und Wissenschaft, 2011).

Im folgenden sollen verschiedene Optionen und Politikmaßnahmen dargestellt werden, die die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem erleichtern. Parallel dazu sind Maßnahmen zu sehen, die den Energieverbrauch senken und diese Abstimmung weniger dringlich erscheinen lassen (Kapitel 2.2.3.3.2). Ebenso außen vor bleiben Maßnahmen, die darauf abzielen die Einspeisung erneuerbarer Energien zu Zeiten übermäßigen Angebots temporär einzuschränken und damit potentielle Integrationskosten senken und die Systemstabilität erhöhen (vgl. jedoch Kapitel 2.2.3.3.1). Unter dem Blickwinkel der angestrebten Integration erneuerbarer Energien handelt es sich hierbei lediglich um „Notmaßnahmen“.

In jüngster Zeit ist insbesondere die Erkenntnis gereift, dass die Energiewende nur gelingen kann, wenn das Energienetz insbesondere im Stromsektor angepasst und „zukunftsfähig“ gemacht wird. Einerseits handelt es sich dabei um den Ausbau der Netzinfrastruktur, um auf diese Weise Netz- und mögliche Versorgungsgengpässe zu vermeiden. Andererseits werden vermehrt Möglichkeiten diskutiert, die Netze - vor allem die nachgeordneten Verteilnetze - im Hinblick auf die Einbindung von Energieangebot und -nachfrage „intelligenter“ zu machen und zu verhindern, dass es zu einem ineffizienten Auseinanderfallen von Stromangebot und -bedarf kommt.

Der Netzausbau ist in erster Linie Voraussetzung für den angestrebten massiven Ausbau erneuerbarer Energien bei den gegebenen regionalen Disparitäten (Lastzentren vs. natürliches Potenzial regenerativer Ressourcen; regionaler Ausgleich von Fluktuationen). Er ist gegenüber der politisch forcierten Erhöhung der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien vernachlässigt worden bzw. kommt nur schleppend voran. So wurde in der Netzstudie I der Deutschen Energieagentur 2005 ein Bedarf von 850 km Übertragungsnetzleitungen bis 2015 ermittelt. Im Jahre 2009 wurde deshalb das Energieleitungsausbaugesetz beschlossen, um die Umsetzung der als dringlich klassifizierten Projekte zu beschleunigen. In der dena-Netzstudie II (dena, 2010) wurde infolge des überraschend schnellen Ausbaus der erneuerbaren Energien ein zusätzlicher Bedarf von 3.600 km Trassenlänge bis 2020 geschätzt, die mit jährlichen Kosten von 0,946 Mrd. € zu Buche schlagen. Erdmann (2011) schätzt die gesamten Investitionskosten im Onshore-Hochspannungsnetz auf rund 9 Mrd. € zwischen 2011 und 2020 und weitere 7 Mrd. € zwischen 2021 und 2030. Für die Offshore-Kapazitäten in der deutschen Nord- und Ostsee, die entsprechend den politischen Zielen bis zum Jahre 2030 insgesamt bis zu 25 GW erreichen sollen, sind – bei einem unterstellten degressiven Verlauf der Netzanbindungskosten – Investitionen von kumuliert mindestens 14 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 zu erwarten (Erdmann, 2011).<sup>76</sup>

Im Mittelpunkt der Diskussion steht dabei der Transport von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem aufgrund der meterologischen Gegebenheiten „ertragreichen“ Norden Deutschlands bzw. von den geplanten Offshore-Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee in die Verbrauchscentren im Ruhrgebiet und in den Süden Deutschlands. So entfallen von der Ende 2009 installierten Windenergiiekapazität von rund 25,7 GW allein 10,6 GW auf das Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz und damit vorwiegend auf die neuen Bundesländer (Knopf et al., 2011). Andererseits existiert aus historischen Gründen nur eine vergleichsweise geringe Übertragungskapazität zwischen neuen und alten Bundesländern von 5 GW verbunden. Ein Vergleich der installierten Kapazitäten (Erzeugung: 10,6 GW, Übertragung: 5 GW) zeigt, dass im Falle hoher Auslastungen der Windkraftanlagen

---

<sup>76</sup> Zum aktuellen Stand des Netzausbau vgl. Schröder et al. (2012). Dort wird festgestellt, dass aufgrund vorhandener Instrumente bei den Übertragungsnetzbetreibern und bestehender Optimierungspotenziale kein Grund für einen überstürzten Netzausbau besteht.

Engpässe entstehen.<sup>77</sup> Zusätzliche Anforderungen an Netzausbau und Netzbetrieb bzw. Netzstabilität ergeben sich noch dadurch, dass das Angebot und die Einspeisung vieler erneuerbarer Energien nach Tageszeit und Saison relativ stark schwanken und Ausgleichsoptionen wie Speicher (vgl. unten) noch nicht hinreichend vorhanden sind.

Für unabdingbar wird angesichts räumlicher Spezifität (Ausmaß der Sonneneinstrahlung, Windstärke u.ä.) und fluktuierender Erzeugung bei erneuerbaren Energien auch der Ausbau der Fernübertragungsnetze über Regionen- und Ländergrenzen gehalten. Im Idealfall kann in einem funktionierenden europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt Strom an jedem beliebigen Ort in Europa erzeugt und an jedem Ort verbraucht werden, als gäbe es eine „Europäische Kupferplatte“. Gegenwärtig ist der Ausbaugrad der Stromnetze jedoch weit von diesem Idealbild entfernt. Fehlende Netzkapazitäten behindern einen innereuropäischen Stromhandel, mit dem regionale Stromknappheit bzw. Überproduktion ausgeglichen werden könnten. Derzeit gibt es in Deutschland nur rund 80 Kuppelstellen, deren Kapazität für einen effizienten Ausgleich zu gering ist. Aus dem Netzentwicklungsplan des Verbandes europäischer Stromnetzbetreiber (ENTSO-E) geht hervor, dass bis 2020 in der Europäischen Union 51.500 km neue Hochspannungsleitungen nötig wären. In dem Plan sind über 100 Projekte dokumentiert, die in Summe mindestens 104 Mrd. Euro kosten sollen. 80% dieser „zentralen Übertragungs-Engpässe“ stehen laut ENTSO-E im Zusammenhang mit der europäischen Klimapolitik und dem Ausbauziel der erneuerbaren Energien (ENTSO-E, 2012). Für Deutschland von besonderem Interesse sind die angedachten sog. Supergrids durch die Nordsee, die die Offshore-Windparks der Nordsee-Anrainer-Staaten miteinander sowie mit Speicherkraftwerken in Schottland und Norwegen verbinden sollen. Nach ersten ENTSO-E-Hochrechnungen sollen sich die Investitionskosten auf 30 Mrd. Euro belaufen. Erdmann (2011) schätzt auf dieser Basis die Investitionskosten für Deutschland auf 15 Milliarden € bis 2030.<sup>78</sup> Zusätzlich zum Ausbau des europäischen Stromnetzes - aber mit geringerer Priorität - wird der groß angelegte Solarstromtransport von Nordafrika nach Europa im Rahmen des sog. Desertec-Projekts diskutiert.

Das Ziel der Beschleunigung des Ausbaus der Netzinfrastruktur verfolgt das 2011 verabschiedete Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Es betrifft die Errichtung oder Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen, die in einem Bundesbedarfsplan gekennzeichnet sind. Angestrebt wird eine Bundesfachplanung, die die unterschiedlichen Genehmigungsverfahren auf Länderebene ersetzen soll. Diese Genehmigungs- und Planfeststellungsverfahren auf Seiten der Bundesländer sind bislang eine bedeutende Barriere für den notwendigen Ausbau des Fernübertragungsnetzes. So ist bislang das Verständnis und die Akzeptanz für den Leitungsausbau gering. Dies drückt sich darin aus, dass zum Beispiel gegenüber Freileitungen teurere Erdkabel präferiert werden. Auch Konflikte mit dem Natur- und Landschaftsschutz treten immer wieder hervor. Die Bundesfachplanung soll von der Bundesnetzagentur in Abstimmung mit den betroffenen Ländern und in enger Abstimmung mit den Planungen der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden. Das Ergebnis der Bundesfachplanung ist der Bundesnetzplan, worin notwendige

---

<sup>77</sup> Verschärft wird diese Situation dadurch, dass auch die konventionellen Kraftwerke in den neuen Bundesländern relativ zur regionalen und wirtschafts- und bevölkerungsbedingt abnehmenden Nachfrage „überproduzieren“ und damit ebenfalls Strom in den Rest des Landes exportieren. Dieses räumliche Ungleichgewicht führt dazu, dass vor allem in Nordost-Südwest-Richtung regelmäßig Netzengpässe auftreten. Auch ein „Nachrüsten“ oder der Neubau regenerativer Anlagen im Süden würde auf Grund des großen Unterschiedes und der dargestellten Dynamik an dieser Situation zunächst nur graduelle Veränderungen bewirken. Daher manifestiert sich dieser Status des Ungleichgewichts von Angebot und Nachfrage zunehmend.

<sup>78</sup> Zusammen mit den Investitionskosten für den oben genannten Netzanschluss von Offshore-Windparks ergeben sich Investitionskosten bis 2030 von rund 29 Mrd. € (2,6 Mrd. als Annuität). Hinzu kommen wachsende betriebsgebundene Kosten von bis zu 1,1 Milliarde € im Jahr 2030 (Erdmann, 2011).

Trassenkorridore bundesweit ausgewiesen und für den Bau von Höchstspannungsleitungen reserviert werden.

Bislang ist auch die Kooperation über europäische Ländergrenzen im Hinblick auf den Netzausbau relativ wenig ausgeprägt (Lehmann et al., 2012). Dies betrifft zum einen die Übertragungsnetzbetreiber (Investitionsplanung, technische Kompatibilität der Netze, Marktintegration etc.). Ein wichtiger Schritt zur Verstärkung der Zusammenarbeit war allerdings die Gründung des bereits erwähnten Europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Zum anderen ist auch auf Seiten der Regulierer eine europäische Perspektive noch wenig verbreitet. Erste Schritte zu mehr Kooperation gehen von der neu etablierten Agentur für die Kooperation der Energieregulierer (ACER), dem Rat der europäischen Energieregulierer (CEER) und über die von der EU mitfinanzierten grenzüberschreitenden Übertragungsprojekte aus.

Innovationspotenziale werden bei der Anwendung und Weiterentwicklung von Technologien zur Effizienzsteigerung bei der Stromübertragung gesehen (Schumacher, 2009). Vorangetrieben werden soll insbesondere die Verbreitung der auf große Entfernung angelegten Stromübertragung mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Angestrebt wird hier ein europaweites (ggf. Nordafrika einschließendes) großräumiges Übertragungsnetz (super grid), dass nicht nur die Stromübertragung, sondern auch den anspruchsvollen Netz- und Lastausgleich gewährleistet. Ebenfalls diskutiert wird der vermehrte Einsatz von Erdkabeln und supraleitenden Kabeln.

Neben den Fernübertragungsnetzen wird auch bei den nachgelagerten Verteilnetzen erheblicher Anpassungs- und Investitionsbedarf gesehen. So kann die Einspeisung erneuerbarer Energien eine Lastumkehr induzieren, indem mehr Energie lokal eingespeist als verbraucht wird und die Netze überschüssige Energie aufnehmen und weiterleiten müssen, was Investitionen zur Vermeidung technischer Probleme (kritische Spannungsqualität, Überlastung vorhandene Kabel und Transformatoren etc.) erforderlich macht. Auf Basis der dem Energiekonzept der Bundesregierung zugrundeliegenden Energieszenarien sowie des Leitszenarios 2010 des Bundesumweltministeriums wurde in den Verteilnetzen (inkl. Transformatoren und technische Betriebseinrichtungen) ein zusätzlicher Investitionsbedarf zur Integration von Wind und Photovoltaik von 21 bis 27 Mrd. € bis 2020 für 140.000 km Mittelspannungsnetz und 240.000 km Niederspannungsnetz geschätzt (BET, E-Bridge, IAEW, 2011).<sup>79</sup> Darin wurden weder andere dezentrale Erzeugung noch die zu erwartende höhere Gleichzeitigkeit des Verbrauchs berücksichtigt.

Das Ausmaß dieser Investitionen – vor allem im Sinne einer Netzverstärkung – hängt letztlich davon ab, inwieweit es gelingt, durch Nachfragesteuerung, Speichersysteme und Instrumente der Spannungsregulierung sowie Informations- und Kommunikationstechnologie Überlastungen abzufedern bzw. zeitlich zu verlagern (Nykamp, Andor und Hurink, 2012). So wird im Aufbau von intelligenten Verteilnetzen die Möglichkeit gesehen, technologische und organisatorische Innovationen anzureizen und Beiträge zu den energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit, Umweltfreundlichkeit und Wirtschaftlichkeit zu leisten. Mit diesen sog. Smart Grids sollen Stromerzeuger, Speicher, Verbraucher und Stromnetz in ein Gesamtsystem integriert und über IuK-Technologien kommunikativ vernetzt bzw. gesteuert werden. Auf diese Weise sollen dezentrale Anlagen auf Basis der KWK und erneuerbarer Quellen besser in das Netz eingebunden und über Lastmanagement die Netze stabilisiert und besser ausgelastet werden. Im Idealfall fällt dann ein zeitlich konstanter Lastanteil an und teure Lastspitzen bzw. umfangreiche Vorhaltung von Reserven

---

<sup>79</sup> Zusammen mit den Investitionskosten für das Onshore-Hochspannungsnetz ergeben sich Investitionskosten bis 2030 von rund 40 Mrd. € (3,6 Mrd. als Annuität). Hinzu kommen wachsende betriebsgebundene Kosten von bis zu 1 Milliarde € im Jahr 2030 (Erdmann, 2011).

kann weitgehend vermieden werden. Daraus ergeben sich Vorteile im Hinblick auf die Kosten der Netzbetreiber und die Versorgungssicherheit insgesamt.

Der Aufbau intelligenter Verteilnetze wird bislang vor allem in Pilotversuchen getestet (vgl. [www.e-energy.de](http://www.e-energy.de)). Zweifel bestehen allerdings, ob unter den gegebenen Rahmenbedingungen die Verteilnetzbetreiber vermehrt ein Interesse daran haben, dezentrale Energieanlagen einzubeziehen und Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen umzusetzen (vgl. weiterführend Kapitel 4.2.2.2.3). Vorherrschendes Aufgabenverständnis der Verteilnetzbetreiber scheint es bislang zu sein, zentral erzeugten Strom des Lieferanten zuverlässig zu den Verbrauchern zuleiten. Das Aufgabenspektrum dürfte sich aber im Sinne des Leitbildes des aktiven Verteilnetzbetreiber zunehmend erweitern (Schumacher, 2009).

Energiespeicher stellen neben Netzausbau und -anpassung, grenzüberschreitendem Energieaustausch, dem flexiblen Einsatz konventioneller thermischer (Gas-)Kraftwerke und der Flexibilisierung der Nachfrage (sog. Demand-Side-Management) eine weitere Möglichkeit zum Ausgleich von Energieangebot und Energienachfrage bei wachsendem Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dar (SRU, 2011). Sie können Stromerzeugung und Lastdeckung zeitlich entkoppeln. Am attraktivsten sind Speicher vor allem dann, wenn sie verhindern können, dass konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben, die nur für den Ausgleich von Änderungen der Verbrauchslast betrieben werden.

Elektrische Energie kann grundsätzlich in Form von mechanischer, chemischer, elektrochemischer und thermischer Energie gespeichert werden, so dass sich zugleich Energiespeicher vielfältig einsetzen lassen. Aufgrund technischen Fortschritts kann Energie damit zunehmend weniger als nicht speicherbar angesehen werden.

Am bedeutsamsten sind gegenwärtig großtechnische mechanische Speichersysteme. Ihr Vorteil liegt darin, dass sie im Vergleich zur dezentralen Speicherung das gesamte Versorgungssystem optimieren können und aufgrund von Skaleneffekten große Mengen an Energie zu vergleichsweise geringen Kosten speichern können. Den größten Stellenwert nehmen hierbei bislang technisch weitgehend ausgereifte Pumpspeicherkraftwerke ein. Die derzeit rund 30 Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland - mit einer Leistung von 7 GW und Volllastkapazitäten von ca. 40 GW - sorgen in erster Linie für den Ausgleich von Schwankungen im Tagesverlauf, werden zunehmend aber auch zur Überbrückung langer andauernder wind- und sonnenarmer Zeiträume genutzt (KfW, 2011). Ihre Entwicklungschancen in Deutschland sind jedoch mangels geeigneter Standorte begrenzt. Seit 2010 kann allerdings ein Zuwachs an neu geplanten Projekten beobachtet werden, bei denen es sich in zwei Fällen um Erweiterungen und in zehn Fällen um Neubauten handelt (vgl. im Detail Steffen, 2011). Neben einem Repowering existierender Pumpspeicherkraftwerke bestehen außerdem Potenziale in Nachbarländern (insbesondere Norwegen und Schweden), die jedoch mangels Leitungskapazität derzeit nur bedingt erschlossen werden können.

Als Alternative mit ähnlichem Einsatzgebiet (Kurzzeitspeicher) bieten sich Druckluftspeicher an. Zwar bestehen hierfür ausreichend Standorte in Deutschland; die sog. adiabaten Druckluftspeicher, die ähnliche Wirkungsgrade wie Pumpspeicherkraftwerke (bis zu 70%) erreichen können, befinden sich jedoch noch im Entwicklungsstadium (erste geplante Pilotanlage ab 2016). Auch andere Technologien zur Speicherung großer Energiemengen versprechen zwar große Potenziale - auch wegen zum Teil anderen Einsatzgebiete (saisonaler Ausgleich, sehr kurzfristige Systemdienstleistungen) -, sind aber technisch noch nicht ausgereift und/oder mit zu hohen Kosten bzw. zu geringen Ertragschancen verbunden (vergleiche den Überblick in KfW, 2011).

Jenseits der Forschungsförderung und der Förderung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben (vgl. Kapitel 2.1.3) werden größere Energiespeicher über das Energiewirtschaftsgesetz, das Stromsteuergesetz und das EEG begünstigt:

- So wurden mit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes 2011 neue Speicher für 20 und erweiterte Speicher für zehn Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit.<sup>80</sup> Das Energiekonzept der Bundesregierung erwägt, diesen Zeitraum zu verlängern.
- Strom aus Pumpspeicherkraftwerken ist zudem von der Stromsteuer befreit.
- Im Rahmen des EEG wird insbesondere über das Kombikraftwerks-Bonus-Modell ein direkter Anreiz zu Investitionen in Speichertechnologien gesetzt (SRU, 2011).<sup>81</sup> Die Förderung beschränkt sich dabei auf regenerativ und dezentral erzeugten Strom. Unter einem Kombikraftwerk ist eine EEG-Anlage zu verstehen, die mit einer Speicheranlage regional gekoppelt ist (z.B. eine Biomasseanlage mit Gasspeicher, eine Windkraftanlage mit Stromspeicher). Der zweiteilige Bonus enthält eine Bedarfskomponente, die vom Zeitpunkt der Einspeisung im Tagesverlauf bestimmt wird, und eine Technikkomponente, die als eine Art leistungsabhängiger Investitionszuschuss in Speichertechnologien zu verstehen ist.
- Zusätzlich gibt es eine Neuregelung in der jüngsten EEG-Novelle bezüglich der Befreiung von der EEG-Umlage von Stromlieferungen an einen Speicher zum Zweck der Zwischenspeicherung. Befreit werden demzufolge nur Stromspeicher, denen Energie ausschließlich zum Zweck der Wiedereinspeisung in das Netz entnommen wird. Andere Entnahmen zum Zwecke des Eigenverbrauchs oder der Belieferung Dritter führen demnach nicht mehr zur Befreiung von der EEG-Umlage.

Angedacht wird im Energiekonzept der Bundesregierung schließlich noch die Möglichkeit, Energiespeicher für den Regelenergiemarkt zuzulassen.

Eine flexible Steuerung der Nachfrage (sog. Demand-Side-Management (DSM) oder auch demand response) ermöglicht eine bessere Abstimmung von Energieangebot und Energienachfrage. Ähnlich wie bei Speicherlösungen zielt dieser Ansatz darauf ab, einen Teil der Stromnachfrage von Zeiten mit Lastspitzen auf Zeiten mit niedriger Nachfrage oder mit hohem Anteil (ansonsten nicht genutzter) eingespeister Wind- bzw. Solarenergie zu verlagern (Timpe et al., 2010). Im weiteren Sinne kann davon auch eine generelle Reduktion des Energieverbrauchs und eine Erhöhung der Energieeffizienz induziert werden. Anwendung findet DSM bereits seit längerem in Teilen der Industrie und des produzierenden Gewerbes. Die Basis bilden Verträge zwischen Energieerzeuger, Netzbetreiber und Energieverbraucher, in denen Kompensationszahlungen im Falle von Lieferunterbrechungen vereinbart werden. Zudem gibt es in begrenztem Maße zeitabhängige Stromtarife im Zusammenhang mit der Nutzung von Wärmespeichern und Nachtspeicheröfen im Gewerbe- und Haushaltssektor. Die Nutzung von Nachtspeicheröfen wird jedoch durch gesetzliche Vorgaben in Deutschland zunehmend eingeschränkt.

Die technischen und ökonomischen Potenziale von DSM in energieintensiven Betrieben werden kurz- bis mittelfristig im allgemeinen wohl deutlich größer sein als bei privaten Haushalten (Borggrefe und Paulus, 2011). So kann die Drosselung der Produktion in einem energieintensiven Betrieb erheblich zur Nachfragereduktion und damit zur Netzstabilität beitragen. Zugleich könnten diese Unternehmen mit der Erbringung von Systemdienstleistungen (Regel- und Ausgleichsenergie) neue

<sup>80</sup> Unklar ist, ob auch unvermeidliche Verluste des Speichers befreit sind (Krebs, 2012).

<sup>81</sup> Eine gewisse indirekte Förderung erfolgt auch über das Marktprämiensmodell (vgl. ebenda, 2011).

Einnahmequellen erschließen. Allerdings wird bislang der Zugang zu den Regelenergiemärkten gesetzlich beschränkt.

VDE (2012b) sehen derzeit ein über einen durchschnittlichen Tag nutzbares technisches Potenzial der Verbrauchsanpassung von 8,5 GW, das bis 2030 durch den prognostizierten Ausbau von Elektromobilität, Wärmepumpen und Raumklimaanlagen noch verdoppelt werden könnte. Davon fällt rund die Hälfte auf die Bereiche Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Insbesondere auf Haushaltsebene werden diese Potenziale jedoch bislang nicht genutzt. So mangelt es an Anreizen, den Energieverbrauch zeitlich anzupassen. Zum einen sind die Strompreise (inklusive Netzentgelte und Abgaben/Steuern) abgesehen von den oben erwähnten Fällen nicht kurzfristig variabel (Lehmann et al., 2012). Zum anderen fehlt es bislang weitgehend an entsprechender Infrastruktur, über die Anreize vermittelt werden können. Dazu zählen insbesondere sog. intelligente Stromzähler (Smart Meter) als technologische Basis für intelligente Netze. So sind in Europa insgesamt zwar schon 45 Millionen Haushalte mit intelligenten Stromzählern ausgerüstet; in Deutschland hat dessen Verbreitung allerdings gerade erst begonnen (Asendorf, 2012). Smart Meter dienen dazu, elektronisch Stromverbrauchsdaten zwecks besserer Netzausnutzung und -steuerung zu übertragen und dem Endverbraucher seinen Verbrauch transparent zu machen. Sie bieten außerdem die Möglichkeit einer automatischen Steuerung und Schaltung von Geräten. Darüber hinaus sind sie letztlich die Basis für eine Echtzeitbepreisung.

Vom Gesetzgeber wurden allerdings jüngst wichtige Voraussetzungen für die Einbindung von privaten Energieverbrauchern in das DSM geschaffen.<sup>82</sup> Dazu zählt die Öffnung des Messewesens für den Wettbewerb, die Festlegung der Einsatzbedingungen von intelligenten Stromzählern in Neu- und Altbauten nach Energiewirtschaftsgesetz und Messzugangsverordnung und die Klärung eich- und datenschutzrechtlicher Fragen (Güneysu, Vetter und Wieser, 2011). Mit der im Rahmen der Energiewendebeschlüsse geänderten Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes wird auch die Grundlage dafür gesetzt, dass Netzbetreiber, Energieanbieter, Gewerbe und Industrie sowie private Verbraucher künftig lastvariable oder zeitabhängige Tarife anbieten bzw. nutzen können (Wahlrecht) (Bundesregierung, 2011a).

Mit einer zunehmenden Tendenz zur Dezentralität der Energieerzeugung werden vermehrt auch Optionen diskutiert, die das enge und komplexe Zusammenspiel zwischen Energieerzeugung und Energieübertragung/Netz lockern bzw. infrage stellen. Als zellulärer Ansatz sehen Sie anstelle des Verbundsystems die Bildung von sich selbst regelnden Strukturen (Zellen) vor, die sowohl nebeneinander als auch übereinander angeordnet sein können (Bundesnetzagentur, 2012a). Bei einem regional oder lokal optimierten Ausgleich von Energieangebot und Energienachfrage wird gar nicht auf das übergeordnete Netz zurückgegriffen oder dieses nur punktuell genutzt (Bezug oder Rückspeisen zusätzlicher Energie).

Den Extremfall stellen netzunabhängige (off-grid) Insellösungen dar, die insbesondere als isolierte Haussysteme (Solar Home Systems) operieren und vor allem in Entwicklungsländern von Bedeutung sind. In Deutschland stärker diskutiert wird zum einen das sog. Micro Grid, bei dem die Vernetzung lokaler Erzeuger und Verbraucher dazu genutzt wird, eine lokale Optimierung der Stromeinspeisung und -nutzung zu erreichen. Zum anderen können sog. virtuelle Kraftwerke geschaffen werden, bei denen viele dezentrale Erzeuger zu einem informationstechnischen Verbund zusammengeschaltet werden. Dieser wird gemeinsam von zentraler Warte gesteuert, um unkontrollierte Schwankungen im

---

<sup>82</sup> Diese Maßnahmen können auch als ein Beitrag zu mehr Energieeffizienz auf der Ebene der Haushalte betrachtet werden (Kapitel 2.2.3.3.2).

Netz zu vermeiden und eine bedarfsgerechte und sichere Energieverteilung sowie einen höheren Wirkungsgrad der Energie zu erreichen. Die dezentralen Erzeuger können Photovoltaikanlagen, kleine Windkraftwerke und Biogasanlagen sowie Mikro-KWK-Anlagen sein. Ebenfalls diskutiert werden intelligente Netzkonzepte zur Integration stationärer Speicher und Elektrofahrzeuge.

Durch die Verringerung von Transporten über das Netz können über den zellulären Ansatz Transportverluste vermieden werden. Zudem wird angenommen, dass dadurch der notwendige Netzausbaubedarf verringert werden kann. Unklar ist bislang die Wirkung auf die technische Versorgungssicherheit. Einerseits führt der Ausfall einer Zelle nicht so schnell zum Ausfall des Gesamtsystems. Andererseits können mehr Versorgungsunterbrechungen für die einzelne Zelle auftreten und die verbleibenden Verbraucher des Verbundsystems gefährdet werden, da der ausgleichende Effekt, der durch eine Vielzahl von Netznutzern gegeben ist, bei sinkender Anzahl der Netznutzer abnimmt (Bundesnetzagentur, 2012a).

Bislang nur angedacht sind auch die Implikationen für das bisherige System der Netzentgeltregulierung (ebda., 2012a). So muss das von oben nach unten angedachte Entgeltsystem überprüft werden, wenn Zellen in Zukunft einen Großteil ihres benötigten Stroms nicht mehr über das übergeordnete Netz beziehen, gleichzeitig aber von übergeordneten Netzstrukturen durch Reserve- und Systemdienstleistungen profitieren. Außerdem würde die Finanzierung des Netzentgelts zwischen Verbrauchern über das Verbundsystem und zellulären Verbrauchern verzerrt. Die Bundesnetzagentur erwägt vor diesem Hintergrund die Erhebung eines Kapazitätsentgelts für primär zelluläre Verbraucher und die Stärkung der sog. Leistungskomponente beim Netzentgelt bei „normalen“ Verbundverbrauchern.

Der Verlust an Erzeugungskapazitäten infolge des Atomausstiegs und die Schwierigkeiten beim Übergang auf ein wesentlich von den erneuerbaren Energien getragenes Energieerzeugungssystem haben in jüngster Zeit auch die Frage nach der Bedeutung konventioneller Kraftwerke für die Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung wieder aufkommen lassen. Insbesondere Investitionen in flexible Gas- und ggf. Kohlekraftwerke stellen eine Möglichkeit dar, Reserve- und Ausgleichskapazitäten bereitzustellen und ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Umstritten ist dabei, inwiefern tatsächlich eine Kapazitätslücke entstehen wird oder Fortschritte bei der Energieeffizienz und der Senkung des Energieverbrauchs Versorgungsgapse verhindern können (vgl. Dena, 2010; kritisch zur Berechnung der Dena von 2008 BET, 2008, oder EUtech, 2008). Neuere Studien, die die veränderten Rahmenbedingungen infolge der Energiewendebeschlüsse berücksichtigen und Simulationen bis 2030 vornehmen, gehen allerdings von einem deutlichen Zubaubedarf von 44,5 GW Gaskraftwerken aus, um ein hohes Maß an Versorgungssicherheit im Stromerzeugungssystem zu gewährleisten (vgl. EWI, 2012).

Vor diesem Hintergrund will die Bundesregierung zum einen die Möglichkeit nutzen, Investitionen von kleinen (z.B. kommunalen) Energieunternehmen in hoch effiziente und kohlenstoffspeicher- und lagerfähige fossile Kraftwerke (CCS) zu fördern (Bundesregierung, 2010).<sup>83</sup> Zum anderen verstärkt sich die Diskussion darüber, ob die Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt grundlegender zu verändern sind, um mittel- bis langfristig ein optimales Niveau an Erzeugungskapazität zu erreichen.

---

<sup>83</sup> Die Umsetzung der europäischen CCS-Richtlinie in nationales Recht war in Deutschland sehr beschwerlich. Erst am 28. bzw. 29. Juni 2012 konnte vom Bundestag und Bundesrat ein Gesetz beschlossen werden. Demzufolge gilt in Deutschland eine Höchstspeichermenge von vier Millionen Tonnen und die verpresste CO2-Menge ist auf 1,3 Millionen Tonnen pro Jahr und Speicher begrenzt. Die Akzeptanz der CCS Technologie ist in Deutschland bislang sehr beschränkt. Zudem bestehen ungeklärte Risiken und noch hohe Kosten (vgl. [http://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung\\_und\\_-Speicherung#Rechtsrahmen](http://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung_und_-Speicherung#Rechtsrahmen)).

So wächst die Erkenntnis, dass im bestehenden „energy-only“-Markt die Strompreise keine hinreichenden Anreize zu Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten liefern. Die Bundesregierung erwägt daher die Einführung eines eigenständigen Kapazitätsmarkts bzw. Kapazitätsmechanismus (vgl. Kapitel 4.2.3.2).

## 2.2.4 Zwischenfazit

Die deutsche Energiepolitik hat sich bis zu den 1990er Jahren in einem weitgehend stabilen Ordnungsrahmen bewegt, der durch Monopolbildung, zentralistische Versorgungsstrukturen und eine Verflechtung privater und öffentlicher Interessen geprägt war. Übergeordnetes Ziel war es gemäß des lange im Kern gültigen Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 die Energieversorgung „so sicher und billig wie möglich“ zu gestalten. Seinen konkreten Ausdruck fand dies in der wechselnden Förderung (i.w.S.) verschiedener angebotsseitige Energieträger und -Technologien auf fossiler und später nuklearer Basis. Die Suche nach Innovationen und deren Verbreitung war auf einen engen Wirkungsbereich beschränkt (z.B. die Steigerung des Wirkungsgrads fossiler Kraftwerke) und kaum durch wettbewerblichen Druck getrieben.

In den 1970er Jahren erfolgte eine programmatische Konsolidierung der bis dahin recht sprunghaften Energiepolitik, die ihren Ausdruck in breiter angelegten Energieprogrammen fand. Zugleich etablierte sich langsam die Umweltverträglichkeit als neues energiepolitisches Ziel. Vorrangig waren dabei nahräumliche Umweltbelastungen bzw. -bedrohungen durch Energieerzeugungsanlagen. Ihm wurde im wesentlichen durch additiv eingesetzte und durch das Ordnungsrecht geprägte technische Lösungen und durch Zurückhaltung beim weiteren Ausbau der umstrittenen Kernenergie begegnet.

Jenseits dieser anlagenbezogenen Perspektive setzte in den 1990er Jahren die zunehmende Verschmelzung der Energie- und Umweltpolitik ein. Inhaltlich bestimmend wurde der anthropogene Klimawandel als globales Umweltproblem, dass die vorherrschende Art der Produktion und Nutzung von Energie viel grundlegender als zuvor infrage stellte. In Deutschland entwickelte sich daraufhin stärker als in anderen Industrieländern eine „von unten“ angelegte deutsche Klimapolitik, die auf längerfristige Umwelthandlungsziele und breit und ressortübergreifend angelegte Klimaschutzprogramme setzte. Damit verknüpft war die Erwartung, dass andere Länder dem positiven Beispiel folgen und die internationalen Klimaverhandlungen stimuliert werden könnten.

Die in den 1990er Jahren verstärkt einsetzende Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt war Teil der deutschen Klimaschutzbemühungen, aber auch durch die gesellschaftlichen Widerstände gegen die Kernenergie begünstigt. Daneben wurde darin eine Möglichkeit gesehen, die zunehmende Importabhängigkeit bei fossilen und nuklearen Brennstoffen zu reduzieren bzw. die politische Versorgungssicherheit zu erhöhen. Eine eigenständige „Erneuerbare-Energien-Politik“ (Hirschl, 2008) konnte sich zum einen dadurch etablieren, das diesbezügliche technologie- und energieträgerbezogene Ziele den energiepolitischen Zielkatalog politisch und später auch europarechtlich erweitert haben. Zum anderen wurde insbesondere mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ein besonders wirkmächtiges Instrument zum Aufbau von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien etabliert. Spezifisch war dabei gegenüber technologieoffenen Instrumenten wie Quoten die differenzierte Förderung einzelner Erzeugungssparten, wobei die Förderhöhe wesentlich von den jeweiligen Stromgestehungskosten bestimmt war. Auch marktferne Technologien wurden damit „gleichberechtigt“ gefördert. Gemessen am CO<sub>2</sub>-Minderungsziel spielte damit Kosteneffizienz keine besondere Rolle. Nur indirekt über die degressive Ausgestaltung wurden Kostengesichtspunkte im Hinblick auf die Erreichung des energieträgerbezogenen Ziels berücksichtigt. Jenseits seiner umwelt-,

energie- und technologiepolitischen Bedeutung wurde der zunehmend erfolgreiche Kapazitätsaufbau mit industrie-, beschäftigungs- und regionalpolitischen Zielen verknüpft und damit gefestigt.

Die ökologische Steuerreform war zwar auch eng mit beschäftigungspolitischen (und implizit fiskalischen) Zielen verknüpft. Sie setzte aber an der Energienachfrageseite an und zielte – ohne spezifische Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Vermeidungsbeitrags und der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten - darauf ab, Anreize zum Energiesparen bzw. zur Erhöhung der Energieeffizienz zu setzen. Als sektorübergreifendes Instrument blieben die von der ökologischen Steuerreform ausgehenden Energiesparanreize allerdings gering, wofür insbesondere die vergleichsweise niedrigen Steuersatzerhöhungen über einen begrenzten Zeitraum und die zahlreichen Ausnahme- und Vergünstigungsregelungen verantwortlich gemacht werden. Aus einer Innovationsperspektive löste die ökologische Steuerreform damit nur begrenzte Impulse zur Diffusion von energiesparenden Technologien aus.

Neben der begrenzt wirksamen Ökosteuer sind in den letzten gut zehn Jahren zahlreiche weitere Instrumente zur Energieeinsparung bzw. Erhöhung der Energieeffizienz etabliert worden. Vorrangig handelte es sich um Maßnahmen ordnungsrechtlicher Art verbunden mit (zusätzlichen) Fördermaßnahmen. Bis heute typisch ist dabei, dass über das Ordnungsrecht ein Mindeststandard festgeschrieben wird, der zur langsamen Diffusion von umweltschonenden bzw. energiesparenden Technologien führt. Diverse genau definierte Förder- und Bonusregelungen aber auch Maßnahmen der Information und Beratung dienen darüber hinaus dazu, dass Technologien, die über den bestehenden Mindeststandard hinausgehen, sich schneller verbreiten und in den Markt eingeführt werden. Besonders zahlreich sind gleichzeitige und miteinander verkoppelte Maßnahmen und Instrumente im Gebäudesektor, der zudem im Neubau und Bestand zu untergliedern ist. In diesem Bereich ist außerdem die Förderung der Energieeffizienz zunehmend mit einer auf den Wärmemarkt gerichteten Förderung erneuerbarer Energien verknüpft. Trotz vielfältiger einzelner Maßnahmen ist im Gegensatz zu Erneuerbare-Energien-Politik von Energieeffizienzpolitik allerdings selten die Rede. Von einer Reihe von Umweltwissenschaftlern wurde jüngst gefordert, die Lücke zwischen ehrgeizigen Energieeinsparzielen und unzureichender bzw. ineffektiver Instrumentierung und Umsetzung beklagt (Pehnt et al., 2012).

Seit den späten 1990er Jahren sind in der Energie- und Klimapolitik die nationale und die europäische Politikfeldentwicklung im Sinne einer Mehrebenenpolitik zunehmend miteinander verflochten. Herzstück der europäischen Klimapolitik wurde der 2005 beginnende Emissionshandel. Erstmals wurde über ein länderübergreifendes und teilweise auch sektorübergreifendes klimapolitisches Instrument die Höhe der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen gedeckelt und zugleich ein Markt für Verschmutzungsrechte etabliert, auf dem sich ein Preis für Treibhausgase bzw. CO<sub>2</sub> bildet. Konstitutiv wurde die möglichst kosteneffiziente Emissionsvermeidung und der technologieoffene Ansatz, der auf dezentral wirkende Vermeidungsanreize setzt. Die wenig ambitionierte CO<sub>2</sub>-Obergrenze, der Mangel einer vorhersehbaren, längerfristigen Reduktionsverpflichtung und bestimmte Zuteilungs- und Ausgestaltungsregeln haben die Innovationswirkungen des Emissionshandels jedoch in der Anfangsphase in engen Grenzen gehalten.

Neben dem Klimaschutz und der dadurch ausgelösten politischen Dynamik in Deutschland - vor allem bei der Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz - hat die von der europäischen Politikebene ausgehende Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte die Rahmenbedingungen auf den Energiemarkten grundlegend verändert. Wesentlich in diesem Prozess war die Aufhebung der langfristigen Versorgungsverträge verbunden mit der Schaffung von Wettbewerb auf der Erzeugungs- und Vertriebsseite, die Gewährleistung von Wahlmöglichkeiten auf Kundenseite und die Neuregulierung des verbleibenden zu entflechtenden Monopolbereich auf der

Netzebene, insbesondere durch Vorgaben zur Netzentgeltbildung. Vor allem bei Erzeugung und Vertrieb sowie auf der Ebene der Energienachfrage konnten sich vielfältige organisatorische und technologische Innovationen etablieren (neue Stromtarife, IuK- Technologien, Contracting etc.). Begünstigt waren auch viele dezentrale Lösungen, insbesondere wenn diese von parallel greifenden Fördermechanismen (EEG, KWKG, kommunale Fördermaßnahmen etc.) profitieren konnten. Andererseits erschweren das unsichere Marktumfeld und unzureichende bzw. wenig verlässliche Signale der Energiemarkte und der Energiepolitik die Investitionen in langfristige neue Erzeugungskapazitäten, insbesondere kapitalintensive Investitionen. Auf der Netzebene konnte sich ein komplexes neues Regulierungsregime etablieren, das wesentlich auf die Gewährleistung des Zugangs zu und des Anschluss an privatwirtschaftlich betriebene Stromnetze sowie auf die Festlegung von „angemessenen“ Netzentgelten gerichtet ist.

Die in den 1990er Jahren einsetzende Verschmelzung von Umweltpolitik und Energiepolitik hat heute dazu geführt, dass Energiepolitik in wesentlichen Teilen energiebezogene Umweltpolitik ist. Auch klassische energiepolitische Fragen der Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit werden heute wesentlich vor dem Hintergrund umwelt- und klimapolitischer Ziele und insbesondere unter Bezugnahme auf die angestrebte Förderung erneuerbarer Energien diskutiert. Mit der forcierten Energiewende - insbesondere dem endgültigen Atomausstiegsbeschluss und dem anvisierten weiteren Ausbau erneuerbarer Energien - treten nun zunehmend Fragen der Stabilität des Energieversorgungssystems und der besseren Abstimmung von Energieangebot und -nachfrage in den Vordergrund. Das Spannungsfeld zwischen den energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit wird zugleich zunehmend virulent und zugleich in seinen wechselseitigen Bezügen schwer durchschaubar. Wichtige, wechselseitig voneinander abhängige Maßnahmen zur besseren Integration erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem betreffen Anpassungs- und Ausbaumaßnahmen auf der Netzebene, die Schaffung eines grenzüberschreitenden Energiemarktes, die Nutzung der Möglichkeiten der Energiespeicherung, die Flexibilisierung der Nachfrage und die Bereitzustellung von Reserve- und Ausgleichskapazitäten über konventioneller thermische Kraftwerke. Dabei ist im Gegensatz zu den 1970er und 1980er Jahren der Umbau des Energiesystems im Wesentlichen nicht durch ökonomische Zwänge oder die Verknappung von Energieträgern angetrieben, sondern vor allem vom politischen Willen angetrieben, künftige Risiken bezüglich des Klimawandels und der Versorgungssicherheit abzuwenden, deren Auswirkungen in der Regel für die Marktteilnehmer heute noch nicht konkret spürbar sind (Forschungsunion Wirtschaft und Wissenschaft, 2011).

Mit den deutlicher hervortretenden Spannungsfeldern hat sich auch das Konfliktpotenzial zwischen zentralen umwelt- und energiepolitischen Akteuren in den letzten 10-15 Jahren deutlich erhöht. Auf Bundesebene sind hier die Abstimmungsprobleme, Interessen- und Machtkonflikte zwischen Umwelt- und Wirtschaftsministerium zu nennen, die viele der in diesem Abschnitt aufgeführten Politikmaßnahmen „begleitet“ haben (näher dazu auch Lobo, 2011). Mit der zunehmenden Dezentralität der Energieversorgung einerseits und der wachsenden Bedeutung der europäischen und internationalen Ebene andererseits haben sich die Abstimmungserfordernisse zugleich vervielfacht.

Insgesamt ist es in der Energiepolitik bzw. energiebezogenen Umweltpolitik über die letzten Jahre und Jahrzehnte zu einer beträchtlichen Kumulation von Zielen und Instrumenten gekommen.<sup>84</sup> Die „Instrumenteninvasion“ (Hansjürgens, 2012) drückt sich darin aus, dass Politikinstrumente gerade in

---

<sup>84</sup> Diese Kumulationswirkung lässt sich quantitativ nur schwer fassen. Asendorf (2012) zitiert etwa einen Energietechniker der Allgäuer Überlandwerke mit der Aussage, dass es vor 15 Jahren ein Energiegesetz mit 19 Paragraphen gab, während es heute sieben Gesetze mit 306 Paragraphen sind.

diesem Politikfeld besonders langlebig sind und auch bei veränderten Rahmenbedingungen nur partiell angepasst bzw. aufeinander abgestimmt werden (z.B. Steinkohlesubventionierung trotz Energiemarktliberalisierung, EEG bei wachsenden energiewirtschaftlichen „Systemkonflikten“). Angesichts dieser Kumulationserscheinungen steigen die Effizienzrisiken (OECD, 2012a). Aus diesem Grund bietet sich eine nähere Betrachtung des Zusammenwirkens von Instrumenten und Zielen im „Policy-mix“ an.

### **3. Der Policy-mix von Innovationspolitik und Energie-/ Umweltpolitik: Allgemeiner Rahmen und Erkenntnisse aus der ökonomischen Theorie**

#### **3.1 Einleitung**

Ein Policy-mix kann als eine Kombination von Politikinstrumenten und -verfahren verstanden werden, die im Laufe der Zeit entstanden ist und ein oder mehrere politische Ziele verfolgt. Im Fokus der Policy-mix Literatur stehen die Interaktionen und die Interdependenzen zwischen verschiedenen Instrumenten und policy-outputs/Zielen und die Frage, ob bzw. wie dadurch letztlich die intendierten Politikergebnisse (policy-outcomes) erreicht werden.

Am häufigsten wird zwischen direkten und indirekten Interaktionen unterschieden. Erstere liegen vor, wenn sich zwei Politikmaßnahmen an denselben Adressaten wenden und dabei in ihren Zielsetzungen überlappen. Indirekte Interaktion liegt demgegenüber vor, wenn ein Adressat indirekt durch marktübliche Überwälzungsprozesse von einer Politik betroffen ist und zugleich direkt oder indirekt von einer ähnlichen Politikmaßnahme. Des Weiteren kann konzeptionell zwischen internen und externen Interaktionen unterschieden werden. Erstere betreffen Interaktionen innerhalb eines Politikfeldes. Im Vordergrund stehen hierbei in dieser Studie die Instrumentenkombinationen innerhalb der energiebezogenen Umweltpolitik, weniger diejenigen innerhalb der FuT-Politik. Externe Interaktionen beziehen sich auf politikfeldübergreifende Zusammenhänge. Von Interesse ist insbesondere das (instrumentelle) Zusammenwirken von Teilen der FuT-Politik mit Teilen der energiebezogenen Umweltpolitik bzw. der Bedarf einer ergänzenden FuT-Politik angesichts einer aus verschiedenen Gründen unzureichenden Umweltpolitik. Schließlich können positive und negative Interaktionen vorliegen. Die Elemente eines Policy-mix können sich also im positiven Sinne verstärken oder im negativen Sinne konterkarieren.

Der Terminus Policy-mix entstand ursprünglich in den 1960er Jahren, um das Zusammenspiel von Fiskal- und Geldpolitik zu beleuchten. Weitere Verbreitung hat das Konzept seit den 1990er Jahren im umweltpolitischen Kontext erfahren, wo insbesondere das Zusammenwirken von ordnungsrechtlichen mit ökonomischen Instrumenten der Umweltpolitik thematisiert wurde (erstmals vertieft Gawel, 1991 sowie OECD, 2007). Verstärkt aufgegriffen wurde die Thematik dann in der über die „traditionelle“ Umweltpolitik hinausreichenden Klimapolitik. Schwerpunkt der Diskussion ist die Interaktion zwischen „übergeordneten“ klimapolitischen Zielen und Instrumenten - insbesondere dem Emissionshandel - einerseits, und anderen Zielen und Instrumenten, die (potenziell) zum Klimaschutz beitragen (erstmals Sorrell et al., 2003). Wichtigste zu beantwortende Frage ist, ob diese anderen Ziele und Instrumente zweckmäßig und notwendig angesichts des Vorhandenseins übergreifender klimapolitischer Instrumentierung sind. Vor allem seit Beginn des neuen Jahrtausends hat der Terminus Policy-mix in den innovationspolitischen Diskurs Eingang gefunden, wobei u.a. auch auf die makroökonomische und umweltpolitische Diskussion Bezug genommen wurde (OECD, 2010; Flanagan et al., 2010; Rammer, 2007). In der Innovationspolitik spiegelt die einem Policy-mix beigemessene Bedeutung die weit verbreitete Erkenntnis wider, das politisch induzierte Innovationserfolge nicht mehr ausschließlich auf traditionelle FuT-Politik und ihr Instrumentarium (insbesondere direkte, angebotsorientierte Maßnahmen) zurückgreifen sollte, sondern instrumentell erweitert und vertieft werden muss (vgl. Kapitel 2.1.2, 2.1.3). Außerdem wird ein Policy-mix als notwendig angesehen, um der sich immer mehr abzeichnenden Verteilung nationalstaatlicher Macht- und Handlungskapazitäten gerecht zu werden (auf sub- und supranationale Akteure und Institutionen, aber auch auf quasi-staatliche und nicht-staatliche). Gegenüber den normativen Forderungen nach einem „angemessenen“, „ausgewogenen“ oder „effektiven“ Policy-mix in der Innovationspolitik hat

sich die Innovationsforschung dagegen vergleichsweise wenig darum bemüht, Zielkonflikte und Effizienzverluste in bestehenden Policy-mixes zu verdeutlichen (ebda., 2010). Eng verbunden damit ist auch ein Werturteil dergestalt, dass Innovationen nicht mehr nur ein (wichtiges) Mittel zur Erreichung der Ziele verschiedener staatlicher Politiken sein sollten, sondern selbst zum Ziel für verschiedene Politikfelder werden sollte. Damit wird jedoch die Forderung nach einem Policy-mix letztlich zu einem Synonym für Innovationspolitik und somit analytisch wertlos.

Um zu vermeiden, dass ein Policy-mix quasi inhärent als gut beurteilt wird, soll im Rahmen dieses Kapitel auf (theoretische) Argumente der Ökonomie eingegangen werden, die einen Policy-mix begründen können. Ebenso gibt es Begründungen dafür, das ein Policy-mix Schwächen, Redundanzen und Ineffizienzen zu Tage fördern kann. Die Bewertung des Policy-mix erfolgt anhand von Kriterien, die zunächst kurz skizziert werden. Häufig unterscheidet sich diese Bewertung nicht nur in Abhängigkeit von den zugrunde gelegten Bewertungskriterien, sondern auch dann, wenn nicht wie häufig der Fall einzelne Instrumente und Ziele betrachtet werden, sondern das Zusammenspiel mehrerer Instrumente und Ziele. Daher wird zunächst allgemein und in aller Kürze auf einige grundlegende Erkenntnisse aus der ökonomischen Theorie hingewiesen, die helfen können, dieses potenziell komplexe Zusammenspiel von Instrumenten und Zielen einzuordnen. Dabei geht es um Regulierungsüberlagerung und ihre Folgen einerseits, Marktversagenstatbestände im engeren und weiteren Sinne andererseits. Die zentralen Marktversagenstatbestände im Kontext der Energie-, Umwelt- und Innovationspolitik werden daraufhin näher beschrieben. Zugleich ergeben sich daraus erste Implikationen zur Koordination der Politiken. Genannt werden hierbei die wesentlichen Argumente zu Gunsten der Förderung von Umweltinnovationen. Damit sollen die Grundlagen für die genauere und kontextspezifischere Analyse im Kapitel 4 gelegt werden, in der die Versagenstatbestände und Unvollkommenheiten vor dem Hintergrund der Vorgaben der Energiewende und den Entwicklungen der energiebezogenen Umweltpolitik konkretisiert, ergänzt und zum Teil auch relativiert werden.

## **3.2 Grundlagen, Möglichkeiten und Schwierigkeiten der Bewertung von Policy-mixes**

### **3.2.1 Kriterien zur Bewertung von Politikmaßnahmen**

Die Beurteilung wirtschaftspolitischer Maßnahmen ist niemals vollständig objektivierbar. Um die Beurteilung zu strukturieren sowie transparent und vergleichbar zu machen, können jedoch Kriterien angegeben werden. Zwar ist auch die Auswahl der Kriterien selbst und damit auch das Ergebnis der Beurteilung subjektiv, sie beruht jedoch auf gewissen Konventionen und ist insofern zumindest nicht vollends beliebig (vgl. Gupta et al., 2007; Verbruggen, 2011; Mitchell et al., 2011; del Rio, 2012).

Die Beurteilung von Politikmaßnahmen nimmt ihren Ausgangspunkt i.d.R. bei bestimmten Zielen, die mit einem bestimmten politischen Eingriff in den Markt verfolgt werden. Grundlegend ist zunächst die Frage, ob und in welchem Maße dieser Eingriff zur Erreichung der Ziele geeignet ist (Kriterium der Effektivität). Im breiteren umweltpolitischen Kontext wird Effektivität oft als ökologische Treffsicherheit (oder Inzidenz) bezeichnet und stellt primär darauf ab, ob ein umweltpolitisches Instrument einen (vorgegebenen) Emissionstandard bzw. -zielwert für eine Region in einem bestimmten Zeitraum sicher erreichen kann (Endres, 1994).

Im Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energien wird diese Eignung vor allem in dem tatsächlich induzierten Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemessen (del Rio, 2007). Bezogen auf die Technologieförderung wird Effektivität oft eher qualitativ an der erreichten Diversität an erfolgreichen Technologien festgemacht (z.B. der Breite des Portfolios an (erneuerbaren)

Energietechnologien). Effektivität kann grundsätzlich oder einzelfallbezogen sowie lang- und kurzfristig bzw. statisch und dynamisch sein. Gerade im klimapolitischen Kontext wurde darauf hingewiesen, dass eine zu enge oder kurzfristige Interpretation von Effektivität die Erreichung grundlegenderer und langfristiger Ziele unterminieren kann (Verbruggen, 2011). Ein Beispiel dafür sind sog. Rebound-Effekte, deren Auftreten die ursprüngliche, sicher geglaubte Zielerreichung infrage stellen können.<sup>85</sup> Allerdings können mit der Klimapolitik auch zusätzliche Nutzen (sog. ancillary benefits) einhergehen.

Aus ökonomischer Sicht wesentlich ist das Effizienzkriterium, das allgemein auf das Verhältnis zwischen Politikergebnissen (outcomes) zu Politikinputs abstellt. Eher als beim Kriterium der Effektivität ist hier eine Unterteilung in statische und dynamische Effizienz üblich.

Statische Effizienz ist auf einen Zeitpunkt bezogen. Im umweltpolitischen Kontext wird dabei entweder auf den Vergleich der induzierten (Grenz-)Umweltnutzen (und ggf. anderer unkompenasierter Nutzen) in Form vermiedener Externalitäten zu den (Grenz-)Kosten abgestellt, um eine optimale Politik abzuleiten. Ein derartiger Ansatz gibt auch Hinweise für die Formulierung politischer Ziele, ist allerdings durch die erforderliche Monetarisierung auf der Nutzensseite (oder analog die Bestimmung der sozialen Kosten) schwer zu realisieren. Verbreiteter ist der (komplementäre) Ansatz der Kosteneffizienz. Beurteilt wird hierbei, wie ein zuvor definiertes Ziel durch die Emittenten zu minimalen Kosten erreicht werden kann. Dies ist bei Gleichheit der Grenzvermeidungskosten zwischen den Emittenten gegeben und kann idealtypischerweise über marktbaserte Instrumente wie Steuern und Zertifikate erreicht werden. Bei einer hohen Heterogenität und Vielfalt an Emissionsquellen bzw. emissionsverursachenden Aktivitäten kann c.p. ein hohes Maß an Kosteneffizienz gewährleistet werden. Neben diesen unmittelbaren Kosten sind jedoch Kontroll- und Transaktionskosten für den Staat und die Firmen zu berücksichtigen (z.B. Implementationskosten bei Einführung neuer Instrumente). Ebenso können in Abhängigkeit von den verwendeten Politikinstrumenten und ihrem Design Kosten aus fiskalischen Interaktionen entstehen, insbesondere Interaktionen zwischen emissionssenkenden Politiken und Verzerrungen auf Arbeits- und Kapitalmärkten.

Das Kriterium der statischen Effizienz kann im Prinzip nicht nur auf die Erreichung eines Emissionsminderungsziels, sondern auch auf die Realisierung eines anderen politischen Ziels (wie dem Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch) bezogen werden.<sup>86</sup>

Dynamische Effizienz ist auf zukünftige Perioden bezogen und zielt auf Veränderungen über die Zeit bzw. im weiteren Sinne auf die Erweiterung zukünftiger Wahlmöglichkeiten (adaptive Effizienz, North, 1990). Primär sind dabei Anreize zu kontinuierlichen technologischen Veränderungen. Im neoklassisch umweltökonomischen Kontext ist dabei der Anreiz gemeint, neue Technologien zur Emissionsvermeidung zu entwickeln und einzusetzen, wenn diese mit längerfristig geringeren Kosten zur Zielerreichung verbunden sind als die Vermeidung im Rahmen heutiger Technologien. Anders ausgedrückt wird auf die Fähigkeit eines Politikinstruments abgestellt, kontinuierliche Kostensenkungen über Innovations- und Diffusionsprozesse anzureizen, die wiederum längerfristige Umweltziele zu niedrigeren Kosten erreichen können (del Rio, 2007).

Im Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energie definiert del Rio (2012) dynamische Effizienz als die Fähigkeit eines Politikinstruments, kontinuierliche Anreize zu technologischen Verbesserungen

---

<sup>85</sup> Diese Effekte bezeichnen die zusätzliche Nachfrage nach Energiedienstleistungen durch realisierte Effizienzverbesserungen oder indirekt durch eine Erhöhung des Realeinkommens von Haushalten.

<sup>86</sup> Zur Problematisierung des „Erneuerbare-Energien Ziels“ vgl. Kapitel 3.2.2, 4.1.

und zu Kostensenkungen in bestehenden erneuerbaren Energietechnologien zu induzieren, die weitere Entwicklung neuer Technologien im Prozess des technologischen Fortschritts zu ermöglichen und erneuerbare Energietechnologien mit unterschiedlichem Reifegrad zu fördern. Im Sinne dynamischer Effizienz sollten Verbesserungen angereizt werden, um CO<sub>2</sub>-Vermeidungsziele und „Erneuerbare-Energien-Ziele“ in der Zukunft zu niedrigeren Kosten erreichen zu können. Del Rio (2012) weist darauf hin, dass dynamische Effizienz aus langfristiger und globaler Perspektive wesentlich,<sup>87</sup> aus der Perspektive einzelner nationaler Regierungen aber weniger eindeutig ist. Dies liegt an der zeitlichen Asymmetrie von vorwiegend kurzfristigen Kosten und vorwiegend langfristigen Nutzen, der Trittbrettfahrerproblematik bei der Bereitstellung des öffentlichen Gutes Klimaschutz und den von einzelnen Ländern nur schwierig anzueignenden Spill-over des technischen Fortschritts (Kapitel 3.3). Hinzu kommen auch die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen der einzelnen Länder im Hinblick auf erneuerbare Energien (z.B. unterschiedliches Ressourcenpotenzial).

Die Beurteilung der dynamischen Effizienz wird dadurch erschwert, dass sie mehrere Dimensionen aufweist, die von den theoretischen Erklärungsansätzen unterschiedlich gewichtet werden. Vom Innovationssystemansatz wird die Bedeutung von Vielfalt (Akteure, Technologien) und der Schaffung von Märkten (insbesondere Nischenmärkten, aber auch Brückennörpern) angesichts systemischer Barrieren und daraus resultierender lock-in Effekte eine zentrale Stellung eingeräumt (vgl. auch Kapitel 3.3). Im neoklassischen Ansatz spielen Kostengesichtspunkte und Mechanismen zur Kostensenkung (insbesondere über den Wettbewerb) eine tragende Rolle. In beiden Ansätzen wird auch der Stellenwert von privater FuE und technologischem Lernen als wesentliche Vorbedingung für Innovationen unterschiedlich stark betont.

Statische Kosteneffizienz und dynamische Effizienz können sich ergänzen, aber auch in Konflikt zueinander geraten. Dass sie sich ergänzen lässt sich – insbesondere unter idealisierten Modellbedingungen – umweltökonomisch relativ leicht zeigen (Endres, 2009). Im Idealfall werden zwei Fliegen mit einer Klappe geschlagen, wenn eine mehrperiodige und der Politik als bekannt unterstellte aggregierte Kostenfunktion (Vermeidungskosten und Investitionskosten in den technischen Fortschritt) minimiert wird und simultan die optimale Investition in den umwelttechnischen Fortschritt angereizt wird. Eine separate ökologische Technologiepolitik ist dann nicht erforderlich bzw. ihre Existenz wäre effizienzmindernd. Vielmehr können umweltpolitische Instrumente so ausgestaltet werden, dass sie die „richtige“ Emissionsvermeidung und das „richtige“ Maß des umwelttechnischen Fortschritts induzieren (intertemporale Effizienz). Jenseits dieser idealisierten Sicht kann die Beachtung statischer Kosteneffizienz zumindest den „optimalen“ Einsatz volkswirtschaftlicher Ressourcen bei gegebenen Zielvorgaben gewährleisten und damit indirekt volkswirtschaftliche Ressourcen für die Zukunft schonen. Andererseits können verschiedene Konflikte zwischen statischer und dynamischer Effizienz auftreten, wenn von idealisierten Modellgegebenheiten abgewichen wird und verschiedene Restriktionen einem optimalen Instrumenteneinsatz entgegenstehen (vgl. z.B. Kapitel 4.1.1 oder 4.2.2.2.3). Erforderlich ist dann eine Abwägung zwischen statischen (dynamischen) Effizienzverlusten und dynamischen (statischen) Effizienzgewinnen.

Neben Effektivität und Effizienz sind Verteilungs- und Gerechtigkeitserwägungen sowie Fragen der institutionellen und politischen Machbarkeit weitere Beurteilungskriterien. Das Kriterium der Verteilung zielt auf die Inzidenz und die Distributionsfolgen einer Politik unter den Dimensionen der Fairness und Gerechtigkeit. Es kann untersucht werden, in dem die Verteilung der Kosten und Nutzen

---

<sup>87</sup> Dynamische Effizienz wird hier oft auch als wichtiger als statische Effizienz angesehen (z.B. Verbruggen, 2011).

einer Politikmaßnahme auf verschiedene Bevölkerungsgruppen bzw. Akteure betrachtet wird oder das Ausmaß der Beteiligung von Anspruchsgruppen (stakeholder) am politischen Prozess beleuchtet wird.

Das Kriterium der institutionellen und politischen Machbarkeit geht darauf ein, inwieweit eine Politikmaßnahme als rechtmäßig, legitim und akzeptabel angesehen wird und inwieweit mit einer Übernahme bzw. Implementation zu rechnen ist. Eine wichtige Restriktion stellt die Konformität mit dem Rechtssystem dar. Darüber hinaus zielt das Kriterium auf die gesellschaftliche Akzeptanz. Ebenso richtet es den Blick auf die vorherrschenden politischen Realitäten, unter denen Politikmaßnahmen bzw. Reformvorschläge umgesetzt werden müssen (Anschlussfähigkeit). Die Chancen der Umsetzung können sich insbesondere über die Zeit verändern.

Die Evaluierung von Politikmaßnahmen fällt umso schwerer, je mehr Kriterien gleichzeitig berücksichtigt werden sollen. Sie ist auch umso problematischer, je dehnbarer das zugrundegelegte Kriterium ausgelegt werden kann. So ließe sich das Kriterium der politischen Machbarkeit im Extremfall so weit interpretieren, dass jeder politische Status Quo gerechtfertigt werden könnte und damit jede politische Neuerung ausgeschlossen würde.

Das schwerpunktmäßig in nachfolgenden Kapiteln zugrundegelegte Bewertungskriterium ist das der statischen und dynamischen Effizienz. Es knüpft damit an die Darstellung in Kapitel 2 an, in dem neben einer Beschreibung der Entwicklung von Politikinstrumenten und -zielen Aussagen zur Effektivität der Politikmaßnahmen eingeflossen sind. Das Kriterium der politischen und institutionellen Machbarkeit lenkt den Blick auf die Voraussetzungen der erfolgreichen Implementation von gegebenenfalls zu reformierenden Politikmaßnahmen ausgehend vom Status quo. Die Berücksichtigung dieses Kriteriums ist wesentlich, um überhaupt durchsetzungsfähige Politikvorschläge unterbreiten zu können. Es engt zugleich den Raum effizienzverbessernder Politikmaßnahmen ein. Das Kriterium der Verteilung wird im folgenden eher am Rande berücksichtigt.

### **3.2.2 Policy-mixes und ökonomische Theorie**

Die Frage, wie Politikmaßnahmen ausgestaltet werden können, damit Synergien zwischen Politiken realisiert und Widersprüche vermieden werden können, ist in der (älteren) ökonomischen Theorie der Wirtschaftspolitik scheinbar eindeutig. Nach der Tinbergen-Regel sollten mindestens so viele Instrumente genutzt wie politische Ziele gesetzt werden, um Zielkonflikte modellhaft darstellen und eine optimale Lösung generieren zu können (Tinbergen, 1952). Idealtypisch sollte also zum Beispiel ein eindeutiges und klar definiertes innovationspolitisches Ziel (z.B. Anteil von FuE-Ausgaben am BIP) mit einem innovationspolitischen Instrument verfolgt werden, ein anderes, zum Beispiel klimapolitisches Ziel (z.B. prozentuale Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen) mit einem klimapolitischen Instrument. Anders ausgedrückt sollte ein einzelnes Ziel am besten mit einem Instrument korrigiert werden, mehrere Ziele dagegen mit mehreren Instrumenten. Existieren mehr Ziele als Instrumente werden die Ziele - wenn sie nicht gänzlich gleichgerichtet bzw. voneinander unabhängig sind – zueinander inkompatibel. Das Ziel-Mittel-System ist überbestimmt. Existieren mehr Instrumente als Ziele entstehen Redundanzen, d.h. ein Instrument kann an der Stelle eines anderen oder einer Kombination anderer Instrumente genutzt werden. Häufig entstehen durch diese Überlappungen Zusatzkosten.

Die Tinbergen-Regel kann allerdings aufgrund vielfältiger an sie gestellter Voraussetzungen und Abgrenzungsprobleme nicht mechanisch angewendet werden. Unklar ist insbesondere, welche Ziele gemeint sind und ob sie – über den Einsatz von Instrumenten – verfolgt werden sollen. Schließlich

lassen sich theoretisch unendlich viele Ziele definieren. Im Folgenden sind daher politische Ziele im Kontext dieser Untersuchung aufzugreifen und Ihre Begründbarkeit und Legitimität im Lichte der ökonomischen Theorie zu verdeutlichen.<sup>88</sup> Festzuhalten bleibt an dieser Stelle, dass die Tinbergen-Regel zumindest ein erster Orientierungspunkt für die Arbeitsteilung zwischen verschiedenen Politiken ist.

Der zentrale von der neoklassischen Ökonomie betonte Grund für Politikmaßnahmen liegt im Vorliegen eines sog. Marktversagens. Dies sind Bedingungen, unter denen Markttransaktionen nicht zu einer effizienten Ressourcenallokation führen und die Wohlfahrt erhöhen (Pareto-Kriterium). In den meisten Fällen wird dieses Marktversagen als Externalität konzeptionell erfasst. In einer zweitbesten Welt, also in einer Situation, in der Abweichung von einem idealtypischen allgemeinen marktlichen Gleichgewichtssystem vorliegen und die Implementation von Politikmaßnahmen sich ein oder mehreren Beschränkungen gegenübersehen, kann ein Policy-mix effizienter sein als einzelne Politikmaßnahmen (Bennear und Stavins, 2007). Zugleich kann unter diesen Gegebenheiten die Koordination von Politikmaßnahmen geboten sein.

Bevor im folgenden auf die im Kontext dieser Untersuchung zentralen Marktversagenstatbestände eingegangen wird, sollte allerdings betont werden, dass das Konzept des Marktversagens selbst problematisch sein kann. Zum einen könnte man geneigt sein, Marktversagen in der realen Welt als allgegenwärtig anzusehen und daraus politischen Interventionsbedarf auf breiter Front abzuleiten. Es kann zwar im konkreten Fall durchaus gute Gründe geben, Versagenstatbestände weiter - etwa im Sinne von Systemversagen - zu fassen (Twomey, 2012; im Innovationskontext Foxon und Andersen, 2009). Zu bedenken ist jedoch, dass private Arrangements u.U. auch (Markt-)Versagenstatbestände korrigieren können. Ebenso gilt es zu beachten, dass Politikmaßnahmen nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen und selten perfekt implementiert werden. Vielmehr ist auch die Politikimplementation mit Transaktionskosten verbunden oder sieht sich bestimmten Barrieren gegenüber („Politikversagen“). Daraus lässt sich ableiten, dass Politikmaßnahmen nur vorteilhaft sind, wenn der Wert (d.h. die Nutzen abzüglich der Kosten) der Politikintervention (Internalisierung) inklusive der Transaktionskosten positiv ist und dieser Nettowert größer ist, wenn staatliche Maßnahmen im Gegensatz zu privaten Lösungen ergriffen werden (Dahlmann, 1979). Insbesondere unter Effizienzgesichtspunkten können politische Interventionen - selbst wenn sie prinzipiell auf Marktversagenstatbestände gerichtet sind - unter den Bedingungen der Realität wohlfahrtmindernd sein (sog. Nirvana-Trugschluss, Demsetz, 1969). Sie können also im Hinblick auf das zu lösende Problem zu teuer sein oder mit anderen unerwünschten Nebenwirkungen einhergehen. Zusätzliche Politikmaßnahmen können auch unangebracht sein, wenn Versagenstatbestände eng miteinander korreliert sind und bisherige Maßnahmen hinreichend genau andere Formen von Marktversagen oder andere Barrieren korrigieren. In diesem Sinne kann auch ein Policy-mix *im konkreten Fall* unangebracht sein.

Dennoch ist aus diesen Erwägungen heraus ein Policy-mix *tendenziell* dann vorteilhaft, wenn Märkte bzw. präziser private Governance- Strukturen (in Form von Märkte, Firmen oder Verhandlungslösungen) versagen und sich diese Versagenstatbestände gegenseitig verstärken. Ebenso lässt sich ein Policy-mix tendenziell dann begründen, wenn einzelne (erstbeste) Politikmaßnahmen wegen hoher Transaktionskosten bzw. Barrieren nicht (perfekt) implementiert werden können. Unter

---

<sup>88</sup> Vor allem in der in Deutschland fest verankerten ordoliberalen Schule ist im Rahmen des sog. Legitimationspostulats gefordert worden, dass politische Ziele ökonomisch begründbar sein müssen und nicht einfach alles dem „politischen Willen“ überlassen werden kann (z.B. Grossekettler, 1991). Eine eindeutige und immer gültige Trennlinie zwischen legitimen und illegitimen politischen Zielen kann aus der ökonomischen Theorie zwar nicht gezogen werden. Sie bietet aber dennoch eine wichtige Orientierungshilfe.

Umständen kann ein Policy-mix schließlich auch bei nur einer Externalität ökonomisch gerechtfertigt werden, wenn die optimale Einführung eines einzelnen Instrumentes prohibitiv hohe Transaktionskosten mit sich bringen würde (Lehmann, 2010). Ebenso ist denkbar, dass aufgrund bestimmter Barrieren – oft im möglichen Design von Instrumenten durch die Politik – nur bestimmte Zielgruppen mit einem Instrument angesprochen werden können, die für die Externalität verantwortlich sind (Duval, 2008). Zusätzliche Instrumente wären dann auf andere Zielgruppen zu richten, die auch Externalitäten generieren.

In allen Fällen ist denkbar, dass Marktversagenstatbestände einem anderen zeitlichen Muster folgen als die (einzelnen) Politikmaßnahmen (Gillingham und Sweeney, 2010). Idealerweise sollte das zeitliche Muster der Politikintervention an das zeitliche Muster des Versagenstatbestandes angepasst werden. Damit ergeben sich nicht nur gute Gründe für die Koordination von Politikmaßnahmen, sondern auch für deren zeitliche - und räumliche - Abstimmung.

Marktversagenstatbestände können auch unterschiedlich breit wirken. Wenn ein Marktversagen viele Märkte und Technologien betrifft, ist es c.p. effizienter dieses in seiner Breite zu adressieren und Politikmaßnahmen nicht nur auf einzelne Märkte bzw. Technologien zu richten.

Eine besondere Schwierigkeit ergibt sich angesichts von Versagenstatbeständen, die schwer zu erfassen und zu quantifizieren sind. Hier besteht die Gefahr, sie entweder zu vernachlässigen oder sie überzubetonen. Werden sie vernachlässigt, werden möglicherweise wichtige realweltliche Phänomene ausgeblendet. Werden Sie überbetont, werden im Extremfall ungünstige Anreizkonstellationen jeglicher Art zum Anlass für Politikinterventionen genommen. So sind zum Beispiel hohe Kosten für Einsatz und Verbreitung erneuerbarer Energien eine Marktbarriere, aber aus ökonomischer Sicht allein deshalb noch kein Grund für den Eingriff in den Markt. Vielmehr bedarf es einer genaueren Begründung der zu Grunde liegenden (Markt-)Versagenstatbestände und Unvollkommenheiten.

Ähnlich schwierig ist es, mit Abweichungen umzugehen, die im Lichte der oben zitierten Theorie des Zweitbesten als politische Beschränkungen bezeichnet werden können. Sie können jeweils unterschiedlich interpretiert werden und unterschiedliche Schlussfolgerungen nahelegen. Eine - mit unter extreme - Variante besteht darin, einen Policy-mix als Ausdruck des Politikversagens zu bezeichnen. So können politische Entscheidungen etwa stark von Lobbyinteressen, politischer Symbolik oder administrativen Vorlieben und Rigiditäten geprägt sein. Politikempfehlungen werden dann manchmal nur dahingehend formuliert, den bestehenden Policy-mix „irgendwie“ abzuschaffen. Ebenso finden sich Vorschläge, die an den politökonomischen Gegebenheiten ansetzen und oft über das konkrete Politikproblem weit hinausreichen und nicht selten mit anderen gravierenden Nachteilen einhergehen können (z.B. Delegation von Kompetenzen, Regelbindung etc.). Andererseits erscheinen politische Beschränkungen in manchen Analysen und Studien in einem deutlich positiveren Licht. So kann ein Policy-mix zunächst dazu beitragen, das Design bestehender Instrumente zu verbessern (Sorrell und Sijm, 2003). Darüber hinaus sind positivere Bewertungen typisch, wenn neben dem ökonomischen Effizienzanliegen andere Kriterien für die Beurteilung von Politikmaßnahmen bzw. eines Policy-mix herangezogen werden. Vor allem unter dem Blickwinkel der politischen und administrativen Machbarkeit werden Argumente für einen Policy-mix vorgebracht. So können zusätzliche Instrumente etwa dazu beitragen, die Unterstützung wichtiger Stakeholder zu gewährleisten. Ebenso kann ein existierender Policy-mix aufgrund „politischer Transaktionskosten“ und politischer Pfadabhängigkeiten unter Umständen realistischerweise nicht oder nicht kurzfristig abgeschafft oder reformiert werden. Aus ökonomischer Sicht ist es dann jedoch geboten, mögliche Effizienzverluste derartiger Instrumentenkombinationen transparent zu machen, insbesondere in Form höherer (versteckter) Kosten. Ebenso ist von Interesse, ob und wie Instrumentenkombinationen im

Sinne des Effizienzanliegens - und nicht nur im Sinne wichtiger Stakeholder - optimiert bzw. verbessert werden können.

Eine besondere Rolle spielen schließlich noch „Beschränkungen“ in Form politischer Zielsetzungen. Aus politischer Sicht ist es häufig attraktiv bzw. üblich der oben genannten Tinbergen-Regel nicht zu folgen, d.h. mit einem Instrument oder einer Maßnahme mehrere Ziele zu verfolgen. Ähnlich beliebt ist es mitunter, eine Vielzahl von (Unter-) Zielen zu nennen und zu verfolgen, obwohl diese zumindest teilweise auf ein gemeinsames (Ober-)Ziel hin ausgerichtet sind. Erschwerend kommt hinzu, dass politische Ziele oft vage und mehrdeutig formuliert werden und damit schwer überprüfbar sind. Der Politik erlaubt ein derartiges Vorgehen die Ergebnisse ihrer Tätigkeit flexibel zu interpretieren und zu bewerten. Zusätzlich ist es gerade im energie- und klimapolitischen Kontext „in Mode gekommen“, die Zahl der Ziele selbst zu vervielfachen (vgl. Kapitel 2.2). Schließlich fällt es auch zunehmend schwer, bestehenden Ziel-Mittel-Kombinationen eindeutig Entscheidungs- und Verantwortungsträgern im (europäischen) Mehrebenensystem zuzuweisen.

Der Ökonom steht damit zwangsläufig vor schwierigen Aufgaben. Ökonomisch sollten Ziele nicht nur klar benannt und die „wahren“ Zielen möglichst genau rekonstruiert werden. Gefragt werden sollte insbesondere wie gut die Ziele vor dem Hintergrund einer marktwirtschaftlichen Ordnung Versagenstatbestände und Unvollkommenheiten von Märkten adressieren. Im Vordergrund stehen dabei die zentralen Marktversagenstatbestände, während andere Unvollkommenheiten und Barrieren nicht ohne weiteres bzw. nur unter bestimmten Bedingungen politisches Eingreifen verlangen. Bei Vorliegen mehrerer (gerechtfertigter) Ziele ist zu fragen, inwiefern sie sich gegenseitig ergänzen oder kontrarieren oder unabhängig voneinander sind. Instrumente, welche andere akzeptierte Ziele der (Wirtschafts-)politik weniger stark tangieren, fügen sich besser in das Gesamtkonzept der (Wirtschafts-)politik ein und sind solchen mit stärkeren Wechselbeziehungen tendenziell vorzuziehen.

Zu klären ist ebenso, ob die Ziele auf einer Ebene liegen oder eher ein Ziel zur Erreichung eines anderen beiträgt und damit instrumentellen Charakter hat. Die „Aufwertung“ eines Instruments zu einem weniger gut begründbaren Ziel kann dazu beitragen, falsche Prioritäten zu setzen und Verzerrungen zu induzieren. Behandelt man (gedanklich) ökonomisch nicht begründbare bzw. zweifelhafte Ziele - wie die oft kritisierte EU- Vorgabe nach 20-prozentigem Anteil regenerativer Energien am Endenergieverbrauch - als Instrumente zur Erreichung übergeordneter und begründbarer Ziele - also die „Förderung“ erneuerbarer Energien als Instrument zur Erreichung von CO<sub>2</sub>-Minderungszielen – ist das nicht begründbare Ziel entweder überflüssig oder mit zusätzlichen Kosten verbunden. Es ist überflüssig, wenn das übergeordnete Ziel anderweitig kosteneffizient erreicht wird. Und es führt zu zusätzlichen Kosten, wenn es bindend wird und von einer kosteneffizienten Lösung wegführt (Böhringer und Rosendahl, 2011a). In einem Mix von Instrumenten mit mehreren Zielsetzungen können also leicht Effizienzverluste in einer von den Instrumenten gemeinsam verfolgten Zieldimension auftreten.

Zu fragen ist dann allerdings, ob diese Effizienzverluste bzw. zusätzlichen Kosten dadurch aufgewogen werden, dass zu anderen begründbaren Zielen auf effiziente Weise beigetragen wird. Idealerweise sollten dabei die (Grenz-)Nutzen des Beitrags zu anderen Zielen die (Grenz-)Kosten der Regulierungsüberlagerung in der erstgenannten Zieldimension übersteigen. Ist dies nicht möglich, könnte man die gegebenen politischen Ziele akzeptieren und gewisse (statische) Effizienzverluste hinnehmen, aber zumindest dafür Sorge tragen, dass die anderen Ziele möglichst effizient erreicht werden.

### **3.3 Zur allgemeinen Begründung von Policy-mixes bei Umweltinnovationen**

In der neoklassischen Ökonomie wird konkreter begründet, warum ein Policy-mix zur Stimulierung von umwelttechnologischem Fortschritt bzw. Umweltinnovationen notwendig ist. Ausgangspunkt ist die Feststellung, dass Umweltinnovationen sich gegenüber anderen Innovationen einem doppelten Marktversagen gegenübersehen (Rennings, 2000; Jaffe, Newell und Stavins, 2005). Ein erstes Marktversagen besteht darin, dass Wissen mit positiven Externalitäten verbunden ist und damit den Charakter eines öffentlichen Gutes hat. Grundlegend ist die Tatsache, dass sich der Nutzen von Innovationen und insbesondere von Erfindungen - trotz eines gewissen, aber letztlich meist partiellen Patentschutzes und anderer, meistens auch unzureichender Schutzmechanismen - sich nicht hinreichend privat aneignen lässt. Es treten nicht-kompensierte Wissensspillover auf. Folge dieser Spillover ist eine Unterinvestition in die Wissensproduktion und die Forschung und Entwicklung (gegenüber dem sozialen Optimum).<sup>89</sup> Typischerweise sind die sozialen Grenzerträge der Forschung um den Faktor 3-5 höher als die privaten Grenzerträge, insbesondere in frühen Phasen der Forschung (Popp, 2010). Das zweite Marktversagen besteht im Vorliegen negativer externer Effekte im Umweltbereich. Weil Umweltverschmutzung vom Markt nicht (hinreichend) bepreist wird, bestehen für Firmen und Konsumenten keine (ausreichenden) Anreize zur Reduktion von Umweltbelastungen (Emissionen). Ohne Internalisierung externer Effekte bzw. ohne dass Preise die sozialen Erträge aller Ressourcen widerspiegeln, wird - außer im Falle signifikanter privater Nutzen (wie z.T. bei Energieeffizienzmaßnahmen) - der Markt für emissionsreduzierende Technologien begrenzt sein. Dass die sozialen Kosten des Klimawandels die privaten Kosten bei weitem übersteigen, wurde von Stern (2007) als größtes Marktversagen überhaupt bezeichnet. Aufgrund der Schwierigkeiten bei der Erfassung und Monetarisierung externer Umwelteffekte wird in der Praxis statt eines Ziele und Mittel simultan optimierenden Internalisierungsansatzes (im Sinne einer sozialen Wohlfahrtmaximierung) häufig der sog. Standard-Preis-Ansatz zu Grunde gelegt (Baumol und Oates, 1975). Außerökonomisch bzw. exogen gesetzte Umweltqualitäts- und Umwelthandlungsziele approximieren das zu Grunde liegende Marktversagen.

Angesichts dieser doppelten Externalität lässt sich zunächst eine grobe Aufgabenteilung zwischen Umweltpolitik/Klimapolitik einerseits und Innovationspolitik andererseits ableiten, um Umweltinnovationen zu stimulieren. Da Wissensspillover weitgehend ein technologieübergreifendes Phänomen darstellen, können innovationspolitische Maßnahmen unspezifisch ausgestaltet werden und das Ziel verfolgen, die allgemeine Innovationsrate bzw. -häufigkeit zu erhöhen. Die unspezifische Ausgestaltung hat dabei tendenziell den Vorteil, dass sie kosteneffiziente Problemlösungen unterstützt, statt sich von vornherein auf die Förderung bestimmter Verfahren zur Problemlösung festzulegen. Zu denken ist hierbei an den Patentschutz, Steuervergünstigungen für FuE und/oder Ausgaben für die mit besonders hohen Spillovers behaftete und geringem crowding-out von privaten FuE- Bemühungen verbundene Grundlagenforschung (Popp, 2010). Zudem ist öffentlich finanzierte FuE vor allem dann besonders hilfreich, wenn Forschung nur langfristige Erträge abzuwerfen verspricht, aber zugleich fundamentale Unsicherheit privater Marktteilnehmer von Investitionen abhängt. Hohe Spillover sind insbesondere bei FuE zu Gunsten von Infrastrukturgütern (z.B. Stromübertragungsnetze) plausibel, die eine Voraussetzung für den Einsatz vieler anderer Technologien sind.

Die Internalisierung externer Effekte über die Umweltpolitik würde indirekt, aber technologienneutral die Innovationsrichtung beeinflussen. Die Benachteiligung vergleichsweise teurer, die Umwelt

---

<sup>89</sup> Theoretisch lässt sich zwar auch eine Überinvestition in FuE begründen, weil damit die Möglichkeit besteht, Konkurrenten auf ähnlichen Produktmärkten zukünftige Forschungserträge zu „stehlen“. Empirische Studien zeigen jedoch, dass Wissensspillover bedeutender sind als Produktmarktrivalitäten (Bloom et al., 2007).

schützender und ggf. Ressourcen schonender Innovationen würde auf diese Weise abgebaut. Bevorzugt werden sollten dann entsprechend der Hypothese induzierter Innovationen umweltpolitische Instrumente eingesetzt werden, die einen vollständigen und kontinuierlichen Anreiz zur Emissionsminderung setzen und den Marktmechanismus bei der Technologieauswahl nutzen (“carbon pricing”, Fischer, 2008; Requate, 2005; Jaffe, Newell und Stavins, 2002). Der Marktmechanismus gewährleistet dabei im Prinzip, das CO<sub>2</sub>-mindernde Technologien ausgewählt werden, die auch tatsächlich nachgefragt werden, und dass die Vielfalt der Optionen zur CO<sub>2</sub>-Minderung genutzt wird (Fischer et al., 2012).

Bereits diese grobe Aufgabenteilung der Politiken erfordert eine Abstimmung aufgrund von Wirkungsinterdependenzen. So induzieren ökonomische Instrumente der Umweltpolitik umwelttechnologischen Fortschritt, der indirekt auch durch die allgemeine FuT-Politik angeregt wird. Je besser es gelingt, über FuT-Politiken (auch im Umweltbereich wirksame) Spillover zu internalisieren, zugleich aber die positiven Wirkungen dieser Spillover zu gewährleisten, desto eher sinken auch die Kosten bei der Internalisierung von Umweltexternalitäten. Inwieweit der umwelttechnologische Fortschritt jeweils über diese beiden Kanäle stimuliert wird, ist letztlich eine empirische Frage. Verschiedene Analysen legen nahe, dass Spillover im Umweltbereich vor allem angesichts längerfristiger Innovationspotenziale und zugleich träger Anpassungsprozesse erheblich sind und nicht einfach durch Umweltsteuern oder Zertifikate erschlossen werden können (Grubb et al., 1995; Grubb und Ulph, 2002). Nach Schätzungen von Grubb et al. (1995) mit einem einfachen und stilisierten weltweiten Optimierungsmodell können die Kostenvorteile einer Innovations- und Diffusionsprozesse direkt stimulierenden Politik bis zu siebenmal so groß sein wie die Kostenvorteile einer Politik, die über Steuern oder Zertifikate vor allem kurzfristige Emissionen reduziert. Unstrittig ist in der theoretischen Literatur, dass Emissionsvermeidungspolitiken sehr wahrscheinlich unzureichend bzw. zu teuer sind, um FuE-Spillovers zu internalisieren, wenn nicht gleichzeitig eine direkte bzw. fokussierte Forschungs- und Innovationspolitik greift (Parry, 1995).

Die oben skizzierte Aufgabenteilung zwischen Innovations- und Umweltpolitik wird allerdings zunehmend als zu unpräzise und unzureichend gesehen. Im Ergebnis wird für eine spezifischere Umweltinnovationspolitik plädiert:

In der innovationsökonomischen Literatur ist über die Jahrzehnte das Verständnis dafür gereift, dass Innovationsraten und -richtungen sowohl von wissenschaftlich-technologischen Fortschritten (science and technology push) als auch von der Marktnachfrage (demand pull) bestimmt werden und das simultane und kumulative Zusammenwirken dieser beiden Determinanten Innovationen besser erklären können als ihr isoliertes Einwirken (Mowery und Rosenberg, 1979; für einen Literaturüberblick Nemet, 2009). Damit hat sich eine breitere Grundlage für innovationspolitische Maßnahmen etabliert: Politiken sollten zum einen die privaten Kosten der Generierung von Innovationen reduzieren (technology-push policies). Dies entspricht im Grunde der mit der Internalisierung von Spillovers oben genannten Maßnahmen.<sup>90</sup> Zusätzlich sind Maßnahmen nötig, die den Austausch von Wissen und die Vernetzung mit Bildungseinrichtungen betreffen. Politiken sollten aber ebenso die privaten Erträge „erfolgreicher“ Innovationen erhöhen (demand-pull policies). Dazu zählen etwa konsumentenseitige Steuervergünstigungen, die staatliche Beschaffung, Steuern auf (mit den Innovationen) konkurrierende Technologien und regulatorische Standards. Derartige nachfrageseitige Politiken werden ökonomisch mit Adoptionsexternalitäten als zusätzliches Marktversagen begründet, das in der Phase der Adoption und Diffusion von Innovationen wirkt

---

<sup>90</sup> Eine Ausnahme bildet der Schutz geistigen Eigentums, der als eine nachfrageseitige Maßnahme zu klassifizieren ist.

(“post-adoption innovation“) (Jaffe, Newell und Stavins, 2005). Demzufolge hängen die Kosten oder der Wert einer neuen Technologie für die Nutzer davon ab, wie viele Nutzer die Technologie bereits adoptiert haben. Üblicherweise entstehen Vorteile, wenn es bereits Technologiennutzer gibt. Eine Form dieser positiven Externalitäten besteht darin, dass derjenige, der eine neue Technologie (als erster) adoptiert, anderen Interessenten wertvolle Informationen über die Existenz, die Charakteristika und die Erfolgsbedingungen der Technologie liefert (sog. learning-by-using). Eine andere (angebotsseitige) Form dieser positiven Adoptionsexternalität liegt darin begründet, dass mit zunehmender Erfahrung über eine Technologie die (Produktions-)kosten gesenkt und die Leistungsfähigkeit einer Technologie gesteigert werden kann (sog. learning-by-doing). Eine Externalität liegt vor, wenn Dritte davon profitieren und keine (ausreichende) Kompensation leisten. Andere Firmen können sich etwa bei der Herstellung oder Anwendung von Technologien gleich für die zuvor als am besten geeignete entscheiden, ohne selbst einen teuren Lernprozess durchzumachen und ohne den Hersteller oder Anwender zu entschädigen. Entwickler, Hersteller und erstmalige Anwender einer neuen Technologie können sich also den sozialen Nutzen des von ihnen generierten Wissens nicht vollständig über den Markt auszahlen lassen (Hansjürgens und Lehmann, 2009). Dies ist insbesondere der Fall, wenn kostensenkende Effekte durch Lernen durch Wettbewerbsprozesse nicht in der Preisgestaltung berücksichtigt werden können und damit Anfangsverluste nicht später durch höhere Preise kompensiert werden können, d.h. Lerneffekte nicht rein privater Natur sind (Requate, 2009). Ökonomisch effizient wäre dann eine Subvention, die dem diskontierten Gegenwartswert aller zukünftigen Kostenreduktionen entspricht, die aus der zusätzlichen Produktion resultiert, die von der produzierenden Firma nicht hinreichend gut vermarktet werden kann (Gillingham und Sweeney, 2010).

Insgesamt ergeben sich damit gute Gründe für eine komplementäre nachfrageseitige Innovationspolitik (OECD, 2011a). Nicht allgemein zu beantworten ist dagegen das optimale Verhältnis zwischen angebotsseitiger und nachfrageseitiger Innovationspolitik (Nemet, 2009).

Umweltinnovationen sind aber in vielen Fällen - außer bei signifikanten privaten Nutzen - kein Selbstläufer und stark regulierungsgtrieben bzw. –bedingt. Wenn daher sowohl technology-push als auch demand-pull - letztere zur Internalisierung von Adoptionsexternalitäten - erforderlich sind, ist eine spezifische und weniger technologieoffene Politik zur Förderung von Umweltinnovationen zweckmäßig (Rennings, 2005; Kemp, 2011). Eine allein auf breit wirkende umweltpolitische Instrumente wie Energie- und Emissionssteuern zielende Umweltpolitik riskiert, dass die nachfrageseitigen Adoptionsexternalitäten bei „erfolgreichen/erfolgversprechenden“ Umweltinnovationen nicht adressiert werden und lediglich inkrementelle Verbesserungen induziert werden. Umgekehrt würde eine isolierte, unspezifische, nachfrageseitige Innovationspolitik tendenziell die Diffusion von Umweltinnovationen gegenüber anderen Innovationen erschweren. Ebenso würde eine unspezifische, angebotsseitige Innovationspolitik mit wenigen Adoption- und Diffusionsanreizen zu Gunsten von Umweltinnovationen verbunden sein. Durch diese erweiterte und in der Literatur weitgehend geteilte Perspektive liegt damit eine Begründung für einen spezifischen Policy-mix von Umweltpolitik und Innovationspolitik vor. Häufig gefordert wird, dass das umweltpolitische Instrumentarium spezifische Diffusionsanreize setzen sollte (z.B. Rennings et al., 2008). Alternativ bzw. z.T. spiegelbildlich könnte auch die nachfrage- oder angebotsseitige Innovationspolitik „ökologisiert“ werden. Damit ergibt sich ein tatsächlicher Bedarf der Politikkoordination.

Die Notwendigkeit eines Policy-mix und der Koordination zwischen Innovationspolitik und Umweltpolitik wird noch erhärtet, wenn von dynamisch sich selbst verstärkenden Effekten im weiteren Sinn bzw. Pfadabhängigkeiten ausgegangen wird. Während das Konzept der

Pfadabhängigkeit ursprünglich von der evolutorischen Ökonomik aufgegriffen wurde (Arthur, 1988; David, 1985) und überwiegend als methodologisches Argument (“history matters”) genutzt wurde, hat sich insbesondere im Zusammenhang mit der weltweit dominierenden Nutzung fossiler Energieträger die Bezeichnung “carbon lock-in” als normatives Evolutions- bzw. Systemversagen etabliert (erstmals Unruh, 2000). Lock-in bezeichnet dabei eine unerwünschte bzw. evolutorisch ineffiziente Situation, in der Technologien mit großen Marktanteilen (weiter) genutzt werden. Profitieren können die Technologien etwa von versunkenen Investitionskosten, kompatibler Infrastruktur bzw. anderen begleitenden Technologien, dynamischen Skaleneffekten, kumulierten Wissensbeständen und den die Technologie begleiten sozialen und institutionellen Gewohnheiten und Strukturen. Unter diesen Umständen werden neue Technologien bzw. Innovationen nicht umgesetzt, weil sie zu teuer sind; umgekehrt sind neue Technologien zu teuer, weil sie nicht umgesetzt werden.

Unbestritten ist, dass nur staatliche Politik diesen Teufelskreis durchbrechen kann (Del Rio, Carrillo-Hermosilla und Könnölä, 2010). Schwieriger ist es die konkreten Bedingungen für wünschenswerte, effizienzverbessernde Politikmaßnahmen zu benennen (Linscheidt, 1999). Zumindest besteht jedoch weitgehende Übereinstimmung, dass eine isolierte, einmalige Veränderung relativer Preise im Sinne statischer Internalisierungsansätze lock-ins nicht aufheben können und nicht evolutionseffizient sind.<sup>91</sup> Vielmehr besteht dann die Gefahr, bestehende technologische Trajektorien und Verhaltensroutinen noch zu festigen. Neben einer hinreichenden Dosierung der Politikintervention spielt ferner der Zeitpunkt bzw. das timing von „entriegelnden“ Politikmaßnahmen eine wichtige Rolle (Nill, 2009). Während zum Teil argumentiert wird, dass eine Reduktion von Treibhausgasen in stärkerem Maße dann erfolgen sollte, wenn kostengünstige Technologien verfügbar sind (Kriterien der (statischen) Kosteneffizienz), wird im Sinne eines carbon lock-out vorgebracht, dass bereits heute Politikmaßnahmen zu treffen sind, die einen (weiteren) lock-in vermeiden. Ansonsten würden Entwicklungspfade stabilisiert, die später nur schwer und unter hohen Kosten verlassen werden können (Gupta et al., 2007).

Grundsätzlich verstärkt das Vorhandensein eines carbon lock-in die oben aufgeführte Argumentation zu Gunsten eines carbon pricing. Es kann als Entdeckungsinstrument für neue Lösung genutzt werden und ist gut an das begrenzte staatliche Lenkungswissen angepasst. Lediglich die Quellen der Umweltbelastung - z.B. Kohlendioxidemissionen beim Treibhauseffekt - müssen bekannt und administrativ erfassbar sein, während darüber hinausgehendes Wissen über verfügbare Technologien und Innovationspotentiale nicht erforderlich ist. Die Forderung nach einer ergänzenden ökologischen Technologiepolitik resultiert vor allem aus der Erkenntnis, dass eine reine Preissteuerung mit hohen bzw. langfristig orientierten Preisimpulsen politisch kaum durchsetzbar ist. Zudem können insbesondere demand-pull Politiken vom Wettbewerb geschützte Nischenmärkten für kohlenstoffarme bzw. -freie Energietechnologien entwickeln (Kemp et al., 1998; Nill, 2009). Neben carbon pricing und ergänzender ökologischer Technologiepolitik rücken Politikmaßnahmen ins Blickfeld, die in der Vergangenheit die dynamischen Erträge in Form von Skaleneffekten, Kompatibilitätseffekten etc. ermöglicht bzw. begünstigt haben und noch immer fortbestehen (z.B. Subventionen zu Gunsten fossiler Energieträger). Deren Reform trifft oft auf erhebliche politische Widerstände.

---

<sup>91</sup> Eine politische Maßnahme könnte als evolutionseffizient bezeichnet werden, wenn sie einen irreversiblen Richtungswechsel hin zu einem überlegenen Entwicklungspfad bewirkt. Reichel (1998) führt hier als Erweiterung des Ansatzes der Evolutionseffizienz das Kriterium der Entriegelungseffizienz an, um das staatliche Instrumentarium ökonomisch bewerten zu können. Ein staatliches Instrument ist demnach entriegelungseffizient, wenn innerhalb einer befristeten Zeit Potenzialschwellen überschritten werden können, die eingesetzten Mittel minimal sind, also eine andere, kostengünstigere Ausgestaltung nicht möglich ist, und wenn das Instrument die bezeichnete Verminderung der gesellschaftlichen Kosten einer technologischen Struktur mindestens kompensiert.

### **3.4 Zwischenfazit**

In diesem Kapitel wurde ein allgemeiner Rahmen zur Beurteilung von einem Policy-mix in der Energie-, Umwelt- und Innovationspolitik aufgespannt. Er bietet die Grundlage für die genauere und kontextspezifischere Analyse in Kapitel 4.

Die Betrachtung einer Kombination von Politikinstrumenten und -verfahren lenkt den Blick auf die Interaktionen und die Interdependenzen zwischen verschiedenen Instrumenten und Zielen und die Frage, ob bzw. wie dadurch letztlich die intendierten Politikergebnisse erreicht werden. Als wesentliche Beurteilungskriterien für Politikmaßnahmen und Policy-mixes können die Effektivität, die statische und dynamische Effizienz, die politische und institutionelle Machbarkeit und Verteilungsgesichtspunkte angesehen werden, wobei aus ökonomischer Sicht dem Effizienzkriterium eine herausgehobene Rolle zukommt. Die ökonomische Theorie bietet einen Rahmen, der es erlaubt, Gründe für Politikinterventionen in den Markt abzuleiten. Sie richtet den Blick zugleich auf mögliche Effizienzverbesserungen oder Effizienzverluste von Policy-mixes und gibt Orientierungspunkte für die Arbeitsteilung zwischen verschiedenen Politiken. Problematisiert wurden in diesem Kapitel insbesondere die Theorie des Zweitbesten und das Konzept des Marktversagens sowie die Möglichkeiten und Schwierigkeiten auf dieser Basis Policy-mixes zu bewerten. Einen besonderen Stellenwert nehmen dabei politische Ziele bzw. - im Sinne der Theorie des Zweitbesten - politische „Beschränkungen“ ein.

Das Vorliegen mehrerer Marktversagenstatbestände bietet gute Argumente zur Förderung von Umweltinnovationen. Es liegen hier typischerweise gleichzeitig nicht-kompensierte Wissensspillover bei Innovationen und negativer externer Effekte im Umweltbereich vor. Zugleich ergeben sich daraus erste Implikationen zur Koordination von Innovations- und Umweltpolitik. Zusätzlich stellen Adoptionsexternalitäten ein häufiges Marktversagen dar, das in der Phase der Adoption und Diffusion von Innovationen wirkt. Es stellt die Basis für die Forderung dar, dass das umweltpolitische Instrumentarium spezifische Diffusionsanreize setzen sollte oder die nachfrage- oder angebotsseitige Innovationspolitik „ökologisiert“ werden sollte, und verstärkt den Bedarf an Politikkoordination. Die Notwendigkeit eines Policy-mix und der Koordination zwischen Innovationspolitik und Umweltpolitik wird schließlich noch erhärtet, wenn dynamisch sich selbst verstärkende Effekte zu einem sog. Lock-in bzw. einem Evolutions- bzw. Systemversagen führen. Insbesondere im Zusammenhang mit der weltweit dominierenden Nutzung fossiler Energieträger hat sich hier die Bezeichnung „carbon lock-in“ etabliert.

Diese (weitgehend) allgemein anerkannten Marktversagen und Barrieren begründen in einer ersten Näherung einen Policy-mix zwischen (energiebezogener) Umweltpolitik und Innovationspolitik. Vor dem Hintergrund der Vorgaben der Energiewende und den spezifischen Entwicklungen der energiebezogenen Umweltpolitik in Deutschland und Europa muss die Notwendigkeit eines Policy-mix jedoch konkretisiert, ergänzt und zum Teil auch relativiert werden. Ebenso müssen Effizienzverluste und andere unerwünschte Nebenwirkungen von tatsächlich realisierten Policy-mixes verdeutlicht werden.

#### **4. Der Policy-mix von Innovationspolitik und Energie-/ Umweltpolitik: Begründungen und Interaktionen in ausgewählten Handlungsfeldern im deutschen und europäischen Kontext**

Die konkrete Analyse von Policy-mixes in den Politikfeldern Umwelt- und Energiepolitik einerseits und Innovations- und Technologiepolitik andererseits hat sich in der Literatur relativ stark auf das Zusammenspiel von Emissionshandelssystem und der Förderung erneuerbarer Energien konzentriert. Dies ist nur allzu verständlich. So stellt der Emissionshandel im Sinne der umweltökonomischen Internalisierungsansätze ein zentrales Element einer ökologisch treffsicheren und ökonomisch effizienten Umweltpolitik dar. Maßnahmen, die auch auf eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen zielen, aber gewissermaßen unterhalb der durch den Emissionshandel festgelegten Obergrenze wirken, sind potentiell ineffizient und besonders begründungsbedürftig. Die Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien eignet sich besonders gut für eine Darstellung und Beurteilung von Policy-mixes. Sie wird zum einen mit besonderem politischen Nachdruck betrieben. Zum anderen stellt sie einen expliziten Bezug zur Innovations- und Technologiepolitik dar. Kapitel 4.1 stellt daher auf das Zusammenspiel von Emissionshandel und den wesentlichen Formen der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland ab. Während in Kapitel 4.1 die Förderung erneuerbarer Energien als eine Form der Minderung von Treibhausgasen neben anderen thematisiert und problematisiert wird, nimmt Kapitel 4.2 einen anderen Ausgangspunkt. Die Förderung erneuerbarer Energien wird hier vielmehr als gegeben und im Hinblick auf ihre Wirkungen und Folgen auf das Energie(versorgungs)system untersucht. Damit rücken die Fragen in den Vordergrund, die derzeit primär im Kontext der angestrebten Energiewende diskutiert werden (vgl. auch Kapitel 2.2.3.3.3): Netzausbau, -verstärkung und -management, Energiespeicherung, Nachfrageflexibilisierung und -management sowie Fragen des Strommarktdesigns. Auch diese „Elemente“ des Energiesystems unterliegen verschiedenen Formen staatlichen Eingriffs. Die Darstellung und Beurteilung von Policy-mixes ist in der Literatur diesbezüglich allerdings noch vergleichsweise wenig verbreitet und gestaltet sich auch deshalb schwierig, weil die Interaktionen und Interdependenzen komplex und schwer abschätzbar sind. Zudem ist der Bezug zu Innovationen bzw. Innovationspolitik schwer dingfest zu machen. Dennoch wird in diesem Abschnitt versucht, mit Blick auf die in der Literatur diskutierten effizienzverbessernden Reformoptionen insbesondere die problematischen Politikinteraktionen zu beleuchten. Z.T. haben diese Reformoptionen wiederum Implikationen auf die Form und Intensität der Förderung erneuerbarer Energien. In Abschnitt 4.3 wird auf den Gebäudebereich eingegangen, der wegen seiner hohen Energieeinsparungs- und Treibhausgasminderungspotenziale eine prominente Stellung im Energiekonzept der Bundesregierung einnimmt. Gegenüber den beiden vorherigen Abschnitten rückt damit der Wärmemarkt und das Thema Energieeffizienz im Zentrum der Betrachtung. Im Hinblick auf die Legitimation und Begründbarkeit staatlicher Eingriffe sind zugleich andere und besonders vielfältige Marktversagenstatbestände und Hemmnisse zu diskutieren. In der Praxis lässt sich dann auch eine Vielzahl von mehr oder weniger gut begründbaren Zielen und Instrumenten feststellen. Folglich ergeben sich prinzipiell vielfältige Möglichkeiten für die Analyse von Policy-mixes, die in der Literatur bislang partiell aufgegriffen wurden.

## **4.1 Emissionshandelssystem und Förderung erneuerbarer Energien**

In diesem Abschnitt wird das Zusammenspiel von Emissionshandelssystem (ETS) und der Förderung erneuerbarer Energien betrachtet. Ausgangspunkt der Analyse bei der Förderung erneuerbarer Energien sind zunächst allgemeine, instrumentenunspezifische Überlegungen, bevor speziell auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingegangen wird.

Der Emissionshandel dient primär dazu, negative Umweltexternalitäten durch den Ausstoß von Treibhausgasen abzubauen und letztlich zu internalisieren. Die Förderung erneuerbarer Energien stellt dagegen in erster Linie eine ökologisch motivierte Technologiepolitik dar. Das Erneuerbare- Energien-Gesetz kann als eine mögliche Form dieser Technologiepolitik verstanden werden, mit der positive Wissensexternalitäten bei Innovationsaktivitäten und insbesondere bei der Adoption und Diffusion von erneuerbaren Energietechnologien berücksichtigt werden. Ob dieser spezifische Policy-mix allerdings im Sinne der allgemeinen Ausführungen im Kapitel 3 begründbar ist, ist Gegenstand einer intensiven Diskussion in der Literatur, die hier aufgearbeitet werden soll.

Zu klären ist zunächst, inwiefern die beiden Politikmaßnahmen direkt oder indirekt zum Abbau der genannten Marktversagenstatbestände beitragen. Dabei kann auch gefragt werden, inwiefern der Emissionshandel Wissens- und das EEG Umweltexternalitäten internalisiert sowie jeweils andere Marktversagenstatbestände korrigiert werden können. Dann ist zu beleuchten, in welcher Form die Politikmaßnahmen sich überlappen bzw. interagieren, was entsprechend anhand der in Kapitel 3.2.1 aufgeführten Kriterien zu bewerten ist.

### **4.1.1 Abbau von Marktversagenstatbeständen durch den europäischen Emissionshandel**

Das europäische ETS ist eng mit der Entwicklung der europäischen Klimapolitik verbunden, insbesondere den sog. 20-20-20 Beschlüssen (vgl. Kapitel 2.2.3.2). Er stellt ein ökonomisches Mengeninstrument dar, das grundsätzlich darauf ausgelegt ist, umwelt- bzw. klimapolitische Ziele - die stellvertretend für das schwer ermittelbare optimale Schadensniveau stehen - kosteneffizient zu erreichen. Dies erfolgt über den Ausgleich der Grenzvermeidungskosten (statische Effizienz). Gleichzeitig schaffen die regelmäßige Absenkung des Emissions-Caps und das generierte Preissignal im Prinzip einen Anreiz, neue Technologien zur Emissionsvermeidung zu entwickeln und einzusetzen, wenn diese mit längerfristig geringeren Kosten zur Zielerreichung verbunden sind als die Vermeidung im Rahmen heutiger Technologien (dynamische Effizienz i.e.S.). Gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz ermöglicht dabei im Prinzip seinerseits die Umsetzung (weiterer) anspruchsvoller (umwelt-)politischer Ziele und die Gewährleistung gesellschaftlicher Akzeptanz.

Das ETS wirkt sich grundsätzlich förderlich auf den Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung aus: Für sie müssen zum einen keine Emissionsrechte gekauft werden; zum anderen führt die Umstellung der Stromerzeugung von konventionellen fossilen zu erneuerbaren Energieträgern dazu, dass Zertifikate erlösbringend verkauft werden können. Wenn diese Vorteile die zusätzlichen Kosten des Einsatzes erneuerbarer Energien aufwiegen, sind sie Teil einer - bezogen auf das gegebene Minderungsziel - kostenminimierenden Treibhausgasminderungsstrategie (IfW, 2011).

Vor dem Hintergrund der bisherigen Umsetzung des europäischen Emissionshandelssystems müssen diese grundsätzlichen Argumente jedoch kritisch überprüft werden. So sind bezüglich der Gewährleistung von statischer Kosteneffizienz bereits Abstriche zu machen (Böhringer und Lange, 2012):

1. Die Emissionsmärkte sind in der EU faktisch segmentiert worden und die Emissionsminderungsverpflichtungen sind national und international unterschiedlich aufgeteilt worden. Treibhausgasemittierende Sektoren und Anlagen sind in der EU nur etwa zur Hälfte in den Emissionshandel einbezogen wurden. Für die andere Hälfte (d.h. die Nicht-ETS Sektoren) sind individuelle nationale Emissionsobergrenzen für die 27 teilnehmenden EU-Länder vorgegeben, die durch eine Vielzahl spezifischer (nationaler) Maßnahmen eingehalten werden sollen. Zugleich besteht keine direkte Verbindung zwischen dem EU ETS und den Emittenten außerhalb des ETS. Damit findet kein ökonomieweiter Ausgleich der Grenzvermeidungskosten über alle Sektoren statt. Die kosteneffiziente Aufteilung des Emissionsbudgets auf alle Sektoren und die sachgerechte Fortschreibung von Emissionszielen (z.B. bei Vorliegen neuer technologischer Gegebenheiten) wird dadurch erschwert. Eine effiziente Aufteilung der Minderungslasten auf die verschiedenen Märkte und Segmente könnte sich nur zufällig einstellen oder würde erfordern, das vollständige Informationen zu den zukünftigen effektiven Minderungslasten und den zukünftigen Grenzvermeidungskosten in allen ETS und Nicht-ETS Sektoren vorliegen. Dies ist offensichtlich unrealistisch. Verschiedene Modellergebnisse weisen darauf hin, dass die im Klima- und Energiepaket vorgesehene Aufteilung zwischen ETS und Nicht-ETS Sektoren - bei moderaten absoluten Kosten einer effizienten europäischen Klimapolitik - mit deutlichen Zusatzkosten verbunden sind (Böhringer, Rutherford und Tol, 2009; weniger deutlich Capros et al., 2011). Eine Politik mit zwei CO<sub>2</sub>-Preisen - eine für das ETS und eine für die Nicht-ETS Sektoren - dürfte die Zusatzkosten schon etwa um 50% erhöhen. Eine Politik mit 28 CO<sub>2</sub>-Preisen - eine für den ETS und 27 für die Mitgliedstaaten - ist schätzungsweise mit weiteren 40% höheren Zusatzkosten verbunden. Durch die unterschiedlichen, im Detail schwer modellierbaren CO<sub>2</sub>-Preise innerhalb der Mitgliedstaaten für die Nicht-ETS Sektoren dürften die Zusatzkosten auf über 100% steigen. Nicht umfassend quantitativ bemessen lässt sich bislang, inwieweit differenzierte CO<sub>2</sub>-Preise dennoch (z.T.) dazu beitragen, andere Marktunvollkommenheiten und bestehende Verzerrungen abzumildern und auf diesem Wege die Zusatzkosten zu senken. Ex ante sähe sich eine derartig differenzierte Bepreisung allerdings kaum überwindbaren Informations- und Implementationsproblemen gegenüber.<sup>92</sup>
2. Die bislang weitgehend kostenlose Zuteilung der Zertifikate war nicht nur politisch problematisch, sondern hat vermutlich auch die Effizienz des Systems abgemildert. Insbesondere wurde die Marktmacht etablierter Anbieter erhöht und die Zahl der Transaktionen am Zertifikatemarkt reduziert, wodurch die Signalfunktion des Zertifikatepreises beeinträchtigt wurde. Auch der Einfluss von Interessengruppen hat die Transparenz des Systems deutlich abgeschwächt.

Schwerwiegender ist jedoch die Tatsache, dass vom Emissionshandel trotz erkennbarer Fortschritte für die dritte Handelsperiode nur partielle Impulse im Sinne einer weitergehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung (und der Wirtschaft im weiteren Sinne) ausgehen. Grund dafür sind vor allem politische Barrieren und bestehende Schwächen im Design des Emissionshandels:

1. Es bestehen Zweifel daran, dass das Emissionshandels-Cap hinreichend ambitioniert im Sinne einer Internalisierung externer Klimakosten gesetzt wurde. So sind zumindest die bislang beobachtbaren Zertifikatspreise deutlich unter den üblicherweise vermuteten längerfristigen Grenzschäden einer Tonne CO<sub>2</sub> von 70 € (Umweltbundesamt, 2007; European Commission, 2008;

---

<sup>92</sup> Am ehesten vorstellbar ist, dass im Falle einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung im Nicht-ETS Sektor das resultierende Steueraufkommen zum Abbau anderer verzerrender Steuern (z.B. auf den Faktor Arbeit) eingesetzt wird und im Sinne einer „doppelten Dividende“ effizienzerhöhend wirkt. Bei der tatsächlich implementierten Energiebesteuerung in Deutschland müssen diesbezüglich allerdings bereits deutliche Abstriche gemacht werden (vgl. Kapitel 2.2.2.4.3 und 2.2.3.3.2).

Downing, 2005). Auch die Hochrechnung des durch die jährliche Reduktionsverpflichtung von 1,74% erzielbaren Minderungserfolgs auf das Jahr 2050 deutet an, dass die Emissionsminderungsvorgaben hinter dem zurückbleiben, was die Klimawissenschaft als erforderlich hält (80-95% CO<sub>2</sub>-Minderung bis 2050, vgl. SRU, 2011, Tz. 434). Die Vorgabe strengerer Obergrenzen trifft jedoch auf politische Barrieren und Widerstände bei den im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen, die dem Emissionshandel unterliegen (Lehmann und Gawel, 2011). Leichter politisch durchsetzbar wäre eine Absenkung des Caps dagegen bei verstärkten klimapolitischen Anstrengungen außereuropäischer Länder.

2. Dem vom Emissionshandel ausgehenden Anreizen zur Einsparung von CO<sub>2</sub> stehen gleichzeitig Anreize zum Einsatz CO<sub>2</sub>-intensiver Energieträger gegenüber, insbesondere in Form von in vielen Ländern gewährten Kohlesubventionen. Insgesamt werden die weltweiten Subventionen zu Gunsten fossiler Energieträger auf 409 Mrd. US-Dollar taxiert (IEA, 2011a). Wenn diese Subventionen nicht abgebaut werden können, sieht sich der Emissionshandel damit weiteren politischen Barrieren gegenüber.
3. Selbst wenn die beiden soeben genannten Punkte als gegeben akzeptiert werden, bleiben Zweifel, ob längerfristige Emissionsminderungsziele (über zehn Jahre) politisch hinreichend glaubwürdig sind (Mennel, 2012 m.w.N.). Sie können vielmehr gelockert, gesenkt oder zeitlich gestreckt werden, wenn kurzfristig starke ökonomische Belastungen drohen bzw. befürchtet werden. Da derartige Reaktionen antizipiert werden, droht Zurückhaltung bei Investitionen in langfristig tragfähige CO<sub>2</sub>-arme Technologien, zu denen auch erneuerbare Energietechnologien zählen. Diese Zurückhaltung bzw. Unsicherheit kann noch potenziert werden, wenn technologische Innovationsgewinne nicht gleichzeitig durch (technologie-)politisches Handeln vor Imitation geschützt werden.
4. Nimmt man auch den zuletzt genannten Punkt als gegeben hin, werden die längerfristigen Investitionsanreize dadurch abgemildert, dass die Zertifikatspreise erheblich schwanken können. Die Investitionssicherheit wird bislang nicht durch Preisober- und vor allem Preisuntergrenzen erhöht.

Bislang ergeben sich damit Gründe dafür, dass der existierende Emissionshandel nur vergleichsweise moderate und nur kurz- bis mittelfristige Emissionsminderungsziele erfüllen kann. Bislang ist er nicht auf längerfristige Ziele (im Sinne einer Dekarbonisierung) ausgerichtet.

Die bereits im Kapitel 3.3 allgemein getroffene Aussage, dass umweltpolitische Instrumente unzureichend bzw. zu teuer zur Internalisierung von positiven Wissensexternalitäten sind, trifft auf den Emissionshandel ebenfalls zu. Angesichts der Besonderheiten von Energiemarkten werden spezifische Auswirkungen des Emissionshandels auf Investitionsverhalten sowie Technologieeinsatz, -entwicklung und -verbreitung erwartet (vgl. auch ifo-Institut und FfE, 2012):

1. Grundsätzlich dauern Investitionszyklen der Energiewirtschaft im Hinblick auf die Kraftwerkerneuerung 30-50 Jahre. Die kurzfristigen Handelsperioden und die nur bis 2020 verbindlichen Ziele sind darauf nicht abgestimmt und die oben genannten politischen Barrieren stabilisieren das Investitionsverhalten auch nicht (Helm, 2009). Der Emissionshandel dürfte daher nur einer unter mehreren Faktoren sein, der Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft bestimmt.
2. Investitionen in der Energiewirtschaft sind durch einen hohen Grad an Faktorspezifität und Kapitalintensität gekennzeichnet, so dass einmal getätigte Entscheidungen nur unter Inkaufnahme hoher Kosten revidiert werden können. Berücksichtigt man die durch die Liberalisierung der Energiemarkte hervorgerufene allgemeine Unsicherheit (Kapitel 2.2.2.4.6) und nimmt man an, dass sich private Investitionen an unsicheren Preisentwicklungen auf den Zertifikats- und

Energiemärkten orientieren (und weniger an langfristigen Emissionszielen), ist zu erwarten, dass Investoren aufgrund des Emissionshandels Emissionsminderungsmaßnahmen vor allem über technologische Verbesserungen an bestehenden Anlagen realisieren (SRU, 2011). Dagegen dürften sie vor zunächst teuren Technologien zurückschrecken, die langfristig rentabel sein können, aber möglicherweise – auch aufgrund veränderter politischer Rahmenbedingungen in der Zukunft – falsch dimensioniert oder durch technologische Durchbrüche in anderen Bereichen infrage gestellt werden. Dies gilt umso mehr, je kapitalintensiver die Erforschung und Entwicklung der Technologien ist, je länger der erwartete Entwicklungszeitraum ist und je weniger es gelingt, das Investitionsrisiko über den Kapitalmarkt zu streuen bzw. Finanzierungsrestriktionen zu überwinden.

3. Eng damit verbunden ist die Tatsache, dass viele derzeit diskutierte innovative Emissionsminderungsoptionen eine starke Infrastrukturkomponente aufweisen (Netzausbau/-optimierung, Speicher, Pipelines für CCS etc.). Diese Infrastrukturgüter sind durch Unteilbarkeiten geprägt und können nur über lange Vorlaufzeiten bereitgestellt werden. Die Bereitstellung findet zudem in einem stark regulierten Umfeld statt (Netzregulierung, Genehmigungsverfahren etc.). Auch für die Umgestaltung der Infrastruktur bietet der Emissionshandel höchstens sehr indirekte Anreize (Matthes, 2010).
4. Zu einer vermutlich beschränkten Anreizwirkung des Emissionshandels im Energiebereich trägt auch bei, dass im Rahmen der Energiewende nicht nur Kosten für die Entwicklung und Einführung von neuen Technologien anfallen werden. Vielmehr werden auch Kosten durch den (vorzeitigen) Ersatz bestehender (und kapitalintensiver) Techniken entstehen, da die erforderlichen technologischen Durchbrüche nicht nur auf bestehenden Techniken und Einrichtungen aufbauen werden können. Vielmehr sind entlang bestehender, vorwiegend fossiler Technologien und Technologiepfade eher nur inkrementelle Weiterentwicklungen möglich. Die Möglichkeit der Emittenten, auch nach Investitionen in den Einsatz oder die Entwicklung von weiterreichenden oder gar radikalen Vermeidungstechnologien Zertifikate für die Restemissionen zu halten, sind jedoch insbesondere wegen Finanzierungsrestriktionen am Kapitalmarkt begrenzt.
5. Das Verhalten wird sich bei kurzfristigem Entscheidungshorizont privater Akteure auch eher auf etablierte Emissionsvermeidungstechniken stützen als auf Technologien, die - wie bei den meisten erneuerbaren Energietechnologien - durch Skalen- und Lernkurveneffekte erst langfristig Kosteneinsparungen realisieren und von denen potentiell höhere externe Spill-over Effekte für später investierende Firmen ausgehen.
6. Bisherige empirische Arbeiten zu den Innovationseffekten des Emissionshandels zeigen, dass die Einführung des Emissionshandels zwar unternehmerische Routinen und die Erwartungsbildung der betroffenen Akteure insofern verändert, dass der CO<sub>2</sub>-Preis künftig eine wichtige Grundlage für Investitionsentscheidungen spielen wird. Allerdings hat der Emissionshandel in den ersten Jahren keine nachhaltige Wirkung auf Forschungs- und Entwicklungsentscheidungen und das energieträgerspezifische Portfolio von Energieunternehmen gezeigt. Begünstigt wurden vielmehr in erster Linie Wirkungsgradverbesserungen im Erdgas- und Steinkohlenkraftwerksbereich, Investitionen in sog. Clean Coal-Technologien sowie Technologien zu Kohlenstoffspeicherung und -lagerung. Die Wirkungen auf erneuerbare Energien und nachfrageseitige Energieeinsparung sind dagegen begrenzt (Calel und Dechezlepretre, 2011; Rogge, Schneider und Hoffmann, 2011; Rogge und Hoffmann, 2010; Matthes, 2010).
7. Wäre der Emissionshandel alleiniges Instrument zur Umgestaltung des Energiesystems, würden auch die strukturellen Investitionsprobleme der erneuerbaren Energien am liberalisierten Strommarkt (sog. Missing Money-Problem) nicht gelöst werden (vgl. ausführlich Kapitel 4.2.3.1). So ist die an der sog. merit-order orientierte Refinanzierung des Aufbaus und Betriebs erneuerbarer Erzeugungskapazitäten nicht gewährleistet, solange nicht Energiespeicher oder

andere Maßnahmen zum Ausgleich von Energieangebot und Energienachfrage das fluktuierende bzw. witterungsabhängige Angebot erneuerbarer Energien flexibilisieren. Erst bei deutlicher Absenkung des Emissions-Caps und massivem Anstieg der Zertifikatspreise wären hinreichend hohe Deckungsbeiträge für die Finanzierung der Anlagen und gleichzeitig zur Finanzierung von Energiespeichern theoretisch vorstellbar. Kurzfristig hohe Zertifikatepreise würden aber an anderer Stelle Nachteile bzw. Ineffizienzen mit sich bringen.

Insgesamt sind die vom Emissionshandel ausgehenden Innovationswirkungen stark auf die kurze Frist orientiert. Ausgelöst werden bislang inkrementelle Innovationen, während Anreize für weitergehende radikale Innovationen und Backstop- Technologien kaum vom Emissionshandel ausgehen. Auch die Voraussetzungen für den Einsatz dieser Technologien - insbesondere in Form angepasster Infrastrukturen - werden nicht allein durch Preissignale des Emissionshandels geschaffen. Der Emissionshandel allein ist letztlich auch kein Instrument, mit dem das in Kapitel 3.3 beschriebene "carbon lock-in" überwunden werden kann. Vielmehr sind Pfadabhängigkeiten in der Stromwirtschaft zugunsten des Einsatzes fossiler Energieträger besonders ausgeprägt (Gawel und Lehmann, 2011).<sup>93</sup>

Wäre der Emissionshandel (hypothetisch) alleiniges Instrument der Klimapolitik würden entweder auf lange Sicht zu geringe technologische Entwicklungen im Bereich der klimaneutralen Energietechnologien angestoßen oder angemessene technologische Entwicklungsanreize nur unter starken Verzerrungen in den Produktions- und Konsumententscheidungen der Gegenwart gesetzt (vgl. Acemoglu et al., 2012). Der letzte Fall erscheint vor allem aus politischen Gründen wenig wahrscheinlich. Es droht daher ein Konflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz: Gegebene, kurzfristige Emissionsminderungsziele werden zwar bei minimalen bzw. zumindest relativ geringen Vermeidungskosten durch den Emissionshandel erfüllt; langfristige Emissionsminderungsziele drohen dagegen durch die Verstärkung von bestehenden Pfadabhängigkeiten verfehlt zu werden oder aufgrund von Widerständen gar nicht erst in anspruchsvoller Weise auf der Basis der kurzfristigen Ziele fortgeschrieben bzw. konkretisiert zu werden (del Rio, 2008; SRU, 2011; Weber und Hey, 2012). Verstärkte Pfadabhängigkeiten und Widerstände gegen anspruchsvolle Ziele sind dabei spiegelbildlich zu langfristig stark ansteigenden Vermeidungskosten zu sehen.<sup>94</sup> Folglich besteht ein Bedarf an weiteren Instrumenten, die an den Defiziten des Emissionshandels anknüpfen.

#### **4.1.2 Abbau von Marktversagenstatbeständen durch die Förderung erneuerbarer Energien**

Die Förderung erneuerbarer Energien kann zum Teil aus den technologiepolitischen Defiziten und den unzureichenden längerfristigen Signalwirkungen des Emissionshandels, zum Teil auch aus anderen Erwägungen motiviert werden. Zu letzteren gehören andere Formen von Marktversagen, spezifische Barrieren und besondere politische Ziele.

Trotz unterschiedlicher Begründungsmuster in der Literatur ist dabei weitgehend unstrittig, dass erneuerbare Energien ein erhebliches natürliches und technisches Potenzial für die Energieerzeugung

---

<sup>93</sup> Diese werden wiederum von einigen der oben genannten Faktoren getrieben, insbesondere steigenden Erträgen bei der Adoption konventioneller Energietechnologien, der Langfristigkeit und vielfach Irreversibilität von Investitionen im Energiesektor und den geringen Möglichkeiten zur Produktdifferenzierung. Hinzu kommen die Institutionen und Regeln, die parallel zu dem technologischen System im Energiebereich entstehen (Koevolution).

<sup>94</sup> Die Erreichung der aggregierten kurzfristigen und langfristigen Emissionsreduktionsziele zu den geringst möglichen Kosten bezeichnet del Rio (2008) auch als intertemporale Effizienz.

der Zukunft aufweisen (IEA, 2010; Mitchell et al., 2011). Es ist daher kaum vorstellbar, dass langfristige Treibhausgasminderungsziele ohne einen substantiellen Beitrag CO<sub>2</sub>-armer erneuerbarer Energietechnologien und -energieerzeugungsanlagen realisiert werden können. Auf einer allgemeinen, von der Art der Förderung und Ausgestaltungsfragen abstrahierenden Ebene, lässt sich das Zusammenwirken von Emissionshandel und der Förderung erneuerbarer Energien gut begründen. Letztere kompensiert dabei in vielerlei Hinsicht die oben genannten Defizite des Emissionshandels.

Der Emissionshandel ist zunächst ein unzureichendes bzw. zu teures Instrument zur Internalisierung von Wissens- und Adoptionsexternalitäten, so dass der Einsatz geeigneter zusätzlicher Politikinstrumente erforderlich ist (Mitchell et al., 2011). In dieser allgemeinen Form wurde das bereits im Kapitel 3.3 festgehalten.

Die Thematik der Wissensexternalitäten ist im Energiebereich von besonderer Relevanz bzw. hat weitere Implikationen jenseits der Wissensexternalitäten im engeren Sinne. So werden in der Literatur verschiedene Gründe genannt, warum Spill-overs gerade im Energiebereich im Durchschnitt höher sein können als in anderen Bereichen und insofern auch eine spezifische (d.h. nicht rein technologie neutrale) Förderpolitik rechtfertigen, die die positiven gesellschaftlichen Wirkungen von Innovationen in diesem Bereich ermöglichen und zugleich die mangelnden Anreize privater Investoren abmildern können (Neuhoff, 2005; Kalkuhl et al., 2012). Allgemein sind zunächst die Spill-overs im Energiebereich besonders hoch, weil mehr als in anderen Branchen das Ausmaß und der lange Zeithorizont von Investitionen in innovative Energietechnologien zur Transformation des Energiesystems besonders hohe Risiken birgt (Popp, 2010). So könnten sich zu einem späteren Zeitpunkt bestimmte Energietechnologien als ungeeignet erweisen bzw. ihre politische Unterstützung in einem stark regulierten Umfeld verlieren (Duval, 2008; Neuhoff, 2005). Vor allem aufgrund der ungewissen politischen Unterstützung und unsicheren längerfristigen Klimaschutzzielen lassen sich Zukunftsmärkte zur Absicherung der Risiken nur schwer etablieren.

Eine weitere Besonderheit im Energiebereich besteht darin, dass der Wettbewerb im Energiemarkt insbesondere bezüglich des relativ homogenen Gutes Strom im wesentlichen über den Preis ausgetragen wird. Es bestehen damit wenig Möglichkeiten zur Produktdifferenzierung und damit auch wenig Chancen hohe anfängliche Kosten später über höhere Preise auszugleichen (Kalkuhl et al., 2012).

Gegenüber einigen Branchen (zum Beispiel der Pharma industrie) dürfte bei Energietechnologien auch die Patentierbarkeit wegen der Komplexität der Anlagen und der Vielfalt der Akteure zum Teil eingeschränkt und der Schutz durch das Patentrecht z.B. wegen begrenzter Laufzeit der Patente weniger wirksam sein (so Neuhoff, 2005; Gerlagh et al., 2008). Zudem könnte der Patentschutz bei radikalen Innovationen unzureichend glaubwürdig sein, weil der Staat private Investoren nachträglich ihrer Innovationrenten berauben könnte (Duval, 2008).

Bereits die oben genannten Aspekte - insbesondere die unzureichenden Möglichkeiten eines Wettbewerbs über Produktdifferenzierung und die ungewissen politischen Rahmenbedingungen - treffen vor allem auf die Anbieter erneuerbarer Energien zu (Kalkuhl et al., 2012). Hinzu kommt, dass die Anbieter fossiler Energien durch das Vorhandensein eines carbon lock-in begünstigt bzw. ihr Fortbestehen stabilisiert wird (Kapitel 3.3). Dazu zählen etwa u.a. die vorhandene Infrastruktur, versunkene und amortisierte Investitionskosten und damit verbundene Trägheitsmomente oder vergangene, kostensenkende Skalenerträge und Lernkurveneffekte. Ebenso zu bedenken sind die Barrieren auf dem Kapitalmarkt durch relativ hohe Risikoprämien bei der Realisierung von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien (Weber und Hey, 2012). Ohne substantielle politische Unterstützung könnten damit die Anbieter erneuerbarer Energien von etablierten und häufig

marktmächtigen Firmen diskriminiert und von den Energiemarkten abgeschreckt werden (Lehmann et al., 2012; OECD/IEA, 2011). Diese Art der Unterstützung wird jedoch bislang nicht allein durch technologieneutrale Maßnahmen in Form des faktisch eher kurz- bis mittelfristig ausgerichteten Emissionshandels, aber auch nicht nur durch allgemeine, Spill-over verringende innovationspolitische Maßnahmen gewährleistet.

Gefordert werden daher spezifische, auf die intertemporale „Externalität“ gerichtete Politikmaßnahmen für erneuerbare Energien, die substantielle Kostensenkungen induzieren, aber temporär begrenzt sind (Sorrell und Sijm, 2003; Neuhoff, 2005; Fischer und Preonas, 2010).<sup>95</sup> Andererseits trifft eine derartige, auf erneuerbare Energien fokussierte Förderung (sog. lock-out Politik) auf mehr oder weniger starke Auswahlprobleme (“Picking-the-Winner“). Zudem stellen sich zahlreiche Fragen der Ausgestaltung der Förderung.

Die aufgeführten Argumente sprechen im Besonderen für eine *Förderung der Forschung und Entwicklung* im Bereich erneuerbare Energien. Öffentlich finanzierte Forschung und Entwicklung verspricht hier langfristige Erträge abzuwerfen und vermindert zugleich die Unsicherheit privater Marktteilnehmer. Die Unsicherheit privater Marktteure wird dabei wesentlich von den unsicheren politischen Rahmenbedingungen gespeist (z.B. unklare längerfristige Klimaschutzverpflichtungen). Ebenso ist die Forschungsförderung ein wesentlicher Hebel zur Entwicklung von Basistechnologien, über die ein carbon lock-in überwunden werden kann. Vor diesem Hintergrund sind die jüngst wieder zunehmenden Forschungsausgaben zu Gunsten erneuerbarer Energien zu begrüßen (vgl. Kapitel 2.1.4.1).

Von verschiedenen Autoren wird jenseits reiner Forschungsförderung die *Förderung der Diffusion* erneuerbarer Energien gefordert (Lechtenböhmer und Samadi, 2010; Hansjürgens und Lehmann, 2009; Edenhofer und Kalkuhl, 2009; Neuhoff, 2005). Erneuerbare Energien kommen im Gegensatz zu konventionellen Energietechnologien erst in jüngerer Zeit in den Genuss von kostensenkenden Lernkurveneffekten, insbesondere wenn sie noch relativ unausgereift sind. So sind die Lernraten, die die prozentualen Kostensenkungen bei einer Verdopplung der kumulativen Produktion messen, z.T. noch erheblich (vgl. Tabelle 4.1). Schätzungen auf der Basis von Lernkurven ergeben zugleich, dass eine Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge einer erneuerbaren Technologie die durchschnittlichen Produktionskosten um 5-30% senkt.<sup>96</sup>

---

<sup>95</sup> Die intertemporale „Externalität“ besteht - wie im letzten Abschnitt erwähnt - darin, dass langfristige Emissionsminderungsziele durch die Verstärkung von bestehenden Pfadabhängigkeiten verfehlt bzw. gar nicht angestrebt würden. Theoretisch kann eine lock-out Politik auch als ein multiples Gleichgewichtsproblem motiviert werden (Schmidt und Marschinski, 2009).

<sup>96</sup> Lern-Spill-over bei erneuerbaren Energien als Basis für internalisierende Maßnahmen sind bislang in ihrer Höhe und Gestalt nicht eindeutig empirisch ermittelt worden. Durch das Zusammenwirken mit Skaleneffekten, autonomem technologischen Fortschritt und lock-in Effekten i.w.S. dürfte dies auch sehr schwierig sein.

Tabelle 4.1: Typische Lernraten in weltweiten Studien zu erneuerbaren Energietechnologien

Technologie	Lernrate für Technikbestandteil bzw. Kraftwerk	Lernrate für Elektrizitätsbereitstellung
Biomasse	5 - 12,5	8 – 15
Geothermie	5 – 11	
Wasserkraft	1,4 – 5	
Gezeitenkraftwerk	5 – 10	
Wellenkraftwerk	10 – 18	
Fotovoltaik	15 – 28	35
Solarthermische Stromerzeugung	12 – 22,5	
Windkraftturbinen	6 – 9	10 – 32

Quelle: Walz und Ragwitz (2011)

Anmerkung: Die Lernraten hinsichtlich des auf die Bereitstellung von Elektrizität bezogenen Systemoutputs liegen höher als bei den technologisch definierten Systemteilen und den Investitionskosten für die Kraftwerke. Es bleibt allerdings unklar, ob dies auf Skaleneffekte, Learning by doing-Effekten gekoppelt mit organisatorischen Innovationen oder auf Veränderungen in den Preisstrukturen der Inputs zurückgeführt werden kann.

Studien, die dem systemischen Innovationsansatz folgen, betonen, dass die politisch induzierte Diffusion von Technologien aus dem Bereich der erneuerbaren Energien in den Markt - und nicht nur die FuE-Förderung - eine wichtige Voraussetzung für weitere Innovationen sind (Walz und Ragwitz, 2011; del Rio, 2012). Lerneffekte entstehen dabei vor allem aus der Interaktion von Technologieanbieter und -nutzer bzw. der Rückkopplung zwischen Technologie- und Marktentwicklung (user-producer interaction, learning by interacting). Derartige Rückkopplungseffekte konnten etwa bei der Entwicklung der Windindustrie in Deutschland in Fallstudien nachgewiesen werden (Bergek und Jacobsson, 2003; Walz und Schleich, 2009). Wesentlich für weitere Innovationen im Inland sind auch Rückwirkungen aus der Exporttätigkeit (learning by exporting). Die Interaktionen können dabei auch insofern bestehen, dass Lerneffekte die weitere Marktentwicklung anregen, die wiederum FuE-Investitionen attraktiver machen (del Rio, 2012). Methodisch anspruchsvolle Studien für die Entwicklung der Windindustrie auf der Basis zweistufiger Lernkurven zeigen, dass das Zusammenspiel von FuE-Förderung und Diffusionsförderung besonders erfolgversprechend für die Entwicklung einer tragfähigen Windturbinenindustrie war (wie sie sich insbesondere in Dänemark eingestellt hat) (Klaasen et al., 2005; Söderholm und Klaasen, 2007). Vorteilhaft wirken Markteinführungsprogramme auch in dem Sinne, dass sie die Änderungen und Ergänzungen in der technischen und organisatorischen Infrastruktur des Energiesystems aufzeigen, die sich bei einem Wechsel von konventionellen fossilen und nuklearen Energietechnologien zu erneuerbaren Energietechnologien mit grundlegend anderen Charakteristika ergeben (Lechtenböhmer und Samadi, 2010).

Schließlich ziehen die Investitionen in erneuerbare Energien im heimischen Markt Kostensenkungen nach sich, die wiederum Investitionen in erneuerbare Energien in Schwellenländern erleichtern. Die geringeren Kosten des Klimaschutzes dort - bei ansonsten fehlenden Klimaschutzpolitiken - erleichtern dann den Beitritt zu einem zukünftigen weltweiten Klimaabkommen. Angesichts dieser länderübergreifenden Externalitäten ist daher die Förderung erneuerbarer Energien angebracht,

solange langfristig mit einem globalen Klimaabkommen bzw. Emissionshandelssystem zu rechnen ist (Edenhofer und Kalkuhl, 2009; Lechtenböhmer und Samadi, 2010).

Eine alleinige FuE-Förderung erscheint nicht nur wegen des längeren Zeithorizonts, sondern auch deshalb problematisch, weil FuE selbst in hohem Maße unsicher ist bzw. mit geringer Wahrscheinlichkeit hohe Erträge abwerfen kann und insofern versagen kann (sog. „valley of death“). Die Förderung der Diffusion erneuerbarer Energien erfüllt in diesem Sinne eine Versicherungsfunktion gegen das Risiko des Scheiterns (Nemet, 2009).

Insgesamt herrscht ein gewisser Konsens, dass sowohl die FuE-Förderung als auch nachfrageseitige Diffusionspolitiken zur Innovationsförderung im Bereich erneuerbarer Energien erforderlich sind und sich gegenseitig befriedigen können (empirisch insbesondere Johnstone, Haščić und Popp, 2010; Horbach, 2007; im Überblick Mitchell et al., 2011, S. 888). Nach del Rio (2012) gilt dies vor allem in „mittleren Phasen“ des Prozesses des technologischen Wandels. Diskussionswürdig ist freilich das Verhältnis zwischen FuE- und Diffusionsförderung (bzw. anderen Formen von Lernen). So hat die FuE-Förderung auch einen Optionswert (Requate, 2010). Statt den Einsatz relativ unausgereifter Technologien heute zu forcieren, bietet sie die Chance von erheblichen Effizienzgewinnen durch den Einsatz besserer Technologien in der Zukunft.

Auch lassen sich aus dem Vorhandensein bestimmter Lernraten nicht unmittelbar Politikempfehlungen ziehen (Nemet, 2006). Ganz generell sind Lernraten und daraus resultierende Kostensenkungen schwer vorauszusagen (z.B. wegen Diskontinuitäten, heterogenen Ausgangsbedingungen der Firmen). Ebenso ist die Höhe der Lernrate und die Gestalt der Erfahrungskurve nur teilweise politisch beeinflussbar. Nicht zuletzt ist es aus empirischer Sicht schwierig eine eindeutige Kausalitätsrichtung nachzuweisen. Zum einen sind zunehmende Erfahrung bzw. zunehmende Produktionskapazitäten nicht die einzige Determinante von Kostensenkungen. Wesentlich ist nicht zuletzt Wissen, das aus anderen Quellen resultiert, wie FuE oder Wissen von anderen Industriesektoren. Zum anderen können zunehmende Produktionskapazitäten und Marktanteile nicht nur die Kosten senken, sondern auch – ggf. politisch forcierte – Kostensenkungen die Wettbewerbsfähigkeit von Technologien erhöhen und Forschungsinvestitionen in diese Technologien attraktiver machen (Ek und Söderholm, 2010). Einige Modellanalysen legen nahe, dass kostensenkende Forschung und Entwicklung (learning by researching, LBR) größere Wirkungen auf die Vermeidungskosten haben als Kapazitätserweiterungen (learning by doing, LBD). Castelnuovo et al. (2005) legt nahe, das LBD mit einer prozentualen Reduktion der Kosten von 5%, LBR dagegen mit einer Kostenreduktion von 12% verbunden ist (ähnlich Edenhofer, Bauer und Kriegler, 2005; Jamasb, 2007).

Gegen eine zu starke Gewichtung von learning by doing bzw. Adoptionsexternalitäten in der Politikformulierung spricht schließlich, dass die Lernraten und damit Externalitäten üblicherweise mit der Zeit abnehmen, so dass mit zunehmender Reife der Technologien eine Förderung auf der Basis von technologischem Lernen an Gewicht verliert (Gillingham und Sweeney, 2010). Zudem können auch Technologien mit hohen vermuteten Lernraten gegebenenfalls niemals wettbewerbsfähig werden oder auf andere Barrieren stoßen (z.B. begrenzter Flächenbedarf, Schwierigkeiten bei der Integration in das Energiesystem). Risikomindernd wäre dann die Unterstützung eines breiteren Portfolios an Technologien (Fischer et al., 2012). Alternativ müsste eine auf Lernraten ausgerichtete Politik begründen, inwiefern durch eine Produktionsausweitung (z.B. unerschlossene Potenziale in anderen Ländern) den üblicherweise abnehmenden Kostensenkungswirkungen entgegengewirkt werden könnte oder erhebliche qualitative Verbesserungen (z.B. zur Entwicklung von Technologien mit hohem Emissionsminderungspotenzial) induzieren kann.

Während der Emissionshandel direkt - wenn auch bislang unzureichend - an der Internalisierung von Umwelt- bzw. Klimaexternalitäten ansetzt, ist die Förderung erneuerbarer Energien in dieser Hinsicht wenig zielgenau und kostenineffizient. Der (hypothetische) Fall einer alleinigen CO<sub>2</sub>-Minderung über die Förderung erneuerbarer Energien wäre zwar unmittelbar CO<sub>2</sub>-mindernd, aber immer weniger kosteneffizient als ein Emissionshandel oder eine Emissionsbesteuerung (Fischer und Peonas, 2010; Kalkuhl et al., 2012). In diesem hypothetischen Fall wären längerfristige, dynamische Ineffizienzen auch durch die Abkopplung vom Marktmechanismus und Rebound-Effekte unvermeidlich. Abgesehen davon basiert die Förderung erneuerbarer Energien im allgemeinen nicht auf dem Verursacherprinzip, sondern auf dem Gemeinlastprinzip und ist mit typischen generellen Nachteilen von Subventionen wie finanzierteiligen Verzerrungen, Mitnahmeeffekten und Schwierigkeiten bei der Auswahl subventionswürdiger Technologien verbunden.

Die Förderung erneuerbarer Energien trägt prinzipiell neben dem Abbau klima- und technologiepolitischer Marktversagen allerdings auch zur Abmilderung anderer Marktmängel bzw. Barrieren und zur Erreichung weiterer politischer Ziele bei. So sind mit der Förderung erneuerbarer Energien tendenziell – je nach spezifischem erneuerbarem Energieträger - neben der geringeren CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugungsanlagen andere positive Umwelteffekte (sog. ancillary benefits) verbunden. Zu nennen sind insbesondere vermiedene SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Staubausmissionen aus fossiler Energieerzeugung. Allerdings können diese Emissionen vermutlich effizienter und effektiver durch andere Instrumente verringert werden. Unklar ist auch, ob alternative politische Maßnahmen (z. B. zur Erhöhung der Energieeffizienz) nicht mit höheren Umweltentlastungswirkungen einhergehen würden.

Häufig genannt wird auch die Erhöhung der politischen Versorgungssicherheit (Gawel und Lehmann, 2011; Fischedick und Samadi, 2010).<sup>97</sup> Die Abhängigkeit Deutschlands von Energieträgerimporten in Verbindung mit der Konzentration auf wenige, zum Teil instabile Bezugsländer stellt ein schwer kalkulierbares politisches Risiko für private Akteure dar (Pittel und Lippelt, 2012). Weitere Risiken resultieren dann, wenn die Preise für Energieträger nicht ihre tatsächliche Knappheit widerspiegeln, was etwa durch die Kopplung des Erdgas- an den Erdölpreis begünstigt wird. Unvorhergesehene Lieferengpässe für (Erdgas-)Importeure aufgrund falscher Preissignale können dann wiederum erhebliche makroökonomische Anpassungskosten mit sich bringen. Der Einsatz vielfältiger erneuerbarer Energien aus inländischer Produktion stellt eine Möglichkeit zur Reduktion des politischen Versorgungssicherheitsrisikos dar. Allerdings dürfte ihr Beitrag teilweise dadurch kompensiert werden, dass angesichts ihres fluktuierenden Dargebots und unzureichender Speichermöglichkeiten Back-up Kapazitäten - insbesondere aus Gaskraftwerken - erforderlich sind (ebda., 2012).

Insbesondere von politischer Seite ist schließlich vorgebracht worden, dass die Förderung erneuerbarer Energien die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie verbessert und damit neben bzw. zusätzlich zu technologie- und umweltpolitischen Marktversagenstatbeständen industriepolitisch wünschenswert ist. Während dieses Förderungsmotiv an andere Fälle selektiven staatlichen Interventionismus erinnert und ordnungspolitisch zweifelhaft erscheint, wird es von Umweltökonomik seit geraumer Zeit meist in einem breiteren umweltpolitischen Kontext (d.h. nicht nur im Kontext der Förderung erneuerbarer Energien) diskutiert. Kristallisierungspunkt dieser Diskussion ist die sog. Porter- Hypothese. Unterschieden wird dabei jüngst zwischen drei Varianten dieser Hypothese (PH) (Ambec et al., 2011). Gemäß der schwachen PH induzieren gut ausgestaltete (properly designed)

---

<sup>97</sup> Die Messung ist allerdings schwierig. Böhringer und Keller (2011) nutzen drei Indikatoren, die die Preisrisiken und die Importabhängigkeit bestimmter Brennstoffe sowie die Energieintensität einer Volkswirtschaft abbilden.

Umweltregulierungen Innovationen.<sup>98</sup> Bezuglich dieser, eigentlich auf Hicks (1932) zurückzuführenden induzierten Innovationshypothese bietet die Literatur einige Evidenz. Sie bezieht sich auch auf die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland und ist vorwiegend fallstudienbasiert (vgl. wie bereits oben zitiert z.B. Walz und Ragwitz, 2011; Bruns et al., 2009). Wesentlich für die Frage der Wettbewerbsfähigkeit ist allerdings die sog. starke PH. Ihrzufolge gleichen die induzierten Innovationen zusätzliche regulierungsinduzierte Kosten oft mehr als aus (sog. innovation offsets). Diese, aus neoklassischer Perspektiven kontraintuitive Hypothese wird in der theoretischen Literatur mit verschiedenen (weiteren) „Versagenstatbeständen“ begründet (organisatorische Rigiditäten, Koordinationsproblemen, unvollständigem Wettbewerb u.v.m.) (vgl. Ambec et al., 2011 im Überblick). Schließlich besagt die sog. enge PH, das flexible Umweltregulierungen bzw. -maßnahmen größerer Innovationsanreize bieten als präskriptive.

Die umfangreichste, länderübergreifende und Deutschland einschließende, ökonometrische Untersuchung in Form einer zweistufigen Kleinstquadrateschätzung, die kombiniert die schwache und starke Version der PH untersucht, wurde von Lanoie et al. (2011) vorgelegt. Die Ergebnisse bestätigen die schwache PH (positiv signifikanter Einfluss der wahrgenommenen Striktheit von Umweltregulierung auf Umweltinnovationen). Sie widerlegen allerdings die starke PH: So zeigt sich zwar ein positiver Effekt der induzierten Innovationen auf den Unternehmenserfolg; dieser wird aber durch den direkten negativen Effekt der Regulierung auf den Unternehmenserfolg überkompensiert. Spezifischere und auf Deutschland bezogene mikroökonomische Studien weisen ambivalente Ergebnisse auf (Rennings und Rammer, 2011; Rammer und Rexhäuser, 2010). Rennings und Rammer (2011) zeigen, dass der Einfluss von Umweltregulierungen auf den Innovationserfolg (gemessen über Markt- und Produktneuheiten sowie erzielte Kostensenkungen) und den Unternehmensgewinn uneinheitlich und im Aggregat weder positiv noch negativ ist. Zudem sind Umweltinnovationen im Durchschnitt nicht weniger erfolgversprechend als sonstige Innovationen. Im Stromsektor ergibt sich ein negativer Einfluss von „Regulierungen“ - genannt werden gebündelt das EEG, KWKG und das EnWG - auf die Einführung von Marktneuheiten, was darauf hindeutet, dass hier „nur“ zuvor erfolgte Produktinnovationen übernommen werden. Der Einfluss auf den Unternehmensgewinn erweist sich als nicht signifikant. Diese mikroökonomisch robusten Studien für Deutschland lassen Zweifel aufkommen, dass über die Förderung erneuerbarer Energien in systematischer Weise regulierungsinduzierte Kosten überkompensiert bzw. zusätzliche Innovationsvorteile (offsets) erschlossen werden können.

Im weiteren Sinne wird die PH auch dahingehend betrachtet, ob durch nationale Umweltregulierungen Wettbewerbsvorteile auf dem Weltmarkt entstehen, die wiederum den nationalen Unternehmen zugute kommen würden (early-mover Vorteile, Erfahrungsvorsprünge). Regionale Märkte bzw. Heimmarktmärkte, auf denen Produkte und Technologien zu einem früheren Zeitpunkt nachgefragt werden und sich später auch international durchsetzen, werden dabei als Lead-Märkte bezeichneten. Beise und Rennings (2005) haben das aus der allgemeinen Innovationsliteratur stammende Konzept unter Rückgriff auf die PH auf Umweltinnovationen angewendet. Zudem ist es in der politikwissenschaftlichen Literatur aufgegriffen worden (Jacob et al., 2005). Von politischer Seite wird mit Verweis auf das Lead-Markt Konzept zum Beispiel geltend gemacht, dass der globale Markt für Solarthermie, Photovoltaik und Windenergie vermutlich um 20% bis 2020 wachsen wird und Deutschland als einer der größten Umwelttechnologieanbieter und Exporteure bei Klimaschutzgütern von diesem Trend profitieren wird (BMU und UBA, 2011; Kapitel 5).

---

<sup>98</sup> Dabei wird keine Aussage darüber getroffen, ob Innovationsrichtung oder –ausmaß wohlfahrtsoptimal sind.

Der Nachweis, dass tatsächlich Wettbewerbsvorteile für Deutschland durch die Förderung erneuerbarer Energien entstanden sind, erweist sich allerdings als schwierig. So basieren bisherige Untersuchungen lediglich auf Fallstudien (Jacob et al., 2005), Befragungen betroffener Unternehmen (DIW/Fraunhofer ISI/Roland Berger, 2007) und deskriptiv-statistischen Auswertungen (NIW und ISI, 2011; BMU und UBA, 2011) (vgl. weiterführend Kapitel 5.2).<sup>99</sup> Eine grundlegende Schwierigkeit ergibt sich dadurch, dass gesamtwirtschaftliche Kosten von Umweltregulierungen über die erwähnten Untersuchungsmethoden (inkl. die oben erwähnten mikroökonomischen Studien) nur unzureichend bzw. höchstens indirekt Berücksichtigung finden. Durch induzierte (Strom-)Preisseigerungen und angesichts der Opportunitätskosten bei der Verwendung von Haushaltsmitteln zu Gunsten erneuerbarer Energien entstehen jedoch Verdrängungs- und Entzugseffekte zulasten Dritter. Weniger beleuchtet wird auch die Frage, ob die Fördermaßnahmen inländischen oder – angesichts zunehmenden internationalen Wettbewerb im Bereich erneuerbarer Energien – nicht auch ausländischen Anbietern zugutekommen, was positive Wirkungen auf die nationale Wettbewerbsfähigkeit abmildern (OECD, 2012a).

Peters et al. (2012) beleuchten unter dem Blickwinkel der intendierten Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien die Gewichtung von demand-pull Politiken gegenüber supply-push Politiken. Die Autoren zeigen mithilfe von Patentdaten für die Photovoltaik über eine ökonometrische Panelanalyse u.a., dass von Diffusionsfördermaßnahmen auch erhebliche länderübergreifende Innovationsspillover ausgehen und ausländische Industrieunternehmen profitieren. FuE-Politiken lösen dagegen primär (patentierte) Innovationen innerhalb der Landesgrenzen aus. Länderübergreifende Innovationsspillover sind grundsätzlich zwar wünschenswert (insbesondere wenn sie zur Verbreitung radikaler Umweltinnovationen beitragen). Allerdings sind sie aus dem Blickwinkel einer auf die nationale Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbare-Energien-Branche ausgerichteten Politik ambivalent. So ist eine Politik, die „die Lernkurve der Welt“ finanziert, für Verbraucher bzw. Steuerzahler in Deutschland zunehmend kostspielig und könnte gegebenenfalls die Wettbewerbsposition Deutschlands und die Akzeptanz der Bevölkerung unterminieren. So findet die Produktion von Solartechnik unter teilweiser Übernahme deutscher Entwicklungen jetzt verstärkt in China statt, bei weiter auch eher dort zu erwartenden technischen Fortschritten (Kapitel 5.2.6). Eine stärkere Ausrichtung auf technology-push Politiken könnte dagegen unmittelbarer die heimische Wettbewerbsfähigkeit stärken.<sup>100</sup>

#### **4.1.3 Abbau von Marktversagenstatbeständen durch die weitere Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

In Deutschland wird die Förderung erneuerbarer Energien stark durch das EEG dominiert (vgl. Kapitel 2.2.3.3.1). Die Aussagen aus dem letzten Abschnitt müssen vor diesem Hintergrund nochmals überprüft werden. Dabei geht es weniger darum, ob über das EEG Marktversagenstatbestände in der Vergangenheit reduziert wurden, als viele erneuerbare Energietechnologien noch ein Nischendasein geführt haben. Vielmehr ist vor allem zu fragen, ob die weitere Förderung über das EEG effizient noch bestehende Marktversagenstatbestände korrigieren kann.

---

<sup>99</sup> Stärker auf die gesamtwirtschaftliche Ebene zielen Untersuchungen zu den Nettobeschäftigungseffekten erneuerbarer Energien (z.B. Lehr et al., 2011). Die Ergebnisse hierzu sind allerdings stark umstritten (vgl. kritisch z.B. Frondel et al., 2010; Frondel et al., 2012).

<sup>100</sup> Dabei bleibt freilich das Ergebnis der FuE-Aktivitäten wiederum unsicher.

Wesentliches Ziel des EEG ist es laut Gesetz im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen. Bezuglich der Internalisierung von Umwelt- und Klimaexternalitäten kann - unabhängig von technologie- und innovationsspezifischen Marktversagen und der Rolle des Emissionshandels – zunächst folgendes festgehalten werden:

1. Im Hinblick auf die direkte Internalisierung von Klimaexternalitäten ermöglicht das EEG zwar für sich gesehen den Einsatz CO<sub>2</sub>-armer Erzeugungstechnologien, ist dabei aber im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Minderung wenig zielgenau und insbesondere durch die hohen Grenzvermeidungskosten zumindest statisch ineffizient (vgl. auch Punkt 7 unten). Wenigstens näherungsweise wird allerdings das Verursacherprinzip gewährleistet, indem das EEG die Förderkosten - wenn auch ungleichmäßig - auf die Stromverbraucher als Verursacher von Externalitäten überwälzt. Interpretiert man die EEG-Umlage (add-on) auf den Strompreis als eine Outputsteuer auf Strom wird die Stromerzeugung und damit verbundene Emissionen im allgemeinen verringert. Die Outputsteuer zielt aber nicht direkt auf Emissionen und führt insofern zu Verzerrungen: Vergleichsweise CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung (z.B. Erdgas) wird gegenüber CO<sub>2</sub>-intensiver Erzeugung (z.B. Braunkohle) relativ schlechter gestellt.<sup>101</sup> Solange die EEG-Umlage nur wenige Cent pro Kilowattstunde (derzeit 3,6 ct/kWh) ausmachen, sind diese Verzerrungen zumindest noch begrenzt (Lehmann, 2010).
2. Das EEG vermeidet zumindest weitgehend einige der oben diskutierten allgemeinen Nachteile von Subventionen. So sind insbesondere Mitnahmeeffekte dadurch begrenzt, dass die meisten erneuerbaren Energietechnologien Subventionen benötigen, um überhaupt die Wirtschaftlichkeitsschwelle zu überschreiten (Böhringer, Koschel und Moslener, 2005).
3. Da das EEG den unmittelbaren Einsatz von alternativen Formen der Energieerzeugung fördert, ist es unmittelbar stärker als zum Beispiel ein Forschungsprogramm zu Gunsten erneuerbarer Energien darauf gerichtet, andere Umweltexternalitäten abzubauen. Insofern gelten hier die Aussagen aus dem letzten Abschnitt 4.1.2.<sup>102</sup>

Die Förderung erneuerbarer Energien über das EEG stellt allerdings in erster Linie eine ökologisch motivierte Technologiepolitik da. Zu fragen ist daher insbesondere, ob die Förderung erneuerbarer Energien im Sinne einer auf Wissens-Spill-over ausgerichteten Politik verstanden werden kann:

1. Wenig zielgenau und kostenträchtig ist das EEG im Hinblick auf die Internalisierung von Spill-overs, die in frühen Phasen des Innovationsgeschehens bzw. bei der Entwicklung wirklich neuer Technologien auftreten. Zwar ist die Förderung durch das EEG mit einer Weiterentwicklung von Stromerzeugungstechnologien einhergegangen; dies deuten schon die überproportional ansteigenden Patentanmeldungen in Deutschland an (vgl. Kapitel 2.1.4.3). Auch die fundierte firmenspezifische Fallstudie von Peters et al. (2011) für die Photovoltaik zeigt, dass mit dem politikinduzierten Marktwachstum ein absoluter Zuwachs an FuE-Aktivitäten (exploration) einhergegangen ist, da über das Marktwachstum Investoren angezogen wurden und die finanziellen Ressourcen der Firmen angestiegen sind, was wiederum FuE-Investitionen begünstigt hat. Allerdings wurde gleichzeitig die relative Balance zwischen FuE-Aktivitäten und produktionsbezogenen Aktivitäten verschoben. Vor allem Firmen mit relativ reifen Technologien (wie waferbasierten Siliziumzellen) sehen sich nur geringem Forschungsdruck ausgesetzt und setzen ihr knappes Personal bevorzugt in verkaufsnahen Aktivitäten ein. So hat sich auch bei einem starken Kapazitätswachstum in den letzten Jahren die FuE-Quote der deutschen

---

<sup>101</sup> Durch die Besteuerung im Rahmen der ökologischen Steuerreform werden diese Verzerrungen kaum behoben, sondern eher noch verstärkt (vgl. Kapitel 2.2.2.4.3).

<sup>102</sup> Ähnliches gilt bzgl. des Beitrags zum Ziel der politischen Versorgungssicherheit.

Solarwirtschaft von knapp 4% (2001) auf nur noch 1,6% (2008) verringert. Indirekt hat außerdem das übermäßige Marktwachstum zu Markteintrittsbarrieren für weniger ausgereifte Technologien geführt und lock-in Effekte zu Gunsten etablierter Technologien begünstigt.<sup>103</sup>

2. Auch der instrumentenspezifische Innovationsanreiz ist gering, da das EEG immer zu Durchschnittskosten vergütet und der Innovator an einer (ex-post) effizienten Technologie genauso viel verdient wie an einer schon vorhandenen (Requate, 2009). So gesehen sind technologische Neuerungen - soweit sie nicht anderweitig gefördert werden - risikobehaftet. Lediglich die Degressionsregelungen und möglicherweise die Erwartung einer weniger großzügigeren Förderung in der Zukunft wirken zu Gunsten technologischer Weiterentwicklungen (vgl. auch Punkt 4).
3. Das EEG richtet sich - auch aus WTO-rechtlichen Gründen - nicht an die Hersteller von Technologien zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen (z.B. Windturbinenhersteller), sondern an die Anlagenbetreiber. Nur wenn angenommen wird, dass mit erhöhter Stromproduktion auch die Technologieentwicklung proportional Schritt hält, wäre dieses Vorgehen im Sinne der Korrektur von spill-overs sachgerecht. Allerdings hängt das Ausmaß der Stromproduktion auch von Faktoren ab, die kaum mit der Innovationstätigkeit korreliert sind, insbesondere den natürlichen und örtlichen Gegebenheiten (Sonneneinstrahlung, vorhandene Fläche etc.). Eine zusätzliche Differenzierung nach diesen Kriterien - höhere (niedrigere) Förderung bei ungünstigen (günstigen) Bedingungen - bringt jedoch andere Nachteile mit sich, wie höhere Transaktionskosten auf Regulierungsseite und Effizienzverluste im Hinblick auf die potentielle CO<sub>2</sub>-Minderung.
4. Die Differenzierung der Fördersätze durch das EEG lässt sich prinzipiell im Sinne unterschiedlicher Lernraten und – vermutlich – Lern-Spill-over rechtfertigen (Kapitel 4.1.2). Vorteilhaft ist auch, dass ein relativ hoher Grad an Diversität unterschiedlicher erneuerbarer Energieerzeugungstechnologien mit unterschiedlichem Reifegrad aufrechterhalten werden kann (del Rio, 2012).<sup>104</sup> Allerdings scheinen die Fördersätze nicht unmittelbar auf unterschiedliche Lernraten, sondern auf die jeweiligen durchschnittlichen Stromgestehungskosten abzuzielen, die wiederum ein ungenaues und ggf. verfehltes Proxy für Ersteres sind. Die verschiedenen Bonusregelungen innerhalb des EEG sind zwar im engeren Sinne technologiepolitisch motiviert. Fraglich ist aber, ob von Seiten des Staates dadurch tatsächlich längerfristig tragfähige Technologien ausgewählt werden können oder nicht letztlich Investitionsanreize verzerrt und möglicherweise die Diversität der Technologien durch überzogenen staatlichen Steuerungsanspruch oder Lobbyeinfluss langfristig reduziert wird (verschärfte “Picking-the-winner“-Problematik, vgl. auch Battle et al., 2012).<sup>105</sup> Die Differenzierung steht außerdem im Zielkonflikt mit einer möglichst marktorientierten und kosteneffizienten Emissionsreduzierung pro erzeugte Einheit erneuerbaren Stroms (vgl. Punkte 5 und 6).
5. Insbesondere für die Photovoltaik besteht die Gefahr, dass trotz hoher Fördersätze und vergleichsweise hoher Lernraten und Kostensenkungspotenziale sowie technischer Potenziale diese Art der Stromerzeugung in Deutschland nicht zu einer tragenden Säule des Versorgungssystems werden kann. Zwar hat die Stromerzeugung aus Photovoltaik z.T. bereits Mitte 2012 die sog. Netzparität (gemessen am durchschnittlichen Haushaltsstrombezugspreis) erreicht, so dass die dezentrale Eigenstromerzeugung privater Anlagenbetreiber ohne Zuschüsse

<sup>103</sup> Peters et al. (2011) zitieren Evidenz, dass eine Verlagerung von FuE- zu produktionsbezogenen Aktivitäten infolge von demand-pull Politiken auch in der US-Windindustrie stattgefunden haben könnte, regen aber weitere Forschung zu anderen erneuerbaren Energietechnologien an.

<sup>104</sup> Für die Verfestigung der Energieerzeugung können sich differenzierte Einspeisetarife auch als hilfreich erweisen.

<sup>105</sup> Zudem wurden diese Bonusregelung in letzter Zeit besonders häufig revidiert (vgl. Kapitel 2.2.3.3.1).

wirtschaftlich betrieben werden kann (Schleicher-Tappeser, 2012). Allerdings wird – neben Kostenrisiken auf der Inputseite (Knappheiten bei Silizium, Indium) - insbesondere mit zunehmenden Kosten der Integration in das weiterhin bestehende Stromversorgungssystem (System- oder Integrationskosten) gerechnet.<sup>106</sup> Dies betrifft insbesondere Kosten für die Anpassung der Netzstruktur und des Netzmanagements, Kosten für Energiespeicherlösungen und Kosten für vorzuhaltende Reserve-, Regel- und Ausgleichsenergie (vgl. Kapitel 2.2.3.3.3 und 4.2). Hinzu kommen Mindereinnahmen bei der im Strompreis enthaltenen Strom- und Mehrwertsteuer. Vor diesem Hintergrund erscheinen auch die hohen, kumulierten und abgezinsten, Differenzkosten für die bisher von 2000-2011 errichteten Photovoltaikanlagen von geschätzt 99 Mrd. € und der hohe Anteil an den gesamten EEG-Förderkosten problematisch (Frondel, Schmidt und Vance, 2012). So liegen für die Windenergie diese Kosten bis 2010 „nur“ bei gut 20 Mrd. € (Frondel et al., 2010). Der größte Teil der Zahlungen wird zudem angesichts der über 20 Jahre gewährten Vergütungen erst in den nächsten Jahrzehnten mit den Stromrechnungen der Verbraucher fällig. Unter Beibehaltung des heutigen EEG-Fördersystems bis 2020 in unveränderter Form kommen nach Frondel, Schmidt und aus dem Moore (2012) zudem weitere Zusatzkosten auf die Stromverbraucher von knapp 59 Mrd. Euro – darunter gut 13 Mrd. € für die Photovoltaik, 23 Mrd. € für die Offshore- und gut 2 Mrd. € für die Onshore-Windenergie - in heutigen Preisen zu, wobei dies als Untergrenze angesehen wird.

6. Ungünstig schneidet die Photovoltaik auch regelmäßig im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ab (Tabelle 4.2; ifo Institut und FfE, 2012; Fahl, 2012). Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung werden aus deren Stromgestehungskosten berechnet, abzüglich der vermiedenen Strombezugskosten, die auch ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien angefallen wären. Diese Differenz der Kosten wird unter Berücksichtigung der Systemkosten auf den jeweiligen Verdrängungsmix bezogen.<sup>107</sup> Die höchsten Vermeidungskosten im energiewirtschaftlichen Sektor weist die Photovoltaik auf. Deren Vermeidungskosten bleiben auch bis 2050 die höchsten, wenngleich sie bis dahin um über 50% verringert werden können. Die niedrigsten Vermeidungskosten erneuerbarer Stromerzeugung hat gegenwärtig Wind-Onshore, aufgrund des erwarteten stärkeren Investitionskostenrückgangs wird ab 2040 Wind-Offshore jedoch die günstigere Variante sein. Dennoch weisen alle erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung deutlich positive Vermeidungskosten auf. Ab 2020 steigen die Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien zum Teil wieder kontinuierlich an. Dies liegt zum einen an der Verringerung des Verdrängungsmixeffekts sowie zum anderen an den weiter

---

<sup>106</sup> Ehlers (2011) argumentiert, dass zur Bewertung der Photovoltaik die Grid-Parity unzulässig ist. Dies liegt zum einen an den erheblichen zusätzlich induzierten Kosten im Netz. Zum anderen (und damit verbunden) ist nicht erkennbar, wie trotz technischem Fortschritt substantielle Einsparungen im Verteilnetz auf der Basis von dezentralen Anlagen erreicht werden können. Schleicher-Tappeser (2012) sieht dagegen ein erhebliches Potenzial von über 20% in der PV-Eigenversorgung (auch für Industrikunden), die wiederum den Stromdurchfluss über das Verteilnetz deutlich reduzieren würde. Über Lastmanagement und damit verbundene massive Innovationsanstrengungen (Energiespeicher, IuK, neue Geschäftsmodelle etc.) sowie an den sog. prosumer angepasste lokale Anreizmechanismen (z.B. lokal differenzierte Stromtarife) könnten demzufolge erheblich Kosten eingespart werden (vgl. auch Kapitel 4.2).

<sup>107</sup> Für die Abschätzungen der CO<sub>2</sub>-Minderungen wurde in ifo Institut und FfE (2012) unterstellt, dass die verdrängten Emissionen pro regenerativ erzeugter kWh zwischen 2010 und 2050 von 873 auf 567 g zurückgehen.

steigenden Systemkosten.<sup>108</sup> Wind-Offshore kann diesen Effekt durch die sehr deutliche Verminderung der Investitionskosten kompensieren.

Tabelle 4.2: Schätzung der volkswirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in €/tCO<sub>2</sub> für die erneuerbare Stromerzeugung<sup>109</sup>

	2010	2020	2030	2040	2050
Fotovoltaik	387	161	163	169	177
Wind Onshore	59	42	57	55	71
Wind Offshore	107	88	64	49	56
Biomasse	120	116	140	148	154

Quelle: ifo-Institut und FfE (2012)

7. Selbst wenn an der differenzierten Förderung über das EEG unabhängig von den genannten Spannungsfeldern festgehalten wird, ist zu bedenken, dass erneuerbare Energien zunehmend weniger Nischentechnologien sind, sondern sich schnell entwickelnden internationalen Technologiemärkten gegenübersehen. Hieraus resultiert wiederum ein Spannungsfeld: Auf der einen Seite droht eine auf Investitionssicherheit gerichtete Regulierung veraltete Technologien über einen längeren Zeitraum zu hohen Kosten zu konservieren. Auf der anderen Seite drohen noch häufigere EEG-Revisionen und diskretionäre Eingriffe im Sinne eines Trial-and-error Ansatzes, die zu überhastetem Investitionsverhalten („Dezemberfieber“) führen und letztlich die Stabilität des Fördersystems gefährden können (OECD, 2012a).

Im Hinblick auf die intendierte Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit heimischer Anbieter über das EEG rücken damit auch zunehmend die negativen Kosten- und Folgewirkungen in den Vordergrund. Zwar hat das EEG sicherlich wesentliche Impulse für das Entstehen eines neuen Industriezweigs gesetzt. Problematisch sind allerdings

- die zunehmende und durch das EEG begünstigte Verlagerung knapper Firmenressourcen von forschungs- zu verkaufsnahen Aktivitäten (Punkt 1 oben);
- die geringen bzw. nur über problematische zusätzliche Bonusregelungen implementierten Anreize zu technologischen Weiterentwicklungen in einem zunehmend dynamischen Weltmarkt (Punkte 2, 4, 7);
- die zunehmenden und potentiell steigenden Entzugseffekte über die Erhöhung der EEG-Umlage am Strompreis – von 0,5% (1998) auf 14% (2011) (Frondel, Schmidt, aus dem Moore 2012) - und damit verbundene gesamtwirtschaftliche Opportunitätskosten;

<sup>108</sup> Frondel, Ritter und Schmidt (2011) thematisieren in diesem Zusammenhang die zusätzlichen, über die EEG-Umlage verrechneten Kosten für die Verbraucher, die bei mangelndem Speichermöglichkeiten und unzureichenden Netzausbau bei wachsender Konkurrenz der erneuerbaren Energien untereinander entstehen können (z.B. gleichzeitig Sonnenschein und starker Wind). So müssen wohl vorwiegend größere, relativ kostengünstige Anlagen unter diesen Bedingungen „heruntergeregt“ werden, da das Abschalten einer großen Zahl an kleinen, dezentralen Fotovoltaikanlagen mit großem Aufwand verbunden sein dürfte.

<sup>109</sup> Fahl (2012) kommt zu einer gleichen Reihenfolge, allerdings abweichenden absoluten Werten für 2010: Fotovoltaik: 597 €/tCO<sub>2</sub>, Windenergie: 87 €/tCO<sub>2</sub>, Biomasse: 204 €/tCO<sub>2</sub>. Vgl. zu noch höheren, früheren Werten für die Fotovoltaik auch Frondel et al. (2012).

- die zunehmende Begünstigung ausländischer (vor allem chinesischer) Technologieanbieter über das EEG (vgl. Kapitel 5.2.6);
- die Gefahr eines schädlichen Subventionswettkampfs mit anderen Ländern.

Vor diesem Hintergrund gibt es keine überzeugenden Argumente zur Bestätigung der starken Porter-Hypothese (PH). Die zunehmende Komplexität der EEG-Regelungen selbst sprechen auch gegen die enge, auf die Flexibilität des Politikdesigns abstellende PH.

Zweifelhaft erscheinen auch die Versuche, die durch das EEG induzierten Kosten nachhaltig zu begrenzen und erneuerbare Energien effizient in ein marktwirtschaftlich organisiertes Energieversorgungssystem zu integrieren.<sup>110</sup> Diese mangelnde Integration bzw. die hohen Integrationskosten drohen die energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gefährden (ifo-Institut und FfE, 2012; Hiroux und Saguan, 2010).

1. Ein generelles Spannungsverhältnis resultiert daraus, dass das EEG als preisbasiertes Instrument i.d.R. im Gegensatz zu Mengenlösungen nur ungenau die politisch definierten Ausbauziele (Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch etc.) erreichen kann. Aufgrund der im Detail kaum vorhersehbaren Verhaltensreaktionen von Energieproduzenten und -verbrauchern kann es leicht zu Zielabweichungen kommen (vgl. auch Kapitel 2.2.3.3.1). Daraus resultieren wiederum Unsicherheiten innerhalb des Energieversorgungssystems insgesamt. Der Gefahr des „Überschießens“ muss durch zusätzliche Maßnahmen (wie den seit kurzem eingeführten Kappungsgrenzen bei der Photovoltaik) begegnet werden.
2. Die Einspeisevergütungen sind zeitunabhängig fixiert und orientieren sich primär an den Stromgestehungskosten. Sie geben keinen Aufschluss darüber, welchen Wert der erzeugte Strom für das gesamte Versorgungssystem zukommt. Vielmehr wird dieser Wert durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage im Versorgungssystem zum jeweiligen Zeitpunkt bestimmt und drückt sich normalerweise im Strompreis aus. Diese zeitliche Komponente der technischen Versorgungssicherheit wird besonders dann verletzt, wenn Energie zu Zeiten eingespeist wird, in denen die Stromnachfrage schwach und die Marktpreise entsprechend niedrig liegen. Bei mangelnder Steuerbarkeit der Energieproduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien ist eine Optimierung der erneuerbaren Energieproduktion auf Basis der aggregiert über das Jahr erzielbaren Betriebsstunden – wie sie der Berechnung der Stromgestehungskosten zugrundeliegt – nicht (allein) zielführend. Vielmehr müssten auch die tatsächlichen Betriebszeiten berücksichtigt werden.
3. Die Verpflichtung zum Anschluss aller Anlagen erneuerbarer Energien und zur vorrangigen Aufnahme der erzeugten Energiemengen im Rahmen des EEG erfolgt außerdem grundsätzlich völlig unabhängig davon, an welcher Stelle die Anlage errichtet wurde. Der Zwang zur Anpassung und damit zur Integration der erneuerbaren Energien liegt damit i.d.R. allein auf Seiten von Netzbetreibern und Betreibern konventioneller Kraftwerke, was wiederum entsprechende direkte und indirekte Folgekosten nach sich zieht (z.B. Herunterfahren konventioneller Kraftwerke, Netzausbau etc., vgl. auch Kapitel 4.2). Durch die Verteilung dieser Kosten auf die Netzkunden (Verbraucher) sowie die Nichtberücksichtigung der bei konventionellen Kraftwerksbetreiber anfallenden Kosten werden aus Investorenansicht mögliche Differenzen in den Integrationskosten erneuerbarer, an die Übertragungsinfrastruktur gebundener Kraftwerke an unterschiedlichen

---

<sup>110</sup> Die im Folgenden diskutierten Aspekte gehen weitgehend über Fragen des Verhältnisses von Emissionshandel und Förderung erneuerbarer Energien hinaus. Sie werden aber bereits an dieser Stelle genannt und in Kapitel 4.2 wieder aufgegriffen.

Standorten aufgehoben. Der tatsächliche Wert eingespeisten Grünstroms hängt jedoch auch maßgeblich von der Einspeisestelle im Versorgungssystem ab (räumliche Komponente von Versorgungssicherheit). Stehen keine ausreichenden Übertragungskapazitäten (oder auch Speicherkapazitäten) zwischen Einspeise- und Entnahmestelle zur Verfügung, kann die Stromproduktion eines Kraftwerks nicht zur Stabilisierung der Versorgung beitragen und ist entsprechend aus Systemsicht von geringerem Wert (Hiroux und Saguan, 2010). Investoren in Grünstrom-Anlagen berücksichtigen also nicht, welche Standorte und welcher Anlagentyp mit geringeren Kosten zur Integration ins Gesamtsystem verbunden sind. Auch die Netzbetreiber haben aufgrund fehlenden Eigeninteresses durch die Kostenüberwälzung und aufgrund des gesetzlichen Einspeisevorrangs keinen unmittelbaren Anreiz zur Kostenminimierung im Gesamtsystem.

4. Im Hinblick auf die längerfristige Umgestaltung des Versorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien wird damit eine Entwicklung begünstigt, bei der die Anpassung der Infrastruktur einem unkoordinierten Aufbau der Erzeugungskapazitäten folgt. Die dadurch drohenden Effizienzverluste werden noch dadurch verschärft, dass bislang wenig transparente Signale darüber vorliegen, in welchem Verhältnis die Kosten der Infrastrukturbereitstellung zu den Nutzen der Infrastruktturnutzer stehen (vgl. weiterführend Kapitel 4.2).
5. Die Verknüpfung der Preissteuerung mit dem absoluten Einspeisevorrang verlagert den Wettbewerb von der Erzeugerebene auch weitgehend auf die Ebene der Anlagenbauer. Dadurch gibt es im Festpreisvergütungssystem für die einzelnen Stromerzeuger keine Anreize, nachfrageorientiert zu produzieren und in Speichertechnologien oder deren Erforschung zu investieren (SVR, 2011).
6. Das kürzlich eingeführte Marktprämienmodell bietet grundsätzlich gegenüber der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber Effizienzpotenziale (Liebau, 2012). So können Wohlfahrtverluste vermieden bzw. die Bedarfsgerechtigkeit erhöht werden, wenn bei hoher Verfügbarkeit dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und gleichzeitig niedriger Stromnachfrage der Verkauf regenerativen Stroms eingeschränkt wird. Ebenso könnte die Vermarktung räumlich und zeitlich diversifiziert und zugleich eine Absicherung gegen die Risiken der Preisentwicklung erfolgen (z.B. durch Verkauf auf ausländischen Märkten oder auf Terminmärkten). Schließlich könnten auch Transaktionskosten gesenkt werden. Allerdings werden diese Effizienzpotenziale bislang kaum ausgeschöpft (vgl. auch Kapitel 2.2.3.3.1). So entstehen Fehlanreize in Bezug auf die bedarfsgerechte Einspeisung, weil die Anlagenbetreiber in Monaten, in denen es phasenweise zu Wohlfahrtverlusten kommen kann (Niedrigpreisphase), den Anreiz haben, in das System der Einspeisevergütung zu wechseln. Somit wird auch das Preisrisiko sozialisiert. In Hochpreisphasen können zudem die Erlöse relativ risikolos abgeschöpft werden. Diese zusätzlichen Erlöse resultieren dann angesichts einer Markprämie, die definitionsgemäß niemals negativ werden darf, nicht aus Effizienzgewinnen, sondern aus der allgemeinen Preisentwicklung. Dies führt zu Mitnahmeeffekten zulasten der EEG-umlagepflichtigen Stromverbraucher. Schließlich führt der Optionscharakter des Modells zu ineffizienten Doppelstrukturen, da die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin personell und strukturell in der Lage sein müssen, die Vermarktung durchzuführen.
7. Das EEG bietet indirekt über das Kombikraftwerksmodell Anreize zur Investitionen in Speichertechnologien und damit – potentiell – zur besseren Marktintegration erneuerbarer Energien. Die Untersuchung von R2B und Consentec (2010) liegt jedoch nahe, dass nur in geringem Maße eine Verschiebung der Einspeisung von Zeiten niedriger zu Zeiten hoher Nachfrage induziert wird. Außerdem wird der Ausgleich längerfristiger Schwankungen (z.B. saisonaler Ausgleich) nicht angereizt. Insbesondere für dargebotsabhängige Technologien überwiegen die Mitnahmeeffekte und damit die zusätzlichen Kosten deutlich. Damit wird auch

kein Beitrag zur besseren Marktintegration erneuerbarer Energien geleistet. Hinzu kommen Transaktionskosten in Form des administrativen Aufwands zur Implementation des Modells. Grundsätzlich stellt sich die Frage, warum die Förderung von Stromspeichern an die Förderung dezentraler erneuerbarer Energieanlagen über das EEG gekoppelt bzw. auf diese konzentriert werden muss. Eine Optimierung im Gesamtsystem unter Einschluss zentraler Speichermöglichkeiten wird damit erschwert (SRU, 2011).

Das EEG führt - wie andere umwelt- und energiepolitische Instrumente auch - zu Veränderungen in der Einkommensverteilung auf personeller und regionaler Ebene. Während Verteilungsaspekte aus ökonomischer Sicht generell nicht gegen den Einsatz effizienzverbessernder bzw. Marktversagen korrigierender staatlicher Eingriffe sprechen, können Sie zusätzlich angeführt werden, wenn dieser Eingriff – wie beim EEG – mit Effizienzverlusten einhergeht. So hat zunächst die Form der Finanzierung der EEG-Förderung Verteilungswirkungen, die unter Gerechtigkeitsgesichtspunkten als negativ zu beurteilen sind. Faktisch entspricht die EEG-Umlage einer in ihrer Höhe variablen Mengensteuer auf Elektrizität, die zur Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/Kilowattstunde hinzutritt. Da der Stromverbrauch aber mit der Einkommenshöhe eines Haushalts nur unterproportional wächst, werden einkommensschwächere Haushalte relativ stärker belastet als einkommensstärkere (Frondel, Ritter und Schmidt, 2011). Techert, Niehues und Bardt (2012) zeigen, dass bei den einkommensschwächsten 10% der Haushalte beinahe ein Prozent der verfügbaren Einkommen in die EEG-Finanzierung fließt, während bei den Haushalten mit den höchsten Einkommen dieser Anteil nur 0,17% beträgt. Ähnlich wie zahlreiche andere spezielle Verbrauchsteuern führt die EEG-Umlage somit zu einer regressiven Verteilungswirkung. Dieser distributive Effekt wird durch die zunehmenden, den stromintensiven Unternehmen gewährten Vergünstigungen (sog. besondere Ausgleichsregelung) noch verstärkt (Gawel und Korte, 2012). So werden die bevorteilten Unternehmen in diesem Jahr um etwa 2,5 Milliarden € entlastet (Bundesnetzagentur, 2012b).

Im Hinblick auf die auf der Verwendungsseite entstehenden Verteilungseffekte ist anzumerken, dass die Subventionierung von Photovoltaik auf Hausdächern zwar nicht den großen Stromkonzernen nützt, aber mit den Immobilienbesitzern tendenziell einer wohlhabenderen Bevölkerungsschicht. Techert, Niehues und Bardt (2012) zufolge erwirtschaften etwa 1 Million Solarhaushalte in Deutschland jährliche Überschüsse (Gesamtzahlungen innerhalb eines Einkommensdezils) von knapp 1 Milliarde €. Über die Hälfte dieser Überschüsse fließen in Haushalte der oberen drei Einkommensdezile.

#### **4.1.4 Interaktion der Instrumente**

Das Zusammenwirken von europäischem Emissionshandelssystem und nationalen Fördermaßnahmen zu Gunsten erneuerbarer Energien stellt einen klassischen Fall überlappender Regulierung dar, der inzwischen relativ breite Aufmerksamkeit in der Literatur erfährt. Von der Zielsetzung her sind der Emissionshandel und die Förderung erneuerbarer Energien auf die Minderung von Treibhausgasen ausgerichtet, wobei mit den Fördermaßnahmen allerdings wie bereits dargestellt ein ganzes Bündel an Zielen verfolgt wird.

Weitgehend unproblematisch sind die direkten Interaktionseffekte zwischen den beiden Instrumenten (Kosinowski und Groth, 2011). So sind die vom EEG erfassten Energieerzeugungsanlagen nicht Gegenstand des Zertifikatehandels. Damit liegen in diesem Sinne keine Überschneidungen vor, die zu Wechselwirkungen der Instrumente führen. Lediglich auf Ebene eines Unternehmens insgesamt kann eine mehrfache Betroffenheit entstehen, wenn neben der Stromerzeugung aus konventionellen, fossilen Anlagen auch EEG Anlagen betrieben werden. Im Zentrum der im folgenden aufgegriffenen

Diskussion stehen vielmehr indirekte Interaktionseffekte. Sie liegen insbesondere in dem Sinne vor, dass die Energieverbraucher als letztendliche Politikadressaten indirekt über marktübliche Überwälzungsprozesse vom CO<sub>2</sub>-Emissionshandel betroffen sind und zugleich über die EEG-Umlage Energieerzeugungsanlagen finanzieren, die ebenfalls zur CO<sub>2</sub>-Minderung beitragen sollen.

#### 4.1.4.1 Gegebene und bindende CO<sub>2</sub>-Obergrenze

Kritisch zu sehen ist vor allem die kurzfristige Interaktion bei gegebener und bindender CO<sub>2</sub>-Obergrenze (cap) durch den Emissionshandel (erstmals Wissenschaftlicher Beirat beim BMWA, 2004):<sup>111</sup> Zusätzliche, auf die CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichtete politische Instrumente führen zwar zur Emissionsminderung bei *einigen* Emissionsquellen; zugleich sinkt aber die Nachfrage nach Emissionszertifikaten, was zu einem Rückgang des CO<sub>2</sub>-Preises bzw. dessen Bindungswirkung führt. Der partielle Preisrückgang führt letztlich dazu, dass keine zusätzliche Tonne CO<sub>2</sub> eingespart wird. Die derzeit beobachtbaren niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise können damit - neben externen Faktoren wie der Wirtschaftslage oder den relativ niedrigen Energiepreisen - als ein Grund für die geringe Anreizwirkung des Emissionshandelssystems angesehen werden. Die Länder, die relativ umfangreiche Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien durchführen, was tendenziell für Deutschland zutrifft, induzieren dabei in besonderem Maße Verlagerungseffekte: Emissionen werden zum einen ins Ausland verlagert (sog. carbon leakage).<sup>112</sup> Zum andern werden Emissionen vom Stromsektor, der vermehrt erneuerbare Energien nutzt, auf andere Sektoren innerhalb des Emissionshandelssystems verlagert. Innerhalb des Stromsektors werden zudem tendenziell die emissionsintensivsten Energieerzeugungsarten (z.B. Braunkohle) stärker begünstigt als die weniger emissionsintensiven (z.B. Gas). Böhringer und Rosendahl (2009) zeigen modellhaft für den deutschen Strommarkt, dass bei einer grünen Quote von erneuerbaren Energien von 23% bezogen auf die gesamte Stromerzeugung die Braunkohleerzeugung nur um 31% sinkt, während in einem System, das nur auf den Emissionshandel („schwarze Quote“) setzt, eine Outputreduzierung der Braunkohle um 41% resultieren würde.<sup>113</sup> Dieser kontraproduktive Effekt zweiter Ordnung - bei allerdings unveränderter absoluter CO<sub>2</sub>-Obergrenze in der Handelsperiode - resultiert aus den verringerten Schattenkosten der Emissionsbegrenzung für die Braunkohle. Sein Wirken hängt eng mit der merit-order Kurve zusammen. Fraglich ist jedoch, ob durch die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien ein problematischer lock-in in besonders „dreckige“ Formen fossiler Energieerzeugung erfolgt (kritisch zur „green serves the dirtiest“-Hypothese OECD/IEA, 2011). Ein weiterer Effekt zweiter Ordnung besteht potenziell darin, dass durch die sinkenden Zertifikatspreise Unternehmen wettbewerbsfähig werden, die ohne die (deutsche) Förderung der Diffusion erneuerbarer Energien niemals wettbewerbsfähig geworden wären (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWA, 2004).

Die Überlappung von Emissionshandel und der Förderung erneuerbarer Energien führt außerdem zu höheren Kosten bei der Erreichung der gegebenen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele. Gemäß der oben zitierten Analyse von Böhringer und Rosendahl (2009) können sich die zusätzlichen Kosten (compliance costs)

<sup>111</sup> Bindend ist der Emissionshandel so lange, wie ein positiver Zertifikatepreis vorliegt und die CO<sub>2</sub>-Obergrenze tatsächlich eingehalten wird. Nicht bindend wäre der Emissionshandel auch dann, wenn die Obergrenze quasi automatisch durch technischen Fortschritt eingehalten wird.

<sup>112</sup> Möglich ist auch eine Verdrängung von Emissionsminderungsmaßnahmen im Nicht-EU Ausland aufgrund der flexiblen Mechanismen des Kyoto Protokolls (clean development mechanism) bei zusätzlichen, durch die Förderpolitiken induzierten Emissionsminderungsmaßnahmen in der EU.

<sup>113</sup> Gegenüber der Referenzentwicklung wird eine 25%ige Emissionsreduktion über die schwarze Quote zugrunde gelegt, die allein den Anteil grüner Stromproduktion nur um 2% auf 13% erhöht. Die zusätzliche grüne Quote führt zu einem weiteren Anstieg des Anteils grüner Stromproduktion um 10%.

bei Erhöhung der grünen Quote um 10% verdoppeln. Relativ teure und über Steuerzahler oder Verbraucher zu finanzierte Emissionsminderung über den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien erfolgt damit zu Gunsten der Emissionsminderung über andere relativ günstige Optionen. So legen ifo Institut und FfE (2012) nahe, dass im Industriesektor in vielen Bereichen CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale bestehen, die mit verhältnismäßig geringen Kosten umgesetzt werden könnten und teilweise – bei Vernachlässigung von Kreditrestriktionen und Transaktionskosten – sogar wirtschaftlich sind (sog. industrielle Querschnittstechnologien wie effiziente Pumpen und elektrische Antriebe sowie Systeme der Beleuchtung, Drucklufterzeugung und Dampf-, Heißwasser- und Kälteerzeugung). Letztlich subventionieren die Verbraucher in Ländern mit hohen Fördermaßnahmen wie Deutschland emissionsintensive Aktivitäten in den ETS-Industriesektoren und in anderen Ländern.

Genau lassen sich diese Zusatzkosten allerdings nur schwer ermitteln. Die zusätzlichen Minderungskosten hängen von Ort, Ausmaß und Kosten des Einsatzes einzelner erneuerbarer Energien sowie vom Ausmaß der vermiedenen CO<sub>2</sub>-(Brutto-)Emissionen infolge der Substitution fossiler Brennstoffe und Erzeugungstechnologien ab. Das Ausmaß der vermiedenen CO<sub>2</sub>-(Brutto-)Emissionen hängt wiederum wesentlich von der von Land zu Land abweichenden merit-order bei der Stromerzeugung ab, also der Reihung des Einsatzes der Erzeugungskapazitäten nach ihren Grenzkosten (inkl. Zertifikatkosten) zur Bedienung der jeweiligen (schwankenden) Nachfrage. Ebenso zu berücksichtigen sind die Kosten für andere Maßnahmen zur Verminderung desselben CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, die angefallen wären, wenn erneuerbarer Energien nicht gefördert worden wären.

Die Verteilungswirkungen des EEG wurden bereits im Kapitel 4.1.3 kurz skizziert. Als problematisch sind dabei u.a. die hohen Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie anzusehen. Angesichts von Interaktionseffekten mit dem Emissionshandel muss auch die Quersubventionierung CO<sub>2</sub>-intensiver Industriesektoren als zusätzlich verteilungspolitisch problematisch angesehen werden (Löschel, Flues und Heindl, 2012).

Unterstellt man weiterhin eine gegebene CO<sub>2</sub>-Obergrenze, könnte die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien allerdings zum Abbau anderer Marktversagen geboten sein. Zu zeigen wäre dann, dass die begleitenden Nutzen einer verstärkten Förderung erneuerbarer Energien die zusätzlichen Kosten durch die überlappende Regulierung mit dem Emissionshandelssystem übersteigen.

Aus der Perspektive der ökonomischen Effizienz erscheint - bei gegebener CO<sub>2</sub>-Obergrenze - die Förderung erneuerbarer Energien noch am ehesten vertretbar, wenn dadurch positive Externalitäten bei FuE und technologischen Innovationen verringert werden können, die durch den Emissionshandel grundsätzlich oder zumindest auf absehbare Zeit nicht internalisiert werden (OECD, 2011b). Negative Interaktionseffekte können dabei vermieden werden, wenn die geförderten Technologien nicht sofort CO<sub>2</sub>-mindernd eingesetzt wird bzw. die Förderung nicht direkt oder indirekt den Anlagenbetreibern zugutekommt. In diesem Fall hätten sie keine preissenkende Wirkung auf die Emissionszertifikate. Dies ist am ehesten bei Maßnahmen zur Förderung der Grundlagen- und gegebenenfalls auch angewandten Forschung und Entwicklung bei erneuerbaren Energien der Fall.

Darüber hinaus müsste begründet werden, dass die dynamischen Effizienzgewinne der Förderung der Diffusion erneuerbarer Energien - wie sie derzeit hauptsächlich über das EEG erfolgt - größer sind als die statischen Effizienzverluste der Instrumenteninteraktion.

Begünstigt wird diese Situation zum einen dann, wenn die statischen Effizienzverluste begrenzt sind. Schätzungen für die erste Handelsperiode des Emissionshandelssystems, bei der die Förderung

erneuerbarer Energien bei der cap- Festlegung nicht berücksichtigt wurde, zeigen etwa, dass die preissenkende Wirkung der Einspeisevergütungen auf den Zertifikatspreis nur etwa ein Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> betragen hat und die Verlagerungswirkungen begrenzt waren (Diekmann und Kemfert, 2009). Traber und Kemfert (2009) gehen bei einer Modellierung des europäischen Kraftwerksparks und Strommarktes von einem Rückgang des Zertifikatepreises um 13% von 23 auf 20 €/tCO<sub>2</sub> aus, die auf das deutsche EEG zurückzuführen ist. Böhringer und Rosendahl (2009) zeigen in ihrem - vermutlich eher groben - numerischen Modell, das die Zertifikatspreisrückgänge bei zusätzlicher grüner Quote erheblicher sein können: Bei einer zusätzlichen Quote von 5% fallen sie um 40%, bei einer zusätzlichen Quote von 10% bereits um 60%. In diesem Fall wäre auch die kontraproduktive Wirkung des EEG auf das Preissignal des Emissionshandels erheblicher.

Begrenzt wären die statischen Effizienzverluste auch, wenn das EEG substanziale Rückgänge der Strompreise induzieren würde, weil dadurch c.p. die Stromnachfrage und damit verbundene Emissionen zunehmen würden. Getrieben werden diese Strompreisrückgänge vom merit-order Effekt und den verringerten Opportunitätskosten der Zertifikatshaltung. Gegenläufige Effekte - die EEG Umlage selbst, steigende Kosten für Reserve-, Regel- und Ausgleichsenergie sowie Netzanpassung und -ausbau sprechen jedoch eher für unveränderte oder steigende Strompreise (Monopolkommission, 2011; anders dagegen Diekmann und Horn, 2008, vgl. auch Traber und Kemfert, 2009).

Zum anderen wäre das Zusammenwirken von Emissionshandelssystem und Fördermaßnahmen bei besonders markanten dynamischen Effizienzgewinnen der Diffusionsförderung erneuerbarer Energien vorteilhaft. Letztlich lässt sich diese Frage erst ex-post bewerten. Für dynamische Effizienzgewinne sprechen die im Abschnitt 4.1.2 genannten allgemeinen Gründe für eine spezifische Förderung erneuerbarer Energien (höhere Wissens-Spill-over als in anderen Bereichen, intertemporale „Externalitäten“ durch carbon lock-in). Hinzu kommt, dass eine reine FuE-Förderung mit Nachteilen verbunden ist (langer Zeithorizont, unsichere Ergebnisse) und eine Kombination von FuE- und Diffusionsförderung Vorteile bringen kann (positive Rückkopplungseffekte). Diese dynamischen Effizienzgewinne können zudem als umso gewichtiger angesehen werden, wie die dynamischen Effizienzgewinne des Emissionshandels unabhängig von den negativen Interaktionseffekten der Förderung nicht realisiert werden (niedriges cap, schwache längerfristige Preissignale etc.). Sehr fraglich erscheint jedoch, ob diese Effizienzgewinne durch eine weitere Diffusionsförderung erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG erschlossen werden können. Zweifelhaft erscheint damit auch, dass die potentiellen dynamischen Effizienzgewinne die statischen Effizienzverluste überkompensieren.

Auch unter dem Blickwinkel der Instrumenteninteraktionen sind die anderen Marktversagenstatbestände bzw. politischen Barrieren bei Wirken des Interaktionseffekts nochmals zu diskutieren. Ohne Wirken des Interaktionseffekts kann auf die bereits getroffenen Aussagen im Abschnitt 4.1.3 verwiesen werden.

Zu den politischen Barrieren zählt die Erhöhung der politischen Versorgungssicherheit. Zwar bleiben die grundsätzlichen Interaktions- bzw. Preiseffekte auch in diesem Fall erhalten. Allerdings entstehen begleitende Nutzeneffekte durch die Fördermaßnahmen, und zwar insbesondere dann, wenn die erneuerbaren Energieträger (wie im Fall von Onshore-Wind) substanziale Versorgungsbeiträge liefern. Wenn etwa die Lieferrisiken bei Erdgas besonders hoch sind und damit das Gasangebot unsicherer ist als das Angebot an (heimischer) Kohle, könnte man dafür plädieren, Erdgas durch verstärkte Windenergienutzung zu substituieren und zugleich ein partiellen Anstieg der „dreckigen“ Kohlenutzung an anderer Stelle bzw. in anderen ETS-Sektoren zu akzeptieren - relativ zu der sich ergebenden Kohlenutzung bei alleiniger Nutzung des Emissionshandels. Allerdings verbleibt das grundlegende Problem, dass Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien eines Landes

nachfolgende Maßnahmen anderer Länder (oder auch nachfolgende Maßnahmen des ersten Landes) erschweren, da die Nutzung fossiler Energieträger über die reduzierten Zertifikatspreise relativ attraktiver geworden ist. Insofern ist auch die Vorgabe eines zusätzlichen Ziels für erneuerbare Energien für die einzelnen Mitgliedsländer mit zusätzlichen Kosten verbunden (OECD, 2011b). Aber selbst wenn man von diesen Interaktionen zwischen den Ländern abstrahiert, zeigen exemplarische Berechnungen auf EU-Ebene, dass der zusätzliche Nutzeneffekt einer Förderung erneuerbarer Energien (neben dem Emissionshandel) auf die Erhöhung der politischen Versorgungssicherheit wohl sehr moderat ausfällt (Böhringer und Keller, 2011). Unklar bleibt zudem, in welchem Umfang politische Eingriffe zu Gunsten erneuerbarer Energien zur Erhöhung der politischen Versorgungssicherheit gegenüber privaten Vorsorgestrategien (hedging) oder anderen politischen Maßnahmen (z.B. mit dem Ziel der Steigerung der Energieeffizienz) relativ vorteilhafter sind (OECD/IEA, 2011).

Nicht eindeutig ist auch, ob durch die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien weitere Nettovorteile im Hinblick auf die Reduzierung anderer Umweltbelastungen entstehen. Da die zusätzlichen Instrumente die Verbrennung fossiler Brennstoffe an anderer Stelle im Emissionshandelssystem erhöhen, hängt die Nettowirkung auf Emissionen wie SO<sub>2</sub>, NOx oder Staub von den relativen Emissionsintensitäten der den CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzierenden zu den den CO<sub>2</sub>-Ausstoß erhöhenden Anlagen ab. Geht man davon aus, dass Deutschland netto Zertifikate freisetzt und dem Emissionshandel unterliegende Anlagen im Ausland tendenziell weniger strikte (oder strikt kontrollierte) Grenzwerte bei Luftschadstoffen aufweisen als in Deutschland, wäre die Bilanz eher negativ. Die Gesamtbilanz lässt sich aber kaum ermitteln.

Von politischer Seite wird schließlich mit der Förderung über das EEG die Intention verknüpft, die Wettbewerbsfähigkeit heimischer Anbieter zu stärken (vgl. Kapitel 4.1.2, 4.1.3). Das Wirken des negativen Interaktionseffekts führt allerdings zu zusätzlichen Komplikationen. So erschwert die großzügige Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland tendenziell den Aufbau eines neuen Industriezweigs in Ländern, die erneuerbarer Energien weniger großzügig fördern, aber möglicherweise günstigere naturräumliche Voraussetzungen aufweisen. Die Förderung der heimischen Wettbewerbsfähigkeit trägt insofern c.p. dazu bei, die Wettbewerbsfähigkeit der Anbieter der europäischen Partnerländer zu unterminieren.

#### **4.1.4.2 Nicht-bindende oder variable CO<sub>2</sub>-Obergrenze**

Der problematische Interaktionseffekt tritt nicht ein, wenn die CO<sub>2</sub>-Obergrenze (cap) des Emissionshandels nicht bindend ist. Eine Möglichkeit bestünde darin, dass das (jeweilige) CO<sub>2</sub>-cap aufgrund mangelnder Überwachung und Kontrolle nicht eingehalten wird. Aufgrund hoher Sanktionen bei Fehlverhalten (100 € pro Tonne CO<sub>2</sub>) ist davon aber im europäischen Emissionshandelssystem nicht auszugehen. Ein nicht bindendes cap liegt auch dann vor, wenn die Obergrenze automatisch ohne zusätzliche Maßnahmen eingehalten wird. Dies war im Durchschnitt für die erste Handelsperiode der Fall, in der eine deutliche Überallokation auftrat und die Zertifikatspreise schließlich auf null fielen. In der zweiten Handelsperiode scheint im Durchschnitt ein bindendes cap vorhanden zu sein (OECD, 2012b), so dass Interaktionseffekte auftreten können. Allerdings ist die Bindungswirkung auch in der zweiten Periode schwach angesichts der Überallokation im Industriesektor und in Ländern außerhalb Deutschlands. Die Mehremissionen im Industriesektor und in anderen europäischen Ländern dürften daher stark auf die mangelnden Emissionsminderungsanreize des Emissionshandelssystems - auch im Zusammenhang mit den dämpfenden Wirkungen der Wirtschaftskrise - und nicht nur auf die durch die Fördermaßnahmen induzierten

Interaktionseffekte zurückzuführen zu sein. In der dritten Handelsperiode werden die Bindungswirkungen jedoch zunehmen.

Zu diskutieren ist schließlich noch der Fall, dass Emissionsminderungen über das EEG (und andere unmittelbar emissionsmindernde Maßnahmen) bei der Festlegung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze berücksichtigt werden (so wie etwa in BMU, 2010 betont). „Idealerweise“ müssten diese jeweiligen nationalen Maßnahmen ex ante in einer für die Zukunft geltenden Obergrenze korrekt antizipiert werden. Anders formuliert hätten diese Maßnahmen dann einen Einfluss auf die Festlegung des für die Zukunft geltenden cap. Die gesamte Emissionsreduktion entspricht dann der Summe der durch den Emissionshandel und der im Idealfall korrekt durch andere Maßnahmen antizipierten Emissionsreduktion. Gegenüber einer Situation, die die Wirkung dieser Maßnahmen bei der cap-Festlegung gar nicht berücksichtigt und ein niedrigeres cap festlegt, ist dieses Zusammenwirken der Instrumente ökologisch effektiver.

Zugleich bleiben aber Effizienzverluste im engeren Sinn bestehen. Zum einen wird die Obergrenze in der Folge allein durch das Emissionshandelssystem garantiert, unabhängig von der weiteren Förderung erneuerbarer Energien nach der cap-Festlegung (Frondel et al., 2010). Zum andern führt die zertifikatspreiserhöhende Wirkung der Absenkung des cap zwar auch wieder zu vermehrten Anstrengungen in den Industriesektoren und in Ländern, die weniger umfangreiche überlappende Regulierungsmaßnahmen wie das EEG ergreifen; die zertifikatspreissenkenden Interaktionseffekte bleiben jedoch dennoch bestehen. Der *zusätzliche* Anreiz der Industriesektoren (anderer Länder) infolge der Absenkung des cap Emissionsminderungsmaßnahmen zu entwickeln und mit Innovationen verbundene Lernkurveneffekte zu realisieren wird dadurch jedoch nicht erhöht. Je nach Stärke der Interaktionseffekte wird die zusätzliche Emissionsminderung vom Stromsektor (bzw. den Stromsektoren einzelner EU-Länder) getragen und ineffizient verzerrt (Lehmann, 2010).

Weiterhin bestehen bleiben auch die Nachteile im Hinblick auf die statische Kosteneffizienz. Auch bei ideal antizipierter Anpassung des cap an die zusätzlichen Fördermaßnahmen werden implizit relativ teure Emissionsvermeidungsmaßnahmen gegenüber endogen durch den Emissionshandel erschließbaren günstigen Minderungsmaßnahmen bevorzugt.

Gegenüber der „idealen“ (aber dennoch statisch ineffizienten) Lösung bei der Berücksichtigung der zusätzlichen Fördermaßnahmen sind im Hinblick auf die in der Praxis realisierte Lösung weitere Abstriche zu machen. In der ersten Handelsperiode wurde die Wirkung der Fördermaßnahmen nicht genügend berücksichtigt, was allerdings wegen der sehr begrenzten Wirksamkeit des Emissionshandelssystems nicht weiter bedenklich war (Dieckmann und Kemfert, 2009). Ab der zweiten Handelsperiode scheinen die Fördermaßnahmen eine gewisse Rolle gespielt zu haben; die tatsächliche Verschärfung der Obergrenze zur Vermeidung einer erneuten Überallokation kam aber erst auf politische Intervention der Europäischen Kommission zustande. Unklar bleibt, in welchem Ausmaß die Förderung erneuerbarer Energien (und anderer Maßnahmen) bei der letztendlichen cap-Festlegung in den einzelnen Mitgliedsstaaten eingerechnet wurde, da dies aus den Allokationsplanungen nicht hervorgeht. Im Nachhinein spricht vieles dafür, dass die cap-Festlegung die Fördermaßnahmen nicht ausreichend und korrekt antizipiert hat. Zu vermuten ist, dass der rasante Ausbau erneuerbarer Energien seit 2009 (insbesondere in Deutschland) unterschätzt und in der zeitlichen Entwicklung unscharf prognostiziert wurde. Zum andern hat die Wirtschaftskrise den Energieverbrauch und damit die Zertifikatsnachfrage stärker gedrosselt als angenommen. Für die dritte, 2013 beginnende Handelsperiode mit EU-weitem cap werden die Fördermaßnahmen auf der Basis EU-weiter und nationaler Ziele zwar explizit berücksichtigt und modelliert (EU-Kommission, 2008). Die Problematik besteht aber deshalb in gewissem Maße fort, weil die cap-Festlegung schon im Oktober 2010 auf der Basis bisheriger Allokationsplanungen erfolgt ist und unklar ist, inwiefern die

veränderten wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen ausreichend beachtet wurden. Eine besondere Schwierigkeit besteht darin, dass auf EU-Ebene ex ante eine einheitliche Obergrenze und ein im Zeitablauf bis 2020 vorgegebener Minderungspfad vorgegeben ist, während vor allem auf Seiten der Mitgliedstaaten Ziele gesetzt und Fördermaßnahmen getroffen werden, die zeitlichen Schwankungen unterliegen und unterschiedliche Wirksamkeit entfalten.<sup>114</sup> Nicht antizipierte Verschärfungen von Zielen und Maßnahmen, die ihre Wirksamkeit entfalten, führen dann c.p. zu einer Senkung der Zertifikatspreise. Bislang gibt es im Emissionshandelssystem keine Vorehrungen, um sich flexibel an aktuelle Entwicklungen bei den Fördermaßnahmen bzw. beim Ausbau erneuerbarer Energien anzupassen oder anderweitige preisstabilisierend einzugreifen. Die Zertifikatsnachfrage ist vielmehr unsicher, während das Zertifikatsangebot ex ante fixiert und damit rigide ist.

Die Frage, ob die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien zum Abbau anderer Marktversagen (neben den unmittelbaren Klimaexternalitäten) bzw. zur Überwindung (anderer) politischer Barrieren zu begründen ist, wurde bereits bei Vorliegen eines gegebenen caps diskutiert (Abschnitt 4.1.4.1 sowie 4.1.3). Dort wurde begründet, dass mit der Förderung erneuerbarer Energien dynamische Effizienzpotenziale verbunden sein können, die aber über die Fortsetzung der bestehenden EEG-Förderung kaum realisiert werden können und kaum die statischen Effizienzverluste überkompensieren dürften. Die dort getroffenen Aussagen erscheinen bei Berücksichtigung der Wirkung von Fördermaßnahmen bei der cap- Festlegung in einem etwas positiveren Licht. Im Hinblick auf die Klimaschutzwirkungen ist dies insbesondere dann der Fall, wenn angenommen wird, dass die Fehler, die durch falsche Antizipation der Fördermaßnahmen entstehen nicht zu groß sind. Diese positivere ökologische Beurteilung ergibt sich allerdings nicht direkt aus ökonomischer Effizienzperspektive, sondern eher unter der Maßgabe, dass aus politischen Gründen die Fördermaßnahmen und Ziele notwendig sind, um zukünftig den Emissionshandel effektiver zu machen und insbesondere die CO<sub>2</sub>-Obergrenze zu verschärfen (vgl. zu einer ähnlichen Argumentation OECD, 2011b; BMU, 2010). Akzeptiert man diese politische Maßgabe lassen sich nicht nur Reformvorschläge der Verbesserung des Emissionshandels, sondern auch Vorschläge zur Verbesserung – d.h. nicht nur zur bloßen Abschaffung - der bestehenden Form der Diffusionsförderung erneuerbarer Energien entwickeln. Dieser Weg erscheint zumindest auf weiteres ohnehin vorgegeben, solange die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht revidiert werden. Schließlich gehen vom Emissionshandel bislang kaum Anreize zu Gunsten erneuerbarer Energien aus. Zugleich wirken Reformen hier nur mittel- bis längerfristig (Kapitel 4.1.5.1).

## 4.1.5 Reformansätze

### 4.1.5.1 Emissionshandelssystem

Reformen innerhalb des Emissionshandelssystems zielen vor allem darauf ab, den niedrigen Zertifikatspreis zu stützen und verstärkte Anreize zu Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Energieerzeugungsanlagen sowie CO<sub>2</sub>-mindernde Technologien zu setzen (Battles, Clò und Zopoli, 2012; Grubb, 2012). Die Vorschläge setzen entweder bei der Festlegung der Emissionobergrenze (also mengenbezogen) oder direkt auf der Ebene des Zertifikatspreises (preisbezogen) an. Zugleich sind sie zum Teil eher kurzfristigen, zum Teil eher langfristig ausgerichtet. Derzeit im Zentrum der

---

<sup>114</sup> Die Mitgliedstaaten müssen neuerdings nationale Aktionspläne zum Ausbau erneuerbarer Energien vorlegen, in denen sie unter Zuhilfenahme von Szenarioanalysen und Studien darlegen, in welchen Sektoren (Wärme/Kälte, Verkehr, Strom) welche Ausbauergebnisse nach aktuellem Stand erwartet werden (Kosinowski und Groth, 2011).

Diskussion stehen kurzfristig wirksame Maßnahmen, die auf eine ex-post Anpassung der ETS-Obergrenze hinauslaufen: Indem Emissionsberechtigungen „beiseitegelegt werden“ (sog. set asides), könnte das Überangebot an Berechtigungen reduziert und der Zertifikatspreis gestützt werden. Das Europäische Parlament hat ursprünglich eine Summe von 1,4 Milliarden Emissionsberechtigungen vorgeschlagen, die nicht für die dritte Phase des ETS zur Verfügung stehen sollen. Dies könnte zu einem Anstieg des Zertifikatspreises auf ca. 20 € pro Tonne CO<sub>2</sub> führen und würde über zusätzliche Versteigerungserlöse europaweit 20 Milliarden € pro Jahr an Einnahmen generieren.

Prinzipiell kann zwischen drei Formen von set-asides unterschieden werden: einmalige und permanente set-asides (Option 1); temporäre set-asides, bei denen die zurückgehaltenen Berechtigungen später wieder an den Markt zurückgegeben werden (Option 2); progressive und permanente set-asides, bei denen die Rate der Absenkung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze von derzeit 1,7% pro Jahr auf zum Beispiel 2,25% pro Jahr erhöht wird (Option 3). Alle drei Optionen würden unmittelbar den Zertifikatspreis stützen. Allerdings könnte insbesondere Option 2 zu erheblichen Preisschwankungen führen bzw. später zertifikatspreissenkend wirken, wenn alle Berechtigungen vor Ablauf der Handelsperiode wieder eingeführt werden müssen. Demzufolge müssten klare Regeln etabliert werden, unter welchen Umständen Emissionsberechtigungen wieder zugeführt werden können (z.B. bei Überschreiten eines bestimmten Zertifikatspreises). Unter Implementationsgesichtspunkten ist Option 2 allerdings gegenüber den anderen beiden Option vorteilhaft. So würden die ersten beiden Optionen vermutlich eine Revision der ETS-Richtlinie erfordern, während temporäre set-asides auch über ein Komitologie-Verfahren auf der Basis von Art. 10(4) der ETS-Richtlinie erfolgen könnte.<sup>115</sup>

Der Hauptnachteil von set-asides besteht darin, dass die bestehende Regulierungsunsicherheit nicht abgebaut und sogar potenziell zusätzliche Regulierungsunsicherheit erzeugt wird. Bei Optionen 1 und 3 könnten Firmen weitere einmalige Interventionen in den Markt befürchten und langfristige Investitionen zurückstellen. Dieser Gefahr müsste man daher durch weitere Festlegungen begegnen (genaue Bedingungen, die set-asides rechtfertigen; methodische Basis etc.). Im Falle von Option 2 hängt die regulatorische Unsicherheit stark von den konkreten Bedingungen der Wiedereinführung von Zertifikaten in den Markt ab.

Komplementär zu set-asides werden Maßnahmen diskutiert, die direkt am Zertifikatspreis ansetzen. Von besonderem Interesse sind in diesem Zusammenhang Mindestpreise (sog. price floors) (Wood und Jotzo, 2011). Sie würden für Investoren in CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen die zertifikatspreisbedingte Unsicherheit reduzieren, Kapitalkosten reduzieren und Emissionsminderungen über die gesetzte CO<sub>2</sub>-Obergrenze hinaus ermöglichen. Bei sehr niedrigen Zertifikatspreisen (wie derzeit) würden zu diesem Zweck Mindestpreise als eine Art Steuer greifen, so dass von einem hybriden Instrument gesprochen werden kann.<sup>116</sup> Zugleich werden mit einem derartigen Ansatz die Interaktionseffekte aus dem Zusammenspiel von ETS und anderen, auf CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichteten Instrumenten (Förderung erneuerbarer Energien, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung etc.) abgemildert bzw. ein Nachsteuern durch weitere set-asides vermieden.

---

<sup>115</sup> Diskutiert wird allerdings auch die Umsetzung von set-asides über die Energieeffizienzrichtlinie.

<sup>116</sup> Der Ansatz geht ursprünglich auf Roberts und Spence (1976) zurück. Neben einem Mindestpreis sind dort auch Preisobergrenzen vorgesehen. Wenn die Zertifikatspreise „sehr hoch“ sind, könnte zertifikatspflichtigen Firmen die Option gewährt werden, eine zuvor definierte Steuer für zusätzliche, nicht durch Zertifikate gedeckte Emissionen zu zahlen. Dies könnte die Kostensicherheit für die Emittenten erhöhen und potentiell starke kurzfristigen Kostenanstiege abmildern. Allerdings können Konflikte mit der ökologischen Effektivität des ETS entstehen.

Mindestpreise können zum einen dadurch implementiert werden, dass die Regulierungsbehörde Emissionsberechtigungen ab einem bestimmten Zertifikatspreis zurückgekauft und auf diesem Wege die Zahl der Berechtigungen reduziert. Allerdings ergeben sich hierbei unerwünschte Verteilungswirkungen (insbesondere angesichts zum Teil noch bestehender Gratiszuteilungen an Zertifikaten) und Budgetrestriktionen für die öffentliche Hand. Verstärkt diskutiert wird die Implementation über einen zu etablierenden Reservationspreis für öffentliche Auktionen. Das Angebot an Emissionsberechtigungen wird dabei indirekt rationiert, indem Gebote unterhalb des Reservationspreises automatisch abgelehnt oder an zukünftige Auktionen überführt werden. Wenn ab der dritten Handelsperiode die meisten Emissionsberechtigungen erst zu einem Preis in das ETS eingeführt werden, die mindestens dem Reservationspreis entsprechen, entstehen dadurch Anreize keine Verkäufe unterhalb dieses Preises durchzuführen (*de-facto* Mindestpreise). Die Höhe des Reservationspreises wäre dabei Gegenstand politischer Verhandlungen.<sup>117</sup> Problematisch ist allerdings, dass ein Teil der Berechtigungen nicht versteigert wird und Zertifikate auch auf dem Sekundärmarkt gehandelt werden. Um Ausweisreaktion auf den Sekundärmarkt zu verhindern, könnten die Firmen daher verpflichtet werden, eine separate Gebühr für die Nutzung von auf dem Sekundärmarkt erstandenen Emissionsberichtigungen zu entrichten. Die Höhe der Gebühr orientiert sich an dem Unterschied zwischen dem Mindestpreis und dem markträumenden Preis auf dem Sekundärmarkt.

Unter dem Aspekt der politischen und institutionellen Machbarkeit können Mindestpreisregelungen nicht von heute auf morgen eingeführt werden und sind insofern langwieriger als set-asides. Erforderlich sind Änderungen an der sekundären Gesetzgebung zur ETS Implementation, die eine qualifizierte Mehrheit im sog. Ausschlussverfahren erfordern.<sup>118</sup> Denkbar wäre die Umsetzung eines indikativen Reservationspreises für die Zeit nach 2020 (vierte Handelsperiode). Er könnte Erwartungen stabilisieren und einen Rahmen für die Verhandlungen der vierten Handelsperiode und die Weiterentwicklung der EU-Ziele bis 2030 bilden. Dazu müssen die bisherige Zurückhaltung der EU-Kommission gegenüber Mindestpreislösungen überwunden werden.

Als alternativen Preisstabilisierungsmechanismus schlagen Battles, Clò und Zoppoli (2012) die Einrichtung einer zentralen unabhängigen Behörde (sog. Carbon Central Bank) vor, die das Angebot an Emissionsberechtigungen steuern, um den Zertifikatspreis innerhalb eines Fluktuationsbandes zu halten. Über einen regelbasierten Mechanismus würde idealerweise die Flexibilität des Emissionshandelssystems erhöht und zugleich die Vorhersehbarkeit und Investitionssicherheit verstärkt. Die Umsetzungsbedingungen (Ableitung robuster Kriterien für die Intervention in den Markt u.ä.) erscheinen jedoch voraussetzungsvoll. Auch die Einrichtung einer neuen Behörde und die Abgrenzung des Aufgabenbereichs wirft viele ungelöste Fragen auf.

Ergänzend zu mengenbezogenen Maßnahmen (relativ kurzfristig wirkenden set-asides) und preisbezogenen Maßnahmen (eher längerfristig wirkenden Mindestpreisen) wird die Weiterentwicklung klimapolitischer Ziele und rechtlicher Vorgaben bis mindestens 2030 gefordert (siehe auch SRU, 2011). Dies betrifft zum einen die Verschärfung der ETS-Obergrenze und die Festlegung einer längerfristigen Minderungstrajektorie, zum anderen die Vorgabe von Treibhausgasminderungszielen für alle Sektoren (ETS, Nicht-ETS). Die Verschärfung der ETS-Obergrenze/Trajektorie würde zwar für sich gesehen nicht die derzeit niedrigen Zertifikatspreise stützen, könnte aber zukünftige Preiserwartungen stabilisieren und strategische Planungen in

---

<sup>117</sup> Grubb (2012) geht in seinen Berechnungen von einem Preis von 15€/t CO<sub>2</sub> (2013) aus, der bis 2020 auf 22€/tCO<sub>2</sub> steigt.

<sup>118</sup> Leichter umsetzbar sind - wie für Großbritannien ab April 2013 geplant - Mindestpreise auf der Ebene der Mitgliedstaaten. Allerdings führen sie zu Verzerrungen des EU-Zertifikatspreises und zu carbon leakage (ausführlich Battles, Clò und Zoppoli, 2012; Grubb et al., 2012).

langfristige Investitionen zu Gunsten CO<sub>2</sub>-armer Anlagen und Technologien begünstigen. Zugleich würde die regulatorische Unsicherheit auf Seiten langfristig orientierter Investoren (insbesondere im Energiesektor) gemildert. Die Weiterentwicklung der Treibhausgasziele bis 2030 würde nur indirekt dem ETS helfen, wenn sie mit einer Verschärfung der ETS-Obergrenze verbunden ist. Sie würde aber Signale für die internationalen Klimaverhandlungen setzen.

Die Fortschreibung der Ziele und der ETS-Obergrenze ist zugleich komplex und erfordert rechtliche Anpassung bei (mehreren) EU-Richtlinien. Grubb (2012) schlägt vor, die Verhandlungen für die 2030 Ziele auf der Basis sektorspezifischer Erfordernisse schrittweise zu führen und mit den Möglichkeiten der Mitgliedstaaten und den Entwicklungen in der internationalen Klimapolitik abzustimmen.

#### **4.1.5.2 Förderung erneuerbarer Energien**

Reformvorschläge in Bezug auf die Förderung erneuerbarer Energien beziehen sich im wesentlichen auf zwei Bereiche: zum einen das Verhältnis zwischen Diffusionsförderung und FuE-Förderung bzw. demand-pull und supply-push Politiken, zum anderen auf Reformen innerhalb der vom EEG dominierten Diffusionsförderung.

##### **4.1.5.2.1 Verlagerung von der Diffusionsförderung zur FuE-Förderung**

Eine stärkere Verlagerung von der Diffusionsförderung zur FuE-Förderung wurde von verschiedenen Seiten für Deutschland immer wieder angemahnt (Frondel et al., 2010; ifW, 2011; ifo Institut und FfE, 2012; Peters et al., 2012). Zwar kann diesbezüglich kein ökonomisch optimales Verhältnis bestimmt werden (Kapitel 3, Nemet, 2009). Dennoch zeigt ein Zusammentragen von Fördersummen der verschiedenen, vor allem in Kapitel 2.1.3, 2.1.4.1 und 2.2.3.3.1 aufgeführten, Förderpolitiken ein extremes Ungleichgewicht (Tabelle 4.3). So beläuft sich die gesamte Forschungsförderung zu Gunsten erneuerbarer Energien 2011 nur auf knapp 3% der Ausgaben für die Förderung der Marktentwicklung (Faktor 35). Noch deutlicher ist das Missverhältnis zwischen der auf Bundesebene implementierten EEG-Förderung und der FuE-Projektförderung des Bundes (Anteil unter 2% im Jahr 2011). Es ist vor allem für die Photovoltaik besonders ausgeprägt. Dabei hat sich dieses Verhältnis durch das rapide Anwachsen der EEG-Förderung in den letzten Jahren tendenziell noch verschlechtert. Erst am aktuellen Rand könnte sich die Situation wieder entschärft haben: Zum einen hat es eine gewisse Deckung der EEG-Förderung gegeben. Zum anderen berichtet das BMU (2012b) von einem deutlichen Anstieg der neu bewilligten FuE-Projekte im Jahr 2011, die 2011 allerdings noch keine entsprechend hohen Mittelabflüsse (Ausgaben) mit sich gebracht haben. So sind im Gegensatz zu 2010 (140 Millionen €) allein die BMU-Neubewilligungen um ca. 70% angestiegen (240 Millionen €, 2011).

Tabelle 4.3: Verhältnis zwischen Forschungsförderung und Förderung der Marktentwicklung bei erneuerbaren Energien in Deutschland in Mio. €

	2008	2009	2010	2011 6)
Forschungsförderung gesamt 1)	222	357	375	~373
Forschungsförderung (nur Bund)	161	277	275	~273
Forschungsförderung (nur Bund, nur Projektförderung)	131	220	219	~200
Förderung der Marktentwicklung gesamt	4.607	6.176	8.620	~12.920
Förderung über das EEG (EEG- Differenzkosten) 2)	4.300	5.600	8.100	~12.400
Andere Fördermaßnahmen 3)	307	576	520	~520
Anteil der gesamten Forschungsförderung an der Förderung der Marktentwicklung	4,8%	5,8%	4,4%	~2,9%
Anteil FuE- Projektförderung des Bundes an den EEG- Differenzkosten	3,0%	3,9%	2,7%	~1,6%
Anteil FuE- Photovoltaik-Projektförderung des Bundes an den EEG- Differenzkosten für Photovoltaik 4)			~1,5%	~0,9%
Anteil FuE- Windenergie-Projektförderung des Bundes an den EEG- Differenzkosten für Windenergie 5)			~1,9%	~1,8%

Quelle: Zusammenstellung über Breitschopf et al. (2011); BMU (2012b); BMU (2011); BdEW (2012)

Anmerkungen: 1) Projektförderung und institutionelle Förderung von Bund und Ländern; ohne Projektförderung mit teilweisem Bezug zu FuE für EE (2010 jeweils 12 Mio. € von BMU, BMWi, BMBF); Forschungsförderung der Länder 2008 bei 61 Mio. €, geschätzte Steigerung auf 80 Mio. (2009) und 100 Mio. € (2010, 2011). 2) Differenzkosten: Differenz zwischen den Einnahmen der Netzbetreiber aus dem Verkauf des EE-Stroms und ihren Ausgaben beim Einkauf des EE-Stroms; 2011: Schätzung von BdEW (2012). 3) Marktanreizprogramm, 100.000 Dächer Solarstrom Programm (restliche Ausgaben), Förderung der Beratung (Anteil erneuerbarer Energien geschätzt), Unterstützung des Exports, Markteinführung nachwachsender Rohstoffe (Anteil erneuerbarer Energien geschätzt), Förderprogramme der Bundesländer zur Marktentwicklung erneuerbarer Energien (ca. 25 Mio./a); für 2010 Sollwerte. 4) EEG-Differenzkosten nach BdEW (2012): 4.470 Mio. € (2010) bzw. 6.914 Mio. € (2011); FuE-Mittelabfluss nach BMU (2011, 2012) ca. 65 Mio. € (2010) bzw. 60 Mio. € (2011). Tendenzielle Unterschätzung der FuE-Förderung durch Zuordnungsprobleme. 5) EEG-Differenzkosten nach BdEW (2012): 1.980 Mio. € (2010) bzw. 2.712 Mio. € (2011); FuE-Mittelabfluss nach BMU (2011, 2012) ca. 50 Mio. € (2010) bzw. 37 Mio. € (2011). Tendenzielle Unterschätzung der FuE-Förderung durch Zuordnungsprobleme. 6) Werte noch vorläufig bzw. geschätzt.

Ökonomisch wird eine Verschiebung des Verhältnisses zwischen EEG- und FuE-Förderung in erster Linie damit begründet, dass nach zwölf Jahren EEG- Förderung und 22 Jahren der Förderung über Einspeisevergütungen Adoptionsexternalitäten abnehmen, zugleich aber von weiterer grundlagenorientierter und angewandter Forschung erhebliche bzw. tendenziell größere Kostensenkungen und Innovationspotenziale ausgehen (vgl. Kapitel 4.1.2 und die dort zitierte Literatur). Darüber hinaus ist auch unter dem Blickwinkel der Industriepolitik bzw. der intendierten Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien eine zu starke Gewichtung der Diffusions- gegenüber der FuE-Förderung angesichts länderübergreifender Innovationsspillover und daraus sich ergebender Folgewirkungen riskant (vgl. die oben zitierte Studie von Peters et al., 2012).

Die verstärkte öffentliche FuE-Förderung zu Gunsten erneuerbarer Energien findet auch unter Fachleuten hohe Resonanz. In einem breit angelegten Forschungsvorhaben „Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al., 2010), das von 60 Wissenschaftlern aus sieben Instituten bzw. Forschungszentren und Vertretern aus drei großen Industrieunternehmen erstellt wurde, wurde neben einer ausführlichen Bewertung einzelner Technologiefelder der Versuch einer Prioritätensetzung zwischen den verschiedenen Bereichen der Energieforschung vorgenommen. Basis dieser Prioritätensetzung war eine Befragung der Teilnehmer des Konsortiums, bei der die Forschungsbereiche auf einer Skala von 1-4 (keine Relevanz, geringe Relevanz, hohe Relevanz, höchste Priorität) jeweils für drei unterstellte Entwicklungsszenarien eingestuft wurden.<sup>119</sup> Der Bereich erneuerbare Energien erreicht demzufolge in den Szenarien „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“ die höchsten Werte (Wert von durchschnittlich etwa 3,7), dicht gefolgt von den Bereichen „Energieeffizienz in der Industrie“, „Energieeffizienz bei Gebäuden“, „Energiespeicher“ und „elektrische Netze“ (Werte von durchschnittlich 3,1-3,5). Aber selbst im Szenario „moderat“ haben nach der öffentlichen FuE-Förderung zu Gunsten fossiler Energien (Wert von durchschnittlich 3,2) die erneuerbaren Energien den zweithöchsten Stellenwert (Wert von durchschnittlich 3,1).<sup>120</sup>

Die stärkere Gewichtung der FuE-Förderung gegenüber dem forcierten Kapazitätsaufbau über das EEG erscheint vor allem für die Fotovoltaik geboten. Wietschel et al. (2010) legen u.a. nahe, dass die Forschungsförderung in diesem Bereich verstärkt die gesamte Wertschöpfungskette abdecken sollte.<sup>121</sup> Dies reicht von der Grundlagenforschung zum besseren Verständnis der grundlegenden physikalischen Effekte über die Entwicklung neuer Zellkonzepte und die Systemeinbindung bis zur Erforschung meteorologische Prognoseverfahren und der Wechselwirkungen mit dem Netz. Vor allem die „intelligente Systemintegration“ (Gebäudeintegration, Netzeinbindung) sollte in Zukunft ein stärkeres Gewicht bekommen. Voraussetzung für eine weitere deutliche Kostensenkung sei auch eine auf lange Sicht angelegte Forschung zu den Materialgrundlagen und zu neuen Zelltechnologien. Viel versprechend sind verschiedene Formen von Dünnschichtzellen, organischen Zellen und Konzentratorsysteme. Neben der Grundlagenforschung sollte auch ein größeres Gewicht auf die Erforschung des Verhaltens von Photovoltaiksystemen unter realen Bedingungen gelegt werden.

Im Bereich der Windenergie unterscheidet sich der FuE-Bedarf zwischen onshore und offshore. Die offshore- Windenergie befindet sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium und sieht sich zahlreichen technischen Hemmnissen und wirtschaftlichen und politischen Risiken gegenüber. Wichtige, öffentlich (stärker) zu fördernde Forschungsthemen betreffen die Anpassung der Windenergieanlage (Größe, Zuverlässigkeit); die Entwicklung und Verbesserung von Tragstrukturen, Installations- und Wartungskonzepten (bei großen Wassertiefen, bei Großserieneinsatz); Fragen des Zugangs und der Arbeitssicherheit und die ökologische Begleitforschung. Die onshore-Windenergie stellt dagegen ein reifes Technologiefeld dar, so dass sich Forschungsschwerpunkte für die öffentliche Hand eher auf konkrete Optimierungsansätze konzentrieren (sollten) (vgl. im Detail Wietschel et al., 2010). Angemahnt wird generell eine stärkere Konzentration auf neue Produktionsverfahren für am internationalen Markt geforderte und kostensenkende Großserien.

<sup>119</sup> Das Szenario „moderat“ beschreibt den möglichen Zukunftsverlauf bei den heutigen (2010) energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen inklusive der bereits beschlossenen Zielsetzung für den Klimaschutz und den Ausbau erneuerbarer Energien. Im Szenario „Klimaschutz“ werden weitergehende Maßnahmen und Ziele zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen unterstellt. Das Szenario „Ressourcenverknappung“ basiert auf der Annahme einer Rohstoffverknappung mit extrem hohen Brennstoffpreisen.

<sup>120</sup> Unter Vernachlässigung der Befragungsergebnisse der Industrievertreter sind es sogar die höchsten Werte.

<sup>121</sup> Vgl. auch mit ähnlichen Ergebnissen die Studie „Energiekonzept 2050“ von Fraunhofer IBP et al. (2010).

Ein bislang völlig unzureichend entwickeltes Forschungsgebiet für die Windenergie insgesamt ist – ähnlich wie bei der Fotovoltaik - die intelligente Integration ins elektrische Versorgungsnetz. Dazu zählt etwa u.a. die Forschung zu einer Verbesserung der Netzanschlussbedingungen durch Regelung elektrischer Eigenschaften oder die Entwicklung neuartiger Netzstrukturen und Betriebsweisen zur Aufnahme größerer Anteil von Windenergie. Als unzureichend wird auch die Verknüpfung zu anderen Industriezweigen und deren Forschung angesehen (z.B. Flugzeugbau, Mikrosystemtechnik).<sup>122</sup>

Die stärkere FuE-Förderung im Bereich der erneuerbaren Energien, die sich in den letzten Jahren bereits abzeichnet und vor allem für die Jahre 2013 und 2014 anvisiert wird, steht allerdings auf einem wackligen Fundament. So basiert der Zuwachs der FuE-Förderung nahezu ausschließlich auf Mitteln aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“, der sich aus Versteigerungserlösen aus dem Emissionshandel speist (vgl. BMU, 2012b). Das Mittelaufkommen wird jedoch angesichts der derzeit geringen Zertifikatspreise und der nur partiellen Versteigerung von Zertifikaten geschrägt. Die Erhöhung und Verfestigung der FuE-Mittel macht daher die oben (Kapitel 4.1.5.1) anvisierten Reformmaßnahmen (inklusive der kurzfristigen set-asides) besonders dringlich.

#### 4.1.5.2.2 Reformen innerhalb der Diffusionsförderung

Reformvorschläge innerhalb der Diffusionsförderung setzen an der Erkenntnis an, dass eine komplementäre Förderung erneuerbarer Energien neben den Emissionshandel ökonomisch prinzipiell begründbar ist, eine ausschließliche FuE-Förderung andererseits aber erhebliche Risiken mit sich bringt. Sie können unterschiedlich weitreichend sein und ökonomischen Effizienzanliegen mehr oder weniger Rechnung tragen (ifo-Institut und FfE, 2012).

Relativ eng am bestehenden Fördersystem orientiert sind Vorschläge, die politisch definierte Zeitpfade für den Ausbau der verschiedenen Arten erneuerbarer Energien als gegeben nehmen. Zu der am nächsten am jetzigen EEG orientierten Variante würde die Förderung weiterhin auf festen, staatlich festgelegten Vergütungssätzen beruhen, die den Anlagebetreibern über einen bestimmten Zeitraum garantiert werden. Die geförderten Anlagen könnten dabei jedoch durch Ausschreibungen bestimmt werden. Zu einer Verminderung des Subventionsvolumens und damit der Belastung der Stromkunden bzw. der Steuerzahler könnte man (bei gegebener Ausbaumenge pro Jahr) gelangen, wenn man die Höhe der zugesicherten Vergütung variabel gestaltet und mit der in der entsprechenden Periode bereits zugebauten Kapazität abschmilzt. Als “atmender Deckel“ kommt ein solcher Ansatz als Mittel zur Kappung der Solarförderung schon seit Ende 2011 zur Anwendung (vgl. auch § 20a EEG). Ein Überschießen der in einem Jahr bei einem Anlagetyp neu geschaffenen Kapazität könnte dabei in Kauf genommen werden, wenn im Gegenzug die in den nachfolgenden Perioden geförderte neu installierte Kapazität in entsprechendem Umfang abgesenkt wird.<sup>123</sup> Statt parlamentarischer Gesetzgebungsverfahren (EEG-Novellierung) wäre zur Bestimmung der Vergütungssätze auch ein administratives Verfahren denkbar. Ökonomische Effizienzkriterien werden bei einer solchen Anwendung von Ausschreibungen nach dem Prinzip “Wer zuerst kommt, mahlt zuerst“ allerdings völlig vernachlässigt.

---

<sup>122</sup> Zu den Empfehlungen für die öffentliche FuE-Förderung bei anderen erneuerbaren Energien vgl. Wietschel et al. (2010).

<sup>123</sup> Bei noch unausgereiften Technologien wie v.a. der Offshore-Windenergie ist – angesichts der Höhe und des immensen Risikos der erforderlichen Investitionen eine derartige Lösung allerdings fragwürdig. Die Variation der Vergütungssätze für den Offshore-Windstrom erhöht das Risiko der Investoren und verkompliziert die Verhandlungen zwischen den Projektträgern und dem Staat.

Ein stärker marktwirtschaftlicher Ansatz könnte darin bestehen, vorgegebene Menge an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten (für Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, ggf. Geothermie und Wasserkraft) separat auszuschreiben und sie im Rahmen von Auktionsverfahren mit hinreichend langer Vorlaufzeit an die Investoren zu vergeben. Der entscheidende Vorteil von Versteigerungen im Vergleich zur administrativen Bestimmung der Preise besteht darin, dass der Staat darauf verzichten kann, die längerfristigen Kosten der zu fördernden Technologien abzuschätzen. Bei vorgegebenen Einpeisevergütungen ist der Staat in gewissem Umfang auf Informationen der Produzenten über die zukünftig zu erwartende Kostenentwicklung angewiesen. Allerdings entstehen dabei Anreize zur Verzerrung der Informationen. Durch den Einsatz von Auktionen – auf der Basis später gewährter fester Vergütungssätze und/oder Vorab-Prämienzahlungen – wird dieser strategische Anreiz unterbunden, so dass die Politik nicht mehr mit den Problemen asymmetrischer Information konfrontiert ist und die Gefahr einer Überförderung vermindert wird. Zugleich bietet die Verauktionierung von Mengen aufgrund der durch die Auktion fixierten Erträge ein ähnliches Maß an Preissicherheit wie Einspeisevergütungen. Die Verwendung von Auktionen bietet sich insbesondere vor dem Hintergrund an, dass auf dem Markt für erneuerbare Energien bereits Erfahrungen mit dem Einsatz von Technologien und deren Kosten vorliegen.<sup>124</sup>

Allerdings lassen sich die in den sog. Leitszenarien politisch definierten Ausbauziele für die verschiedenen Arten erneuerbarer Energien auch infrage stellen, da sie ohnehin nicht direkt auf akzeptierten Oberzielen basieren („Zielkritik“). Vielmehr könnte sich das Verhältnis der Ausbauziele stärker an der langfristigen CO<sub>2</sub>-Kosteneffizienz einzelner Arten erneuerbarer Energien, ihrer Verfügbarkeit bzw. ihrem technischen Potenzial und den mit den verschiedenen erneuerbaren Energien verbundenen unerwünschten Nebenwirkungen bzw. Kosten orientieren. So legt die Analyse von ifo-Institut und FfE (2012) nahe, dass Onshore-Windenergie zumindest mittelfristig zum einen die kostengünstigste Form erneuerbarer Energien bleiben wird (vgl. Tabelle 4.4); zum anderen reicht ihr in Deutschland vorhandenes Potential zur Deckung des Strombedarfs prinzipiell aus: auf 2% der Landesfläche könnte bis 2050 eine Leistung von knapp 200 GW installiert werden. Höchstens langfristig sind lediglich bei der Offshore-Windenergie leicht niedrigere Gestehungspreise als bei der Onshore-Windenergie zu erwarten, wobei die entsprechenden Prognosen notwendigerweise spekulativ bleiben müssen. In Anlehnung an die Ausbauszenarien in Schlesinger et al. (2010) gehen ifo-Institut und FfE (2012) mit einem Potenzial von mindestens 28 GW im Jahr 2050 aus. Das Potential für Biomasse ist vor allem durch die konkurrierende Flächennutzung in der Landwirtschaft begrenzt, etwa in Bezug auf die Nahrungsmittelproduktion. Aber auch der Einsatz von Biomasse im Verkehrssektor verringert das verbleibende Potential zur Stromerzeugung. Alle Szenarien in Schlesinger et al. (2010) rechnen mit einem Ausbau der Biomasse-Kraftwerksleistung auf nur 6,0 GW im Jahr 2050. Ähnlich wie für die Biomasse erscheint auch der zusätzliche Beitrag der Geothermie und der Wasserkraft zur Energieversorgung in Deutschland begrenzt. Das technische Potenzial der Photovoltaik zur Stromerzeugung in Deutschland ist dagegen trotz gegenüber Südeuropa vergleichsweise ungünstiger natürlicher Rahmenbedingungen durchaus beachtlich. Unter Berücksichtigung eines zu erwartenden Solarthermieanteils (40% der Dachfläche auf Wohngebäuden, 0% auf Nichtwohngebäuden) berechnen ifo-Institut und FfE (2012) eine verbleibende Dachfläche, die nach heutigem Stand der Technik die Installation von etwa 160 GW an PV-Leistung erlauben würde. Durch die Hinzunahme von Freiflächenanlagen ließe sich das PV-Potential in Deutschland weiter erhöhen, je nachdem welcher Flächenverbrauch in Kauf genommen wird. Dieser Wert liegt deutlich über den Ausbauszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung (39 GW in 2050 in allen Szenarien) (vgl. Schlesinger et al.,

---

<sup>124</sup> Auf Märkten, auf denen die Kosten in hohem Maße unsicher sind, reduziert sich notwendigerweise die Effizienz von Auktionen.

2010) und den jüngsten Beschlüssen der Bundesregierung.<sup>125</sup> Gegen die forcierte Förderung der Photovoltaik spricht jedoch ihre geringe CO<sub>2</sub>-Kosteneffizienz. Obwohl die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bis 2050 um über 50% verringert werden können, sind sie im Vergleich zu anderen Energieerzeugungsarten immer noch am höchsten (177€/tCO<sub>2</sub> in 2050, vgl. Tabelle 4.2) (ifo-Institut und FfE, 2012). Vor diesem Hintergrund läge es nahe, die Förderung erneuerbarer Energien zunächst stärker auf die Onshore-Windenergie zu konzentrieren und die Förderung des Kapazitätsaufbaus vor allem bei der Photovoltaik zurückzufahren.

Eine zu einseitige Ausrichtung auf die Windenergie geht allerdings mit anderen Kosten bzw. Nachteilen einher. So stehen einer unreflektierten Nutzung des Windenergiopotentials insbesondere (andere) umweltpolitische Ziele entgegen, so vor allem der Schutz der Anwohner vor Lärm- und Sichtbeeinträchtigungen und die Ziele des Natur- und Landschaftsschutzes. Nach geltender Rechtslage ist die Ausweisung von Standorten für Windenergieanlagen in nicht unbeträchtlichem Maße den Bundesländern und den Kommunen überlassen. Durch diese Dezentralisierung wird zwar mehr Bürgernähe und zumindest kurzfristig eine höhere Akzeptanz der Windenergie erreicht, allerdings auch eine weitflächige Verteilung der Windstromanlagen im Raum gefördert, was teilweise als „Verspargelung“ der Landschaft gebrandmarkt wird. Entsprechend bedarf es einer Abwägung über den angemessen Konzentrationsgrad für Windenergieanlagen im Raum. Auf methodischer Ebene bietet sich der verstärkte Einsatz von Kosten-Nutzen-Analysen an, in die auch Bewertungen zum Natur- und Landschaftsschutz, ästhetische Aspekte u.ä. einzubeziehen sind (vgl. hierzu etwa Ohl et al., 2010). Die durch die Windenergienutzung hervorgerufenen Konflikte können damit prinzipiell durch die Nutzung von anderen Arten erneuerbarer Energien entschärft werden, bei denen die mit der (Onshore-)Windenergie verbundenen Umweltbeeinträchtigungen nicht oder in geringerem Maße auftreten. Unklar ist allerdings, in welchem Ausmaß dies zu rechtfertigen ist.

Gegen eine zu einseitige Ausrichtung auf die Windenergie sprechen auch die Vorteile, die ein Mix verschiedener erneuerbarer Energieträger mit sich bringt. Angesichts der unterschiedlichen Charakteristika der einzelnen erneuerbaren Energieträger kann auf diese Weise insbesondere der Speicher- und Regelenergiebedarf verringert und die Versorgungssicherheit verbessert werden (vgl. ausführlicher Kapitel 4.2.4.4).

Während bereits die oben genannte Versteigerung von Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien eine Form der Mengensteuerung darstellt, gibt es noch grundlegendere Möglichkeiten der Veränderung des Fördersystems. So wird jüngst verstärkt wieder die Einführung eines Systems von Grünstromzertifikaten als mengenbasiertes Förderinstrumente und als Alternative zum EEG gefordert (SVR, 2011; Monopolkommission, 2011; Frondel, Schmidt, aus dem Moore 2012). Der Übergang zu einem solchen Fördersystem könnte zunächst in einer technologie- und größenneutralen Ausgestaltung der Fördersätze im EEG für alle zukünftig zu installierenden Anlagen auf einem einheitlichen Niveau erfolgen (Harmonisierung der Mindestvergütungssätze). Altanlagen würden demgegenüber weiterhin über das EEG-Regime gefördert. In einem zweiten Schritt könnte dann der Umstieg auf eine marktisierte Mengensteuerung in Form von Grünstromzertifikaten erfolgen. In einem dritten Schritt könnten durch einen grenzüberschreitenden Zertifikatehandel die Handelsvorteile und Skalenvorteile für erneuerbare Energien innerhalb Europas nutzbar gemacht werden. Die Handelsvorteile ergeben sich dabei vor allem aus den unterschiedlichen meteorologischen und topographischen Verhältnissen zwischen den EU-Mitgliedsländern bzw. Erzeugungsstandorten (SVR, 2011). Zudem könnten auf

---

<sup>125</sup> 52 GW wurde in den jüngsten politischen Beschlüssen zur Begrenzung der Förderung der Photovoltaik als Obergrenze festgesetzt (FAZ, 2012).

diese Weise Schwankungen im europäischen Stromverbund - bei Vorhandensein einer entsprechenden Netz- und Speicherinfrastruktur – besser ausgeglichen werden.

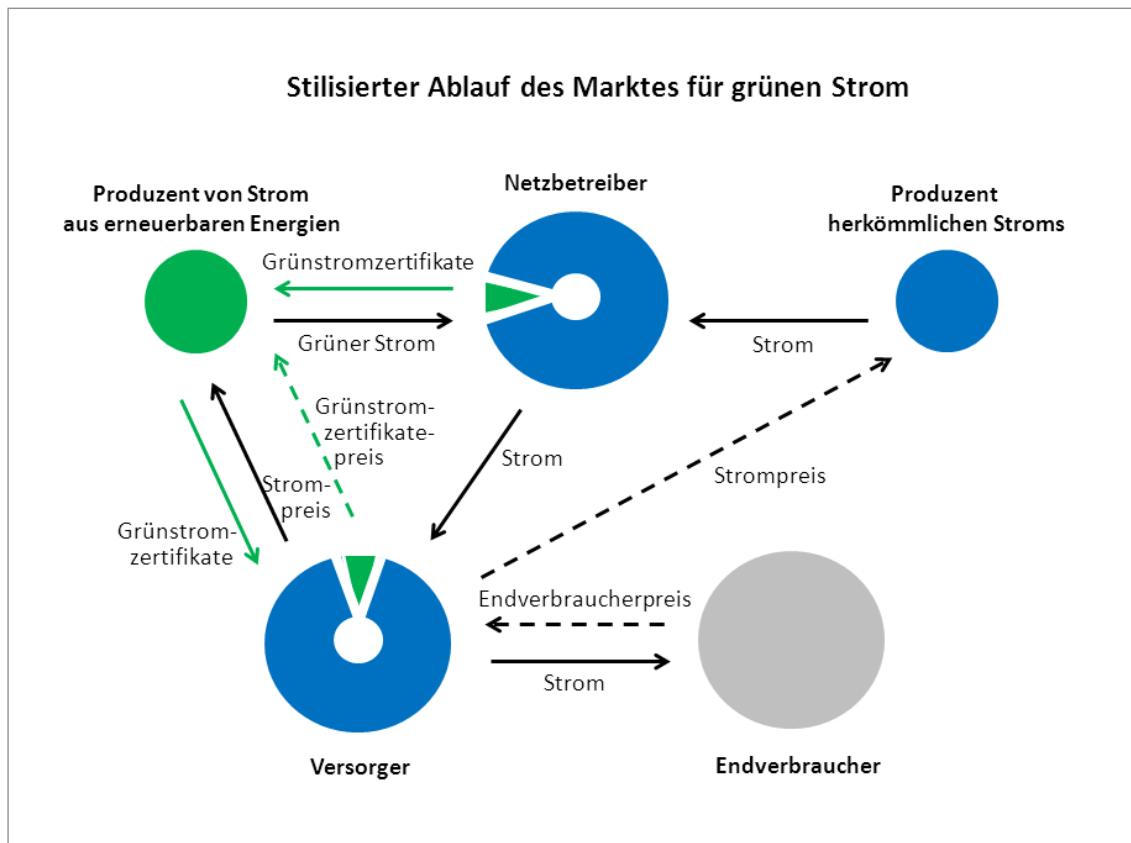
Verschiedene Studien weisen hier auf erhebliche Kostensenkungspotenziale hin. Aune et al. (2012) zeigen in einem numerischen Gleichgewichtsmodell, das von Fragen des konkreten Politikdesigns und Implementationsaspekten abstrahiert, dass ein EU-weiter Handel mit Grünstromzertifikaten die Gesamtkosten der Erreichung des EU-weiten Anteilsziels von 20% erneuerbare Energien am gesamten Endenergieverbrauch um bis zu 70% gegenüber einer Situation verringert werden kann, in der kein Handel stattfindet.<sup>126</sup> Fürsch et al. (2010) schätzen die kumulierten Ersparnisse in Investitions- und Erzeugungskosten bei einem Übergang von bestehenden nationalen Fördersystemen zu einem EU-weit harmonisierten technologienneutralen Grünstromzertifikatesystem auf 174 Mrd. € in Gegenwartswerten, wobei ebenfalls das 20%ige Anteilsziel bis 2020 zu Grunde gelegt wird. Für ein System, das zunächst ab 2013 auf bundesdeutscher Ebene implementiert wird und allein auf den Zubau der Onshore-Windenergie setzt, legen Frondel, Schmidt und aus dem Moore (2012) schließlich nahe, dass gegenüber der durch das EEG induzierten Zahlungsverpflichtungen von knapp 59 Mrd. € bis 2020 52 Mrd. € eingespart werden können.

Mengeninstrumente in Form von Grünstromzertifikaten werden bereits in mehr als 10 Ländern und einer Reihe amerikanischer Bundesstaaten genutzt (Batlle et al. 2011). In der EU nutzen Großbritannien, Schweden, Polen, Belgien und Italien mengenbasierte Verfahren, sowie ab 2015 auch die Niederlande. Den Energieversorgungsunternehmen wird in einem solchen System zur Auflage gemacht, dass eine bestimmte Menge des von ihnen an die Letztverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammt (Grünstromquote). Den Nachweis, dass sie diese Verpflichtung erfüllen, müssen sie durch Vorlage einer äquivalenten Menge von Zertifikaten erbringen, die sie von den Betreibern der Grünstrom-Anlagen erwerben. Letztere erhalten wiederum Zertifikate von den Netzbetreibern als Gegenleistung für den eingespeisten erneuerbaren Strom (Abbildung 4.1). Auf dem Markt, auf dem diese Grünstromzertifikate gehandelt werden, bildet sich ein einheitlicher Preis, der im Prinzip dafür sorgt, dass die Grenzkosten der verschiedenen zum Einsatz kommenden erneuerbaren Energietechnologien übereinstimmen und somit anders als derzeit eine statisch kosteneffiziente Lösung erreicht wird. Investitionen werden folglich in die jeweils nach Gestehungskosten kostengünstigste Technologie an den dafür geeigneten Standorten getätigt. Zugleich wird im Prinzip Wettbewerb zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energietechnologien angeregt.

---

<sup>126</sup> Zuvor haben bereits Böhringer, Hoffmann und Rutherford (2007) in einem ähnlichen Modell EU-weit handelbare Grünstromzertifikaten mit unabhängigen nationalen Einspeisevergütungen verglichen und kommen zu dem Schluss, dass erstere um 23% niedrigere Kosten im Hinblick auf ein Anteilsziel von erneuerbaren Energien aufweisen.

Abbildung 4.1: Stilisierter Ablauf eines Grünstromzertifikatesystems



Quelle: SVR (2011)

Die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten anders als beim EEG nicht mehr nur einen Vergütungssatz je eingespeister Menge Strom. Die Vergütung kommt dann vielmehr aus Einnahmen aus der produzierten Strommenge und Einnahmen aus dem Verkauf der Grünstromzertifikate. In einem einfachen Grünstromzertifikatesystem würde über den Zertifikatelpreis somit eine technologieneutrale Förderung der erneuerbaren Energien gewährleistet, da der Zertifikatelpreis für jede Energieerzeugungstechnologie gleich wäre. Zudem würden sich die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Einspeisung am Spotmarktpreis für Strom orientieren, wodurch sie insbesondere einen Anreiz erhalten, ihr Angebot an die jeweilige Nachfragesituation anzupassen (z.B. möglichst Verzicht auf Einspeisung in Zeiten hinreichend negativer Strompreise). Zudem erhöht sich insgesamt der Anreiz, in Speichertechnologien zu investieren, die es den Produzenten ermöglichen, den Produktionszeitpunkt vom Einspeisezeitpunkt des Stroms zu trennen.

Die konkrete Ausgestaltung eines Grünstromzertifikatesystems geht allerdings mit zum Teil schwierigen Abwägungsfragen einher und hat sich in der bisherigen Praxis als schwierig erwiesen. Ähnlich wie beim Emissionshandelssystem könnte der Zertifikatelpreis zumindest anfänglich sehr volatil und schwer prognostizierbar sein. Investoren könnten sich zum einen dazu veranlasst sehen, erhebliche Risikozuschläge einzufordern und die Kapitalkosten für den Neubau von Erzeugungsanlagen erhöhen. Für die Anlagenbetreiber würden sich zum anderen erhebliche Planungsunsicherheiten ergeben. Beides zusammengenommen könnte wiederum zu einer

Zurückhaltung bei Investitionen und Innovationen führen. Diese Zurückhaltung könnte zudem außerhalb der vier großen Energieerzeuger und damit den weniger kapitalkräftigen Unternehmen besonders ausgeprägt sein. Es würden Unternehmen benachteiligt, die den bisherigen Kapazitätsausbau getragen und/oder im Zuge der Liberalisierung der Energiemarkte besonders viele (Produkt-)Innovationen hervorgebracht haben (Weber und Hey, 2012). Um diesen Risiken zu begegnen, müssen demzufolge verschiedene begleitende (institutionelle) Maßnahmen getroffen werden. Der SVR (2011) sieht etwa in der Einführung eines periodenübergreifenden Handels und der Einrichtung eines Terminmarktes eine mögliche Abhilfe gegen Preisschwankungen. Auch der Einbau von Preisunter- und Preisobergrenzen könnte Preisunsicherheiten abmildern. Zudem sollte Investoren garantiert werden, dass ihre Anlagen wie beim EEG über einen Zeitraum von 20 Jahren zertifikatsberechtigt sind.

Als problematisch erweisen sich auch die durch Quotensysteme erzeugten Produzentenrenten, die zudem mit steigender Quote zunehmen. Da der Grünstromzertifikatepreis immer durch die Kosten der letzten und damit am teuersten produzierten Einheit erneuerbaren Stroms gesetzt wird, werden Anlagenbetreiber mit geringeren Erzeugungskosten (sog. inframarginaler Anbieter) über das für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Maß entlohnt. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn sich die erneuerbaren Technologien, die sich im Marktprozess als die effizientesten durchsetzen, etwa aufgrund physischer Begrenzungen oder Implementationsproblemen vor Ort nicht in beliebigem Umfang installieren lassen. Bei den kostengünstigeren Anlagen fällt damit zwangsläufig und nicht nur übergangsweise eine Differentialrente an, die allein durch Standortvorteile bedingt sind und sich somit nicht wegkonkurrieren lassen (Bergek und Jacobsson, 2010). Erfahrungen in Schweden und Großbritannien zeigen, dass auf diese Weise die Kosten für die Energieverbraucher ansteigen (Jacobsson et al., 2009).

Ambivalent fällt schließlich auch die Beurteilung von Grünstromzertifikaten aus technologie- und innovationspolitischer Perspektive aus. Der SVR (2011) stellt in diesem Zusammenhang auf die Vorteile einer klaren Trennung politisch vorgegebener Ausbauziele für die erneuerbaren Energien insgesamt und technologiepolitische Ziele ab. Die Ausbauziele würden demzufolge über ein marktbares Quotensystem nach dem Prinzip strikter Kosteneffizienz angesteuert. Unterstellt wird dabei, dass die soeben genannten Probleme der Ausgestaltung überwunden werden können oder weniger gewichtig sind. Zudem wird perspektivisch auf die Möglichkeit verwiesen, zukünftig mit weiteren EU-Ländern zu kooperieren und dadurch Standortvorteile für die verschiedenen Erzeugungstechnologien zu nutzen. Weder die bestehende preisbasierte Förderung (EEG) noch die mengenbasierte Förderung (Quote) sollte als technologiepolitisches Instrument eingesetzt werden. Vielmehr sollte Technologieförderung über eine „flankierende Innovations- und Technologiepolitik“ geleistet werden. Abgehoben wird hier insbesondere auf eine angemessene Infrastruktur für Wissenschaft und Forschung und gezielte – aber nur ergänzend wirkende und „prozesshaft eingebettete“ – technologiepolitisch motivierte Eingriffe und Demonstrationsprojekte. Eine derartige Technologiepolitik brauche Zeit, sei ergebnisoffen und „dazu bereit, im Zuge des zu vollziehenden Entdeckungsprozesses Rückschläge und Niederlagen hinzunehmen, die zur Abschreibung eingesetzter Ressourcen führen“. Vorgaben von staatlicher Seite für bestimmte technologische Lösungen seien nicht sinnvoll.

Die Problematik dieser strikten Trennungslösung besteht darin, dass die erwähnten Ausgestaltungs- und Übergangsproblemen möglicherweise länger andauern bzw. tiefer verwurzelt sind und der Vielschichtigkeit des technischen Fortschritts nicht hinreichend Rechnung getragen werden könnte (Jacobsson et al., 2009; Bergek und Jacobsson, 2010; Weber und Hey, 2012). Damit könnte auch die Effizienz der Trennung selbst zweifelhaft sein.

So ist zu vermuten, dass die erwähnten Produzentenrenten in erster Linie etablierten Akteuren der Energiewirtschaft zugutekommen, die in reife erneuerbare Erzeugungstechnologien investieren. Zusätzliche Gewinne dieser Akteure würden c.p. mit steigender Grünstromquote zunehmen und wären bei einem europaweiten System angesichts größerer Kostendifferenziale zwischen den Standorten noch erheblicher. Sie wären aber nicht (unbedingt) das Ergebnis von Investitionen in innovative Technologien. Zugleich würden bei Einführung eines Grünstromzertifikatesystems Investitionen in marktferne Technologien nicht mehr bzw. kaum angereizt.<sup>127</sup> Damit können Markteintrittsbarrieren für neue Energieanbieter geschaffen und die bestehende Marktmacht großer Energieunternehmen erhöht werden (Batlle et al., 2011). Zweifelhaft erscheint auch, ob die relativen Nachteile marktferner Technologien durch die vom Sachverständigenrat angedachten Forschungs- und Demonstrationsprojekte kompensiert werden können. Im Sinne des Innovationssystemansatzes, der die Wechselwirkungen zwischen Technologie- und Marktentwicklung (learning by interacting u.ä.) betont (vgl. Kapitel 4.1.2), könnte vielmehr eine Lücke zwischen der Grundlagenforschung (inklusive Demonstrations- und Pilotprojekte) und der Förderung durch das Quotensystem eintreten. Darauf hinaus wären Folgewirkungen für bzw. über die betroffenen Industriezweige zu bedenken (z.B. mögliche Abwanderung innovativer Technologieanbieter im Investitionsgütersektor, Verlust an Humankapital u.ä.).

Insgesamt droht daher wiederum – ähnlich wie bei einem allein auf das bisherige CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem abstellenden Ansatz – ein Konflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz. Die Erreichung eines bestimmten Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung könnte zwar über das Grünstromzertifikatesystem vermutlich – zumindest bei moderaten Risikozuschlägen für Investoren – kostengünstiger erreicht werden als beim EEG. Dagegen entstehen Anreize zu kontinuierlichen technologischen Verbesserungen primär nur für etablierte Akteure und Technologien bzw. nur insofern, wie bei einer Erhöhung der Quote die Zielerreichung leichter über Innovationen bewerkstelligt werden kann oder die flankierende Technologiepolitik Früchte trägt. Die Wahrscheinlichkeit, dass über das Grünstromzertifikatesystem langfristige Innovationen induziert werden, dürfte dabei auch durch die problematischen Verteilungs- und Struktureffekte (Produzentenrenten, Wirkung auf Investitionsgütersektor etc.) sinken. Die späte Förderung von Technologien mit Zukunftspotenzial kann dann zu Preisschocks auf dem Zertifikatemarkt führen, wenn aufgrund einer steigenden Quote auf bis dahin nicht genutzte, teure Kapazitäten zurückgegriffen werden muss. Dies könnte wiederum die Zielerreichung gefährden (Weber und Hey, 2012; Resch et al., 2010).

Denkbar wäre vor diesem Hintergrund eine Mischlösung, die die strikte Trennung zwischen Ausbauzielen und technologiepolitischen Zielen abmildert. So wäre es möglich, zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energien zu differenzieren und im Sinne eines sog. Banding-Verfahrens teureren Varianten eine höhere Zahl von Grünstrom-Zertifikaten pro erzeugter Kilowattstunde zuzugestehen (vgl. Buckmann 2011). So werden insbesondere in Großbritannien sog. Banding-Multiplikatoren verwenden, die darauf hinauslaufen, dass z.B. Offshore-Windenergie, bestimmte Biomassekraftwerke, die Geothermie, die Fotovoltaik und Wellenkraftwerke doppelt so viele Zertifikate erhalten wie Onshore-Windenergie. Trotz dieser Differenzierung kann dabei weiterhin ein homogener und liquider Zertifikatemarkt aufrechterhalten werden. Zugleich können hohe Produzentenrenten bei intramarginalen Anbietern verringert werden. Allerdings treten bei einem solchen Verfahren auch einige Nachteile, die durch eine Abkehr von Einspeisevergütungen

---

<sup>127</sup> Erst wenn ein europaweites System tatsächlich implementiert sein sollte, wäre ein breiteres Erzeugungspotfolio, das auf die Standortbedingungen abstellt, vermutlich tragfähig (z.B. Fotovoltaik in Spanien, Windkraft in Dänemark etc.).

überwunden werden sollten, wieder auf. So sind zur Festlegung der Multiplikatoren in der gleichen Weise wie bei einer Festlegung der auf den Anlagetyp bezogenen Differenzierung von Einspeisevergütungssätzen diskretionäre Entscheidungen des Staates erforderlich, die auf schwierigen Kostenvergleichen zwischen alternativen Arten der Grünstrom-Erzeugung beruhen. Insgesamt steigt die Komplexität des Fördersystems.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich berechtigte Zweifel, ob der Übergang von einem System mit Einspeisevergütungen zu einem Grünstromzertifikatesystem tatsächlich zu Kostensenkungen führt. So wird etwa die oben zitierte Studie des EWI (Fürsch et al., 2010) aus verschiedenen Gründen von Resch und Ragwitz (2010) kritisiert.<sup>128</sup> Folglich kommen sie zu dem Ergebnis, dass bei einem realistischen Referenzszenario, das insbesondere die Kooperations- und Flexibilitätsmechanismen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie berücksichtigt, gegenüber (für die Zielerreichung notwendigen) verstärkten nationalen Politiken das vom EWI unterstellte Grünstromzertifikatesystem zusätzliche Kosten für die Verbraucher von 55 Mrd. € verursachen kann. Zu bedenken sind nicht zuletzt auch die Kosten der Einführung, der Verwaltung und des Betriebs eines Grünstromzertifikatesystem sowie sonstige politische Transaktionskosten.

Insbesondere die Implementation eines technologieneutralen EU-weiten Handelssystems wäre mit erheblichen Anpassungsmaßnahmen verbunden (Jacobson et al., 2009):

- Das Design bestehender Grünstromzertifikatesysteme müsste zunächst angepasst und Länder mit anderen Förderregimen auf ein gemeinsames System hin ausgerichtet werden, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.
- Andere Fördermaßnahmen zu Gunsten erneuerbarer Energien (z.B. Investitionsanreize, Steuervergünstigungen, lokale Fördermaßnahmen u.ä.) müssten konsequenterweise abgebaut oder zumindest stark beschränkt werden.
- Zu berücksichtigen wäre, dass der Ausbau erneuerbarer Energien nicht nur über ein Preissignal gesteuert werden wird, sondern auch die konkreten regionalen und lokalen Rahmenbedingungen mit diesem Signal interagieren (konkurrierende Landnutzung, konflikträchtige Genehmigungsverfahren etc.).
- Anpassungen wären auch im Hinblick auf die Integration der europäischen Strommärkte bzw. bzgl. des Abbaus derzeit bestehender Hemmnisse (Netzausbau, Interkonektoren etc.) erforderlich, da diese mit den Grünstromzertifikatemarkt verbunden sind. Bei mangelnder Konvergenz der Strompreise würden ansonsten die (theoretischen) Effizienzpotenziale eines Grünstromzertifikatesystems unterminiert bzw. Investitionsentscheidungen in die Standorte verzerrt.
- Schließlich wäre noch zu bedenken, dass die sonstigen sozialen Nutzen erneuerbarer Energieerzeugung (z.B. die Verringerung der Luftverschmutzung, die Diversifizierung des Energieangebots u.ä.) stark zwischen Ländern und Standorten streuen können und schwer zu bewerten und ggf. über Ausgleichszahlungen o.ä. kompensiert werden können.

Letztlich könnte sich der Anpassungsbedarf als so gravierend erweisen, dass er nur langfristig zu bewältigen ist. Langfristig stellt sich jedoch auch die grundsätzliche Frage, welche Impulse zu Gunsten erneuerbarer Energien von einem (reformierten) Emissionshandelssystem ausgehen können. Ebenso stellt sich langfristig die Frage, inwiefern strukturelle Finanzierungsproblemen am

---

<sup>128</sup> Dazu zählt ein unrealistisches Referenzszenario, die Vernachlässigung nicht-ökonomischer Hemmnisse, die unzureichende Berücksichtigung dynamischer Aspekte in der Technologieentwicklung, die Vernachlässigung der Interaktion des Strom- mit den Wärme- und Transportmarkt und die Kosten von Mitnahmeeffekten.

liberalisierten Strommarkt Investitionen in erneuerbare Energien behindern, zugleich aber die bisherige weitgehende Abschottung erneuerbarer Energien von Markt- und Preissignalen überwunden werden kann. Diese Fragen sollen daher in Kapitel 4.2 explizit aufgegriffen werden. Vor diesem Hintergrund sollen die Reformoptionen zu Gunsten erneuerbarer Energien nochmals thematisiert werden.

## **4.2 Förderung erneuerbarer Energien für den Strommarkt im Lichte der angestrebten Transformation des Energiesystems**

### **4.2.1 Einleitung**

In diesem Abschnitt wird davon ausgegangen, dass erneuerbare Energien weiter gefördert werden sollen und entsprechend des Energiekonzepts einen wesentlichen Anteil an der Energieversorgung in Deutschland übernehmen sollen. In der Vergangenheit haben sich die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf das historisch gewachsene Versorgungssystem in Grenzen gehalten und keine grundlegenden (technischen) Probleme verursacht. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung treten die Folgen für und die Rückwirkungen auf das Versorgungssystem jedoch zunehmend deutlicher zu Tage. Ebenso – und quasi spiegelbildlich – können mangelnde Anpassungen innerhalb dieses traditionellen Versorgungssystems erhebliche Barrieren für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien darstellen (vgl. auch Kapitel 2.2.3.3.3).

So unterscheiden sich Wind- und Solarenergie als die erneuerbaren Energietechnologien, denen für die Zukunft das größte Potential in der Energieversorgung zugesprochen wird, aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit und ihrer damit notwendigerweise schwankenden Energiebereitstellung grundlegend von den konventionellen Energietechnologien, auf deren Nutzung das Versorgungssystem bislang ausgelegt und optimiert ist. Hieraus ergeben sich zahlreiche Herausforderungen, insbesondere zur Gewährleistung einer ausreichenden (technischen) Versorgungssicherheit in Deutschland (ifo Institut und FfE, 2012):

- Bei Vorrang für den aus erneuerbaren Quellen erzeugten Strom sinken die Auslastungszeiten konventioneller Kraftwerke.
- Aufgrund der Schwankungen in der Einspeisung steigt der Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie im Versorgungssystem, so dass zusätzliche Reservekapazitäten in Form von konventionellen Reservekraftwerken oder Speicherkapazitäten betriebsbereit vorgehalten werden müssen.
- Die Betriebsführung zumindest eines Teils der konventionellen Kraftwerke muss flexibel an die Einspeisung erneuerbaren Stroms angepasst werden. Dies schränkt die Möglichkeiten ein, diese Kraftwerke entsprechend ihrer technischen Charakteristika und ihrer Kostenstruktur optimal zu betreiben.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien hat Auswirkungen auf die längerfristige Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks, vor allem um den gestiegenen Flexibilitätsanforderungen gerecht zu werden.
- Generell sind auf der Erzeugungsseite Anpassungen auf zwei Ebenen erforderlich: bei der Verteilung der Einspeisung über die Zeit sowie ihrer geographischen Verteilung.
- Neben der Bereitstellung der erforderlichen Energiemengen ist der Ausgleich von Energieentnahme und -einspeisung an die Verfügbarkeit ausreichender Übertragungskapazitäten zwischen den Einspeise- und Entnahmepunkten im Versorgungsnetz zu gewährleisten. So ist in

einem auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystem eine räumliche Ausrichtung der Erzeugungsanlagen an den Nachfragezentren nur noch eingeschränkt möglich.

Angesichts dieser Herausforderungen ergibt sich innerhalb des Energiesystems ein hoher Bedarf an Koordinierung. Erforderlich ist in diesem Zusammenhang eine optimale Abstimmung zwischen Lastverlauf, der Erneuerung des Kraftwerksparks und des Aus- bzw. Umbaus der Netzinfrastruktur. Diese Herausforderungen stellen sich nicht allein aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien, sondern sind auch durch die Liberalisierung der Energiemarkte mitbedingt. So kann die Abstimmung zwischen den verschiedenen Bereichen des Versorgungssystems nicht mehr weitgehend innerhalb vertikal integrierter Unternehmen bzw. nur zwischen einer stark begrenzten Anzahl an Unternehmen erfolgen, die in der Regel die verschiedenen Bereiche der Energieversorgung von der Erzeugung über den Transport bis hin zur Vermarktung bei den Endverbrauchern abdeckten. Nach der Liberalisierung der Strommärkte und der Entflechtung der Energieunternehmen ist vom Übergang zu einem wesentlich auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems dagegen eine Vielzahl von Akteuren in den unterschiedlichen Bereichen des Gesamtsystems betroffen. Die Energiepolitik muss in diesem Fall stets an der Frage ansetzen, ob und inwieweit die bisherigen Rahmenbedingungen eine effiziente Koordination dieser verschiedenen Akteure untereinander zulassen und gegebenenfalls Maßnahmen ergreifen, um das Verhalten dieser unabhängigen Akteure effizienter abzustimmen. Wesentlich ist zunächst die Frage, wie die Gesamtkosten eines auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems unter den technisch-physikalischen Voraussetzungen einer sicheren Versorgung minimiert werden können.

Eine mindestens ebenso bedeutsame Rolle für die Transformation des Energiesystems werden der technische Fortschritt sowie damit verbundene soziale und institutionelle Innovationen einnehmen. Eine besondere Brisanz resultiert dabei aus der Tatsache, dass die klimapolitischen Vorgaben einerseits eine möglichst schnelle Verbreitung und Anwendung innovativer Energietechnologien verlangen, andererseits staatliches Handeln vor dem Hintergrund bestehender Marktversagen und Barrieren nicht unbedingt die Technologien fördert, die mit den höchsten sozialen Erträgen einhergehen. Dennoch können über Innovationen hohe Kosten der Transformation abgemildert und drohende Zielkonflikte zwischen den energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit entschärft werden. Daraus kann sich nicht nur die Notwendigkeit der Koordinierung innerhalb des Energiesystems, sondern auch der Bedarf an Koordination zwischen den verschiedenen Politikfeldern (Energiepolitik, Umweltpolitik, Innovationspolitik) ergeben.

Von besonderem Interesse sind in diesem Kapitel die bereits im Kapitel 2.2.3.3.3 thematisierten Maßnahmen zur besseren Abstimmung von Energieangebot und Energienachfrage. Sie können die oben aufgeführten Herausforderungen, denen sich das Versorgungssystem gegenüberstehen, entschärfen. So können z.B. Smart-grid und Smart-meter Technologien Möglichkeiten bieten, die Energienachfrage am Angebot auszurichten, so dass das Stromangebot nicht mehr wie bisher (gänzlich) der Nachfrage folgen muss. Ebenso bieten Stromspeichertechnologien die Chance, die Stromerzeugung von der tatsächlichen Lastdeckung zu trennen und die Anforderungen an die Flexibilität des Energieangebots zu vermindern.

Auch diese Bausteine und Technologien des Energiesystems unterliegen verschiedenen Formen staatlichen Eingriffs. Die Darstellung und Beurteilung von Policy-mixes ist in der Literatur diesbezüglich allerdings noch vergleichsweise wenig verbreitet und gestaltet sich auch deshalb schwierig, weil die Interaktionen und Interdependenzen komplex und schwer abschätzbar sind. Zudem ist der Bezug zu Innovationen bzw. Innovationspolitik schwer dingfest zu machen. Dennoch wird in diesem Abschnitt versucht, mit Blick auf die in der Literatur diskutierten effizienzverbessernden

Reformoptionen insbesondere die problematischen Politikinteraktionen zu beleuchten. Z.T. haben diese Reformoptionen wiederum Implikationen auf die Form und Intensität der Förderung erneuerbarer Energien.

Im Folgenden wird zunächst auf den Aus- und Umbau der Stromnetze bzw. Strominfrastruktur und die darüber hinausreichende Frage kapazitätsbedingter Engpässe eingegangen (Kapitel 4.2.2). Die Ausgestaltung und das Management der Infrastruktur und die weitere Verbreitung und Förderung erneuerbarer Energien bedingen sich dabei zunehmend gegenseitig. In einem zweiten Kapitel 4.2.3 wird auf (ausgewählte Elemente des) historisch gewachsenen Marktdesigns im Strommarkt eingegangen. Die weitere Förderung erneuerbarer Energien mit ihren spezifischen Charakteristika und Wirkungen auf das Energieversorgungssystem macht auch hier Anpassungen erforderlich. Ebenso ergibt sich Anpassungsbedarf angesichts der bislang unzureichenden Integration der Förderung erneuerbarer Energien in einen marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen (vgl. auch Kapitel 4.1.3). Daran anschließend werden Reformansätze aufgegriffen (Kapitel 4.2.4).

## **4.2.2 Aus- und Umbau der Stromnetze und alternative Möglichkeiten des Umgangs mit kapazitätsbedingten Engpässen**

### **4.2.2.1 Ausgangslage und Handlungsmöglichkeiten**

Die über Energienetze zur Verfügung gestellte Energie (bzw. die Energieversorgung im weiteren Sinne) stellt eine wichtige Grundlage für hochspezialisierte und arbeitsteilige Volkswirtschaften und damit auch für Innovationen und Wachstum dar (van Suntum et al., 2008). Eine nicht funktionsfähige Energieinfrastruktur kann umgekehrt hohe volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringen und Innovationen verhindern. Während im Verkehrsbereich die Schnelligkeit des Netzdurchflusses entscheidend ist, spielt im Energiebereich die Kapazität eine wesentliche Rolle, um die jederzeitige Verfügbarkeit und Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten. Versorgungssicherheit hat im Strombereich bislang einen quasi-systemischen Charakter, da Strom zum einen meist zentral erzeugt und über ein Leitungsnetz verteilt wird und zum anderen die Möglichkeit zur (dezentralen) Speicherung bislang nur sehr eingeschränkt vorhanden bzw. sehr teuer ist. Ein einzelner Verbraucher ist also für eine funktionierende Stromversorgung auf ein funktionierendes Versorgungssystem (oder meist sehr kostspielige Maßnahmen, sich von diesem unabhängig zu machen) angewiesen. Ist ein Funktionieren der Stromversorgung nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben, so geht dem Verbraucher nicht nur der Gebrauchswert der Elektrizität für den Zeit des Ausfalls verloren, was bei Industrie wie auch Haushalten zu sehr hohen Kosten führen kann (vgl. Frontier Economics und RWE 2008), sondern es wird darüber auch der Optionswert stark gemindert, der gerade in dem Wissen besteht, bei Bedarf jederzeit auf Elektrizität und die damit verbundenen Aktivitäten zugreifen zu können (vgl. Joskow, 2007).

Angesichts der angestrebten Förderung erneuerbarer Energien und des zu erwartenden weiteren Zuwachses an Erzeugungskapazität ergeben sich neue Herausforderungen für die Netzinfrastruktur. So ist nicht nur das System der Stromerzeugung und die Energiepolitik im weiteren Sinne, sondern auch das Leitungsnetz letztlich historisch gewachsen. Ein stark auf erneuerbare Energieerzeugung ausgelegtes Stromerzeugungssystem führt zu einem Anpassungsdruck auf der Netzebene, der letztlich zu einer anderen Netztopologie, also einer anderen Anordnung und Struktur des Stromerzeugungs- und -übertragungssystems führen kann. Dies ist wesentlich durch die Charakteristika erneuerbarer Energien bedingt, die räumlich streuen und in unterschiedlichem Maße für die Stromerzeugung zur

Verfügung stehen. Zugleich ergeben sich damit neue Anforderungen an die Sicherheit und Stabilität des Versorgungssystems und das Netzmanagement.

Aus ökonomischer Sicht führen fehlende bzw. unzureichende Anpassungen auf der Netzebene unter den gegebenen Rahmenbedingungen zumindest langfristig und zumindest regional sehr wahrscheinlich zu kapazitätsbedingten Engpässen. Übertragungsnetze sind dabei vornehmlich durch Windeinspeisungen, Verteilnetze durch kleine dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik oder Klein-KWK betroffen. Diese Rahmenbedingungen sind insbesondere durch das EEG geprägt, das weitgehend unabhängig von Stromangebot, -nachfrage, Marktpreisen und vorhandener Netzinfrastruktur eine Ausweitung der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien vorsieht (Kapitel 4.1.3). Im Kern tritt ein Engpass ein, wenn das gegebene Angebot an Leistungskapazität mit der Nachfrage nicht übereinstimmt.<sup>129</sup> Grundsätzlich bestehen verschiedene Möglichkeiten bei Vorliegen eines Engpasses an Stromübertragungs- und –verteilkapazität in das Versorgungssystem einzutreten (vgl. im folgenden Monopolkommission, 2011, S. 167ff.):

Im Vordergrund steht üblicherweise die Behebung des Engpasses durch den Ausbau der Netze (physische Engpassvermeidung, Netzebene). Der Netzausbau steht als Engpassfaktor der Energiewende nicht nur im Zentrum der öffentlichen und politischen Diskussion in jüngster Zeit. Zugleich zeigen auch verschiedene Studien, dass der nationale und insbesondere auch der grenzüberschreitende Netzausbau zur Integration eines substantiellen Anteils erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem erforderlich ist. Ein großräumiger, diversifizierter und auf die naturräumlichen Bedingungen ausgerichteter Netzverbund bietet gemäß der Szenarien des SRU (2011, Tz. 232), „eine besonders kostengünstigen, wenn auch politisch anspruchsvolle Option der vollständigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien“. Insbesondere zwischen Deutschland und Norwegen ist gemäß der Szenarien bis 2020 eine Übertragungskapazität von 16 GW und bis 2050 eine Übertragungskapazität von 42-62 GW erforderlich. Auch in einem europaweiten energiewirtschaftlichen Optimierungsmodell des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln zeigt sich, dass zur Erreichung ambitionierter Ziele der CO<sub>2</sub>-Minderung und der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien bis 2050 ein erheblicher Netzausbau vorteilhaft ist (Fürsch et al., 2012). Kostenoptimal ist demzufolge gegenüber heute - auch bei Berücksichtigung von Speicherkapazitäten - ein Kapazitätsausbau um 76% mit zusätzlich 228.000 km Übertragungstrassen. Nur in bestimmten Randlagen ist demzufolge ein Kapazitätsausbau nicht sinnvoll.

Zugleich ist Ausbaubedarf nicht unbedingt mit der Erhöhung von (Fern-)Übertragungskapazität gleichzusetzen. Zum einen umfasst der Netzausbau auch herkömmliche Netzoptimierungsmaßnahmen (z.B. die Erweiterung von Schaltanlagen, der Bau neuer Transformatoren oder die Umstellung bestimmter Stromkreise auf eine andere Spannungsebene). Zum anderen besteht auch erheblicher Anpassungsbedarf auf der Ebene der Verteilnetze (vgl. Kapitel 2.2.3.3.3).<sup>130</sup> Gerade hier kann der

---

<sup>129</sup> Im Stromsektor ist damit in der Regel die Kapazität von zusammenhängenden Netzen gemeint, die ausreichen muss, um über Verbindungspunkte die elektrische Energie von den Standorten der Energieerzeugung zu den Entnahmestellen zu transportieren.

<sup>130</sup> Die Ebene der Verteilnetze wird in den soeben genannten Studien nicht betrachtet.

Abbau des Engpasses manchmal effizienter mit einer intelligenteren Nutzung der bestehenden Kapazitäten durch neue Anlagentechnik erreicht werden (Stichwort Smart Grids).<sup>131</sup>

Neben der physischen Engpassvermeidung auf der Netzebene können Engpässen schließlich auch dadurch abgebaut werden, dass auf der Ebene der Netznutzung die Energieeinspeisung und/oder die Netzlasten räumlich angepasst werden. Bislang sind die von der Politik gesetzten Anreize in diese Richtung gering, da insbesondere eine differenzierte räumliche Netzbepreisung im Hinblick auf Netzanschluss- und Netznutzungsentgelte in Deutschland nicht gegeben ist. So werden die Netzentgelte derzeit allein von den Endverbrauchern getragen. Entsprechend fehlen grundsätzlich auf Seiten der Kraftwerksbetreiber Signale über die Kosten der Netznutzung.

Anstelle der physischen Engpassvermeidung besteht die Möglichkeit der Bewirtschaftung des Engpasses (Engpassmanagement) und der besseren Netznutzung. Dies ist möglich, wenn auf beiden Seiten des Engpasses zwar theoretisch genug Erzeugungs- bzw. Einspeisekapazität vorhanden ist, die unterschiedlichen Grenzkosten eines bestimmten Ortes der Stromerzeugung jedoch dazu führen, dass die Einspeisung und Erzeugung räumlich auseinanderfallen und es somit zu Engpasssituationen kommt. Auf der Seite der Übertragungsnetzbetreiber fallen unter das Engpassmanagement insbesondere kostenbasierte Redispatching-Maßnahmen im Rahmen einer einheitlichen Preis- bzw. Regelzone. Dabei werden zur Vermeidung von Engpässen gezielt Kraftwerke auf beiden Seiten des Engpasses hoch und runter geregelt. Aus Sicht der Netznutzer entsteht damit kein Engpass. Teilt man die in Deutschland bislang einheitliche Preis- und Regelzone auf, können Anreize zum Engpassmanagement auf der Ebene der Netznutzer bzw. Erzeuger entstehen. In Gebieten mit relativ knappem (reichlichem) Stromangebot stellen sich höhere (niedrigere) Preise ein, die es wiederum attraktiv erscheinen lassen, die Erzeugung bzw. Einspeisung auszuweiten (zu verringern).

Zwischen den verschiedenen Lösungswegen zur Beseitigung von Engpässen bestehen außerdem Interdependenzen. So könnte der sich bei einer Aufteilung von Preiszonen ergebende Preis-Spread zugleich räumliche Anpassungen bei der Energieeinspeisung im Sinne physischer Engpassvermeidung auslösen. Außerdem würde er signalisieren, wie erheblich der Engpass ist und als Anhaltspunkt für die Relevanz zusätzlicher Netzinvestitionen genutzt werden.

Neben den genannten Möglichkeiten der Engpassvermeidung können schließlich auch nachfrageseitige Maßnahmen Engpässe vermeiden oder Anreize zum Ausbau von Erzeugungskapazitäten so verändert werden, dass es zu einer Reduzierung der Übertragungswege und damit gleichfalls zur Reduzierung der Anforderung an den Kapazitätsbedarf kommt.

---

<sup>131</sup> Smart Grid, also „intelligentes (Strom-)Netz“, wird in keiner einheitlichen Definition gebraucht. Fasst man den Begriff eng, dann zeichnet sich ein Smart Grid durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien aus. Meist wird der Begriff indes weiter gefasst und bezieht alle Wertschöpfungsstufen mit ein. Smart Grids beschreiben dann den Bau neuer (leistungsfähigerer) Netze, verbunden mit einer intelligenten Vernetzung von Kraftwerks-, Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten und Nachfragern (Monopolkommission, 2011). Vgl. auch EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 1 (2011): “A Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety. [...] Though elements of smartness also exist in many parts of existing grids, the difference between a today’s grid and a Smart Grid of the future is mainly the grid’s capability to handle more complexity than today in an efficient and effective way. A Smart Grid employs innovative products and services together with intelligent monitoring, control, communication, and self-healing technologies.“

## **4.2.2.2 Aus- und Umbau der Stromnetze**

### **4.2.2.2.1 Marktversagen im Bereich der Stromnetze und Regulierungsbedarf**

Die Bereitstellung von Stromnetzen ist mit verschiedenen Formen von Marktversagen verbunden, die grundsätzlich einen Regulierungsbedarf begründen. Das Stromnetz hat den Charakter eines natürlichen Monopols, da der Aufbau eines solchen Netzes mit hohen und spezifischen Investitionskosten, der Betrieb des Netzes jedoch mit relativ geringen Kosten verbunden ist. Dies führt zu steigenden Skalenerträgen, so dass die Gesamtkosten eines Übertragungs- und Verteilnetzes am niedrigsten sind, wenn es nur in einfacher Ausführung existiert. Aufgrund der Besonderheit von Energie (geringe Substituierbarkeit) bezieht sich das natürliche Monopol im Energiebereich zudem auf eine sog. wesentliche Einrichtung (essential facility oder bottleneck facility) (Dehmel, 2011). Eng damit verbunden ist der unvollkommene Wettbewerb im Netzsektor. Entscheidet sich der einzelne Verbraucher gegen die Nutzung des Versorgungssystems bestehend aus Kraftwerken und Netzinfrastruktur, steht ihm als Alternative lediglich die autarke Versorgung der zahlreichen stromabhängigen Anwendungen über entsprechende Kleinkraftwerke offen. Der Nutzwert dieser autarken Lösung ist jedoch i.d.R. deutlich geringer als der Anschluss an das allgemeine Versorgungssystem.

Aus diesem Grund ist über (markt-)strukturelle Regulierung gemäß der sog. Essential-Facility Doctrine der diskriminierungsfreie Netzzugang gegenüber Dritten durch die Netzbetreiber sicherzustellen.<sup>132</sup> Regulierung soll also verhindern, dass durch zu hohe Kosten der Netzzugang erschwert oder sogar gänzlich verwehrt wird. Ebenso werden über die sog. Verhaltensregulierung die Handlungsmöglichkeiten der Marktteilnehmer im Netzbereich eingeschränkt. Dies betrifft produktionsseitige Auflagen, die gewisse technische, qualitative, rechtliche und ethische Mindestanforderungen sicherstellen sollen, und die Regulierung von Marktbereichen, die unmittelbar Parameter wie Mengen, Preise und Gewinne betreffen. Wesentliches Element der Regulierung des Marktbereichs ist die Regulierung der Netznutzungsentgelte in Form der Anreizregulierung. Sie soll im Kern verhindern, dass die Netzbetreiber im Markt befindliche Renten abschöpfen können und zugleich den Netzbetreibern Anreize zu Effizienz- bzw. Produktivitätssteigerungen bieten.

Zu unterscheiden ist zudem zwischen verschiedenen, eng miteinander verbundenen Netzebenen, die inzwischen Stromerzeugung und -verbrauch verlaufen. In den überregionalen Übertragungsnetzen wird mit Höchstspannung gearbeitet. Sie leisten die Anbindung regionaler Stromversorger und großer Industriebetriebe und stellen die physikalische Abwicklung des Stromaußenhandels über sog. Grenzkuppelstellen sicher. Die regionalen Verteilnetze werden mit Hoch- und Mittelspannung betrieben und führen zu lokalen Stromversorgern und Industrien bzw. größeren Gewerbebetrieben. Über die lokalen Verteilnetze beziehen Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe Strom in Niederspannung.

In Deutschland sind nach §§ 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die derzeit vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die das Höchstspannungsnetz mit 220 kV sowie 380 kV in vier Regelzonen betreiben, dazu verpflichtet, in ihrer Regelzone eine sichere leitungsgebundene Energieversorgung sicherzustellen. Das umfasst unter anderem den Austausch mit anderen Verbundnetzen, die Bereitstellung von Übertragungskapazität und – neben der Transportleistung – den Ausgleich der Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch mithilfe von Regelenergie. Netzschwankungen, die sich durch ein Missverhältnis zwischen zu einem Zeitpunkt

---

<sup>132</sup> Zur Strukturregulierung gehören auch die Zusammenschluss- und Kartellaufsicht, das Verbot bestimmter Geschäfte und Verträge und Rechtsformvorschriften (Dehmel, 2011).

erzeugter und verbrauchter elektrischer Energie ergeben, können durch Regelenergie möglichst gering gehalten werden.

#### **4.2.2.2 Bestehendes Instrumentarium zur Sicherung des Netzausbau und -umbaus**

Im Hinblick auf den Netzausbau bestehen sowohl gesetzliche Verpflichtungen als auch weitere planerische Instrumente und Anreizmechanismen (vgl. im folgenden SRU, 2011).

Eine punktuelle Ausbaupflicht der Netzbetreiber besteht nach § 9 EEG (und vergleichbaren Regelungen im KWK-G). Der Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage hat einen individuellen Anspruch gegen den Verteilnetzbetreiber (und indirekt den Übertragungsnetzbetreiber) zu einer Netzkapazitätserweiterung im Fall von Kapazitätsengpässen durch Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes. Dieser Anspruch wird allerdings durch eine typisierend ermittelte Zumutbarkeitsgrenze eingeschränkt. Außerdem wird der Ausbau für den einzelnen Netzbetreiber unattraktiv, weil ein horizontaler Belastungsausgleich für die Ausbaukosten zwischen den Netzbetreibern weitgehend nicht greift. Ganz generell wird durch die punktuelle Ausbaupflicht der Netzausbau auch nicht dort vorangetrieben, wo er volkswirtschaftlich am effizientesten wäre (vgl. Kapitel 4.2.4.2).

Systemische Ausbaupflichten, die die Netzbetreiber verpflichten, ihr Netz als Ganzes bedarfsgerecht zu verstärken, zu optimieren oder auszubauen, bestehen nach §§ 11 und 12 EnWG. Für Übertragungsnetzbetreiber wird diese Pflicht dahin weiter konkretisiert, dass sie dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, die Übertragungsnachfrage zu befriedigen und durch ausreichende Übertragungskapazitäten zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings wird die Steuerungskraft dieser, dem Übertragungsnetzbetreiber auferlegten „Systemverantwortung“ als gering eingestuft (Schumacher, 2009). So wird es aufgrund von Prognoseunsicherheiten zum künftigen Bedarf und der dem Übertragungsnetzbetreiber belassenen Beurteilungsspielräume im Investitionsbereich kaum möglich sein, einen nicht realisierten Ausbau zu sanktionieren.

Ergänzt werden die gesetzlichen Regelungen noch durch Investitionsplanungsverpflichtungen auf nationaler und europäischer Ebene. So müssen die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und ihre Netzausbauplanung erstellen und auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorlegen. Nach EU-Energierecht sind zudem unternehmensübergreifende Investitionspläne auf regionaler gesamteuropäischer Ebene zu erstellen (über das neu gegründete European Network of Transmission System Operators ENTSO-E). Auch die - der eigentlichen Investitionen vorgelagerten - Investitionsplanungspflichten können jedoch nicht sicherstellen, dass der Netzausbau „in erforderlichem Umfang“ stattfindet (SRU, 2011, Tz. 546). Denn anders als im Bereich der Verkehrswegeplanung existiert auf Bundesebene im deutschen Planungsrecht für Energieleitungen letztlich nur ansatzweise eine bundeseinheitliche Netzplanung (vgl. Kapitel 2.2.3.3.3 bzgl. des Netzausbaubeschleunigungsgesetz und des Energieleitungsausbauugesetzes). Die Entscheidung, ob der Leitungsausbau fachlich erforderlich ist, wird damit in erster Linie durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen. Aufgrund unterschiedlicher Interessenlagen stimmen die

Ausbauplanungen der Übertragungsnetzbetreiber aber nicht unbedingt mit dem für den Ausbau erneuerbarer Energien erforderlichen „nationalen Planungen“ überein.<sup>133</sup>

Der unzureichende und langsame Netzaus- und -umbau stellt eine wesentliche Barriere für den angestrebten substanziellem Ausbau erneuerbarer Energien dar. Zwar ist der Netzaus- und -umbau nicht ausschließlich aufgrund der wachsenden Einspeisung erneuerbarer Energien notwendig.<sup>134</sup> Allerdings stellt er sich vor dem Hintergrund der Charakteristika erneuerbarer Energien mit besonderer Dringlichkeit:

Zum einen stellt sich durch den Ausbau erneuerbarer Energien zunehmend ein Ungleichgewicht zwischen Energieerzeugung und -nachfrage ein. So befinden sich die Ballungs- und Industriezentren vorwiegend in West- und Süddeutschland und ein Großteil der abzuschaltenden Kernkraftwerke in Süddeutschland. Ein Großteil der erneuerbaren Energien mit fluktuierender Einspeisung – vor allem Wind – wird aufgrund der meteorologischen Gegebenheiten dagegen im Nordosten des Landes eingespeist. Von der Ende 2009 installierten Windenergiiekapazität von rund 25,7 GW entfallen z.B. 10,6 GW auf das Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz und damit vorwiegend auf die neuen Bundesländer (Knopf et al., 2011). Andererseits existiert aus historischen Gründen nur eine vergleichsweise geringe Übertragungskapazität zwischen neuen und alten Bundesländern von 5 GW. Ein Vergleich der installierten Kapazitäten (Erzeugung: 10,6 GW, Übertragung: 5 GW) zeigt, dass im Falle hoher Auslastungen der Windkraftanlagen Engpässe entstehen. Verschärft wird diese Situation dadurch, dass auch die konventionellen Kraftwerke in den neuen Bundesländern relativ zur regionalen und wirtschafts- und bevölkerungsbedingt abnehmenden Nachfrage „überproduzieren“ und damit ebenfalls Strom in den Rest des Landes exportieren. Dieses räumliche Ungleichgewicht führt dazu, dass vor allem in Nordost-Südwest-Richtung regelmäßig Netzengpässe auftreten. Auch ein „Nachrüsten“ oder der Neubau regenerativer Anlagen im Süden würde auf Grund des großen Unterschiedes und der dargestellten Dynamik an dieser Situation zunächst nur graduelle Veränderungen bewirken. Daher manifestiert sich dieser Status des Ungleichgewichts von Angebot und Nachfrage zunehmend.

Zum anderen schwanken das Angebot und die Einspeisung vieler erneuerbarer Energien nach Tageszeit und Saison relativ stark. Dadurch ergeben sich zusätzliche Anforderungen an Netzausbau und Netzbetrieb bzw. Netzstabilität, die allerdings vom Vorhandensein verschiedener Ausgleichsoptionen zwischen Stromangebot und Stromnachfrage entschärft werden können (vgl. Kapitel 2.2.3.3.3). Der Ausbaubedarf stellt sich dabei umso dringlicher, je mehr an dem - im Kapitel 4.1.3 problematisierten - Einspeisevorrang und der garantierten Abnahme erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG festgehalten wird. Die Kapazität des Netzes muss dann im Prinzip groß genug sein, um die maximale Einspeisung erneuerbarer Energien aufnehmen zu können, auch wenn diese nur wenige Stunden im Jahr erreicht wird. Durch starke Schwankung der Erzeugung z. B. durch spontane Windflauten treten auch potenziell große Lastgradienten auf, die durch einen starken Abfall bzw. Anstieg der Erzeugung innerhalb kurzer Zeit gekennzeichnet sind. Da Gesamterzeugung und -nachfrage jedoch zu jeder Zeit identisch sein müssen, besteht in diesen Phasen ein erheblicher Bedarf sowohl an positiver und negativer Ersatzleistung, z. B. durch Pumpspeicherwerk, als auch an ausreichender Ausgleichsenergie zur Wiederherstellung einer ausgeglichenen Bilanz.

---

<sup>133</sup> Für vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber, für die zumindest eine rechtliche Trennung der Unternehmensbereiche im Konzern gilt, versprechen Investitionen in neue Leitungen zwar grundsätzlich langfristige Renditen. Andererseits könnten sie aber auch den Ausbau behindern, wenn dieser vor allem den Anbietern erneuerbarer Energien dient und damit die Konkurrenz auf der Ebene der Stromerzeugung erhöht.

<sup>134</sup> Eine Rolle spielt auch die Verlagerung von Erzeugungsschwerpunkten durch geplante neue konventionelle Kraftwerke und die zunehmende Bedeutung von länderübergreifenden Transitflüssen (SRU, 2011).

Schließlich sind auch erhebliche Investitionen auf der Ebene der Verteilernetze erforderlich. Wenn erneuerbare Energien eine Lastumkehr induzieren, also mehr Energie lokal eingespeist als verbraucht wird und die Übertragungsnetzen überschüssige Energie aufnehmen und weiterleiten müssen, sind Investitionen zur Vermeidung technischer Probleme (kritische Spannungsqualität, Überlastung vorhandene Kabel und Transformatoren etc.) erforderlich. Das Ausmaß dieser Investitionen – vor allem im Sinne einer Netzverstärkung – hängt dabei davon ab, inwieweit es gelingt, durch Nachfragesteuerung, Speichersysteme und Instrumente der Spannungsregulierung sowie Informations- und Kommunikationstechnologie Überlastungen abzufedern bzw. zeitlich zu verlagern (Nykamp, Andor und Hurink, 2012).

#### **4.2.2.2.3 Interaktion von Instrumenten angesichts des Netzausbau und -umbaubedarfs**

Der physische Netzausbau und -umbau wird vor dem Hintergrund des angestrebten Ausbaus erneuerbarer Energien von wesentlicher Bedeutung sein. In diesem Abschnitt wird auf einige Interaktionen energiepolitischer Instrumente eingegangen und gefragt, welche Anreize zum Netzausbau und -umbau sich aus deren Zusammenwirken ergeben. Im Vordergrund steht das Zusammenspiel der oben dargestellten Investitions- und Investitionsplanungspflichten der Netzbetreiber mit anderen Regelungen und Verfahren, die die Netzbetreiber betreffen. Diese anderen Regelungen verfolgen dabei zum Teil andere (energie-)politische Zielsetzungen.

Eine erste problematische Instrumenteninteraktion, auf die hier nur kurz eingegangen wird, besteht darin, dass Investitionsvorhaben in die Netze in vielen Fällen auch Gegenstand komplexer Planungs- und Genehmigungsvorhaben sind (ausführlich SRU, 2011). Die Komplexität ergibt sich daraus, dass der Netzausbau in viele andere öffentliche Belange wie die Raumordnung oder den Naturschutz eingreift, die Gegenstand rechtlicher und planerische Vorgaben sind, und zugleich viele Planungs- und Entscheidungsebenen tangiert werden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen stellt in diesem Zusammenhang die folgenden Problemfelder heraus:

- Bislang gibt es nur erste Ansätze einer - in der Verkehrswegeplanung z.B. schon lange bestehenden - bundesweiten Netzausbauplanung in Form des Energieleitungsausbaugegesetzes. Dieses Defizits trägt dazu bei, „dass die Akzeptanz von Leitungsanlagen gering ist, weil die Erforderlichkeit jedes einzelnen Vorhabens in Frage gestellt wird und der Gesamtkontext des Ausbaus für die Betroffenen nicht nachvollziehbar ist“ (ebda., 2011, Tz. 569).
- Die (formellen) Verfahren sind nicht hinreichend voneinander abgegrenzt und überlagern sich. So ist insbesondere das Raumordnungsverfahren, das keine unmittelbare Rechtswirkungen für die Netzbetreiber hat, nicht klar von den rechtlich bindenden Planfeststellungsverfahren getrennt. Dadurch kommt es zu unnötigen Doppelprüfungen, zum Beispiel bei der Umweltverträglichkeitsprüfung oder der Verträglichkeitsprüfung nach der Flora-Fauna-Habitat Richtlinie.
- Die Prüfung alternativer Trassen wird in informelle Vorentscheidungen verlegt und die Abwägung findet nicht hinreichend im Planfeststellungsverfahren und im Raumordnungsverfahren statt.

Eine weitere wichtige Instrumenteninteraktion besteht darin, dass die Netzbetreiber neben den (nur bedingt wirksamen) ordnungs- und planungsrechtlichen Vorgaben zum Netzausbau und -umbau wirtschaftlichen Anreizen im Rahmen der Regulierung der Netzentgelte ausgesetzt sind. Zu fragen ist daher, ob diese Anreize den Netzausbau und -umbau begünstigen und gegebenenfalls zusätzliche Innovationen induzieren oder aber Investitionen und Innovationen eher behindern.

Ziel der Regulierung der Netzentgelte ist es, in einer bestimmten Regulierungsperiode Anreize für eine effiziente Leistungserbringung der Netzbetreiber zu schaffen und damit die Entgelte zu senken. Die Senkung der Netzentgelte trägt damit wiederum zum energiepolitischen Oberziel der Wirtschaftlichkeit bzw. Preisgünstigkeit der Energieversorgung bei. Derzeit beträgt der Anteil der Netzentgelte am Strompreis für Haushalte und Gewerbe Kunden rund 20%. Im Verlauf der letzten Jahre konnte dieser Anteil deutlich gesenkt werden (von ca. 35% im Jahr 2006).<sup>135</sup>

Kern der Regulierung ist eine Erlösobergrenze für Einnahmen aus den Netzentgelten für Stromnetzbetreiber, die sich am jeweils effizientesten Unternehmen einer Vergleichsgruppe orientiert (Monopolkommission, 2011; SRU, 2011). Durch diese sogenannte Revenue-Cap-Regulierung sollen bestehende Effizienzunterschiede bei den Strom- und Gasnetzbetreibern abgebaut werden. Zugleich entkoppelt der errechnete Erlöspfad während der Periodenlaufzeit die zugestandenen Erlöse von den tatsächlichen Kosten. Ist ein reguliertes Unternehmen in der Lage, die Effizienz zu steigern und dadurch die Kosten stärker zu senken als von der Regulierungsbehörde in Form der Obergrenze vorgegeben, können die Netzbetreiber zusätzliche Gewinne einbehalten. Steigen jedoch die Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode, werden diese nicht in einer höheren Erlösobergrenze reflektiert.

Die Anreizregulierungsverordnung regelt, wie die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus Netzentgelten zu Beginn einer fünfjährigen Regulierungsperiode (d.h. ex-ante) festgelegt werden. Dazu erfolgt einmalig vor einer Regulierungsperiode eine nach vorgeschriebenen Regeln durchgeführte Kostenprüfung, welche die Basis für den berechneten Erlöspfad darstellt. Teil dieser Prüfung ist ein bundesweiter bzw. im Falle der Übertragungsnetzbetreiber auch internationaler Effizienzvergleich. Damit können die Effizienzwerte für die Netzbetreiber individuell ermittelt und Ineffizienzen beim Netzbetrieb aufgedeckt bzw. der Einpreisung von übermäßigen Kosten vorgebeugt werden. Die Bestimmung der jährlich geltenden Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber erfolgt dann mit Hilfe einer Regulierungsformel.

Weitgehend unbestritten ist, dass die Anreizregulierung einen effektiven Anreiz zur kurzfristigen Kostensenkung setzt. Ebenso kann sie einen kurzfristigen Innovationsanreiz auslösen, wenn Innovationen - typischerweise Prozessinnovationen zur Optimierung laufender Prozesse - zu einer Absenkung der laufenden Ausgaben innerhalb einer Regulierungsperiode führen und unmittelbar gewinnerhöhend wirken.<sup>136</sup>

Dem Anreiz zur Kostensenkung ist allerdings das Risiko gegenüberzustellen, dass die Netzbetreiber Kostensenkungen dadurch realisieren, dass sie Investitionen in ihre Netze verringern und Instandhaltungsmaßnahmen u.ä. auf das nötigste reduzieren, um dadurch ihren Gewinn zu erhöhen. Dies wird dadurch begünstigt, dass die Erlösobergrenze unabhängig von den tatsächlich anfallenden Kosten festgesetzt wird. Damit ist in der Anreizregulierung ein latenter Zielkonflikt zwischen kurzfristiger Kosteneffizienz und langfristigen Investitionen - vor allem kostenträchtigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen - in ein sicheres, zuverlässiges, leistungsstarkes und kontinuierlich auszubauendes Netz angelegt. Dieser Konflikt ist umso ausgeprägter, je mehr es darum geht, über die Investitionen der Netzbetreiber politische Ziele wie den Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen (Lehmann et al., 2012). Politische Ziele beeinflussen damit nicht nur die Art, sondern auch die Richtung der Investitionsaktivitäten der Netzbetreiber.

---

<sup>135</sup> Vgl. [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Publikationen/Markt\\_Wettbewerb/Folien/S24\\_Strom\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Publikationen/Markt_Wettbewerb/Folien/S24_Strom_pdf.pdf?__blob=publicationFile)

<sup>136</sup> Allerdings wird dieser Innovationsanreiz bereits dann abgeschwächt, wenn die regulierten Netzbetreiber strengere regulatorische Vorgaben in der nächsten Regulierungsperiode erwarten (sog. ratchet effect).

Analog gibt es auch ein Spannungsverhältnis zwischen dem kurzfristigen Anreiz zur Kostensenkung und zumeist langfristig sich auszahlenden Aufwendungen für FuE und Innovationstätigkeiten, die auch erst langfristig refinanziert werden können (Brunekreeft et al., 2011; Stronzik, 2011). Da die Regulierung auf die individuellen Kosten der Netzbetreiber abstellt und die Regulierungsperioden nur kurz sind, bietet sich nur ein eingeschränkter Schutz vor der Abschöpfung von Innovationsgewinnen durch die Regulierungsbehörde in Form niedrigerer Netzentgelte. Eine verbesserte Kosteneffizienz durch FuE-Maßnahmen zu erzielen erscheint zudem kaum attraktiver als sonstige Effizienzverbesserungen, da FuE naturgemäß mit Unsicherheiten verbunden ist. Außerdem sind bei einer technologischen Aufwertung der Netze in Form von Produktinnovationen (insbesondere auf der Ebene der Verteilnetze) die negativen Auswirkungen oft frühzeitig für den Netzbetreiber spürbar (z.B. durch den Zeitverzug bei der Kostenanerkennung), während der Nutzen in Form einer verbesserten Erlössituation in der Regel zeitverzögert auftritt. Zudem muss befürchtet werden, dass der Nutzen bei erfolgreichen FuE-Projekten mit den Netzkunden geteilt werden muss, während die Kosten (auch bei erfolgloser FuE) beim Netzbetreiber verbleiben. Aufgrund externer Effekte resultiert also c.p. eine insgesamt zu geringe Investitions- und Innovationstätigkeit.

Diesen Zielkonflikten wird bislang ansatzweise, aber - so der Tenor in der Literatur - nur unzureichend genüge getan.<sup>137</sup> Dem Zielkonflikt zwischen kurzfristiger Kosteneffizienz und Investitionsanreizen (produktiver Effizienz) wird z.T. dadurch entgegengewirkt, dass individuelle Zuschläge bei der Bestimmung der Erlösobergrenze gewährt werden. So werden insbesondere die dauerhaft von den Netzbetreibern nicht beeinflussbaren Kosten von den gewinnmindernden Effizienzvorgaben der Regulierung ausgeschlossen und gehen direkt in die Erlösobergrenze ein. Darunter fallen auch Kosten für Netzausbau und -verstärkung. Die dafür anfallenden Kapitalkosten werden in sog. Investitionsbudgets zusammengefasst, die durch die Bundesnetzagentur zu genehmigen sind. Investitionsbudgets richten sich in erster Linie an Übertragungsnetzbetreiber. Die Anreizregulierungsverordnung regelt dabei genau, unter welchen Bedingungen und welche Art von Investitionen einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze rechtfertigen (SRU, 2011, Tz. 552). Für Verteilnetzbetreiber erlaubt insbesondere der sog. Erweiterungsfaktor einen Anstieg der genehmigungsfähigen Erlöse. Er kommt zum Tragen, sofern sich die Versorgungsaufgabe des Verteilnetzbetreibers ändert, die vor allem anhand der Fläche des versorgten Gebietes, der Jahreshöchstlast und der Anzahl der Anschlusspunkte im Stromversorgungsnetz berechnet wird. Über eine bislang nur ansatzweise ausgeprägte Qualitätsregulierung in der Anreizregulierungsverordnung soll zudem sichergestellt werden, dass wegen unterlassener Investitions- und Innovationsvorhaben die Versorgungsqualität nicht sinkt. Daher erhalten Netzbetreiber Zuschläge auf ihre Erlösobergrenze, wenn sie eine überdurchschnittliche Qualität – gemessen in Form sog. Qualitätskennzahlen – gewährleisten.

Wären somit theoretisch die Investitionsbudgets für die Übertragungsnetzbetreiber ein Gegengewicht zu der auf kurzfristige Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung darstellen, sehen die Übertragungsnetzbetreiber darin noch keine ausreichenden Anreize für Investitionen in die Übertragungsnetze. Nach ihrer Auffassung wird derzeit durch Abzüge der Regulierungsbehörden die Verzinsung erheblich eingeschränkt. Insbesondere die restriktive Anerkennung von Investitionskosten

---

<sup>137</sup> Laut Energiekonzept strebt die Bundesregierung an, den Regulierungsrahmen gegenüber den Netzbetreibern so zu verändern, dass Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau des Stromnetzes wirtschaftlich attraktiver werden (z.B. durch Kostenanrechnungs- und Bonusregelungen, vgl. Bundesregierung, 2010). Die Details sind jedoch bislang unklar.

wirkt dabei investitionsemmend.<sup>138</sup> Hinzu kommt auch, dass die besonderen Schwierigkeiten bei der Beschaffung von Fremdkapital für (einige) Übertragungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt werden. Schließlich kann auch die Befristung der Investitionsbudgets dazu führen, dass die zu erwartende Rendite der Übertragungsnetzbetreiber sinkt und Investitionen in das Übertragungsnetz weniger attraktiv werden (SRU, 2011, Tz. 545).

Für Verteilnetzbetreiber treffen die Regelungen bezüglich des Investitionsbudgets nur ausnahmsweise zu. Die Möglichkeiten im Rahmen des Erweiterungsfaktors werden als eher unflexibel angesehen und bieten insofern wenig Anreize in Smart-grid orientierte Netzverbesserungen und deren Erforschung und Erprobung über FuE-Aktivitäten zu investieren (Güneysu, Vetter und Wieser, 2011). Auch von der Qualitätsregulierung gehen bislang keine substantiellen Investitionsanreize aus. Zudem zielt das Qualitätskriterium der Netzzuverlässigkeit bisher zu einseitig auf den Stromtransport ab und bildet die Vorteile eines intelligenten Netzes wie Datenaustausch und bidirektionale Steuerung nicht hinreichend ab (Nykamp, Andor und Hurink, 2012).

Die geringen Investitions- und Innovationsanreize zur Integration erneuerbarer Energien in die Verteilnetze bestätigt auch eine empirische Analyse. Nykamp, Andor und Hurink (2012) untersuchen den Einfluss der deutschen Anreizregulierung auf die Investitions- und Innovationsentscheidungen von 50 Verteilnetzbetreiber im Lichte der angestrebten Integration dezentraler erneuerbarer Energiequellen. Über eine sog. Data Envelopment Analysis und eine Stochastic Frontier Analysis wird der Einfluss auf die Effizienzwerte und die interne Verzinsung bei verschiedenen Investitionsalternativen beleuchtet. Dabei zeigt sich, dass ein Verzicht auf Investitionen in die Verstärkung des Netzes für die Netzbetreiber am meisten Vorteile bringt. Die interne Verzinsung ist um bis zu ein Prozent höher als im Fall der Investition. Die Differenz steigt dabei umso mehr, je größer die Zeitverzögerung zwischen den anfallenden Kosten und ihrer Berücksichtigung in der Erlösobergrenze ist. Damit steht die Vorgabe des §9 EEG, die Netzkapazitäten bedarfsgerecht anzupassen bzw. auszubauen, in einem Spannungsverhältnis mit den von der Anreizregulierung ausgelösten Investitionsanreizen. Außerdem zeigen sie, dass Investitionen in innovative Technologien – sog. smart solutions wie lokale Speicherkapazitäten im Netz, lokale Spannungsregulierungssysteme und damit verbundene IuK-Technik - relativ gegenüber konventionellen Investitionen in die Netzverstärkung diskriminiert werden (0,5% niedrigere Verzinsung). Die Anreizregulierung verzerrt damit die Investitionsentscheidungen zugunsten innovativer Lösungen.

Die geringen Investitions- und Innovationsanreize dürften zudem noch dadurch verschärft worden sein, dass sich die Liberalisierung negativ auf private Investitionen ausgewirkt hat (Kapitel 2.2.2.4.6).<sup>139</sup> Vor dem Hintergrund der Restrukturierung des Stromsektors besteht damit ein Spannungsfeld zwischen statischer und dynamischer Effizienz (Kim, Kim und Flacher, 2012). Aus

---

<sup>138</sup> Ein erhebliches Problem sehen Netzbetreiber insbesondere in der Kürzung des Investitionsbudgets zur Vermeidung sog. Doppelanerkennungen. So decken die beantragten Erweiterungsinvestitionen teilweise Kosten, die ohnehin im Rahmen von Ersatzinvestitionen angefallen wären. Letztere sind jedoch bereits als regelmäßige periodische Investitionen in der Erlösobergrenze enthalten. Nach Auffassung vieler Netzbetreiber, die durch Oberlandesgericht Düsseldorf vorläufig bestätigt wurde, werden damit auch Erweiterungsinvestitionen im Vergleich zu reinen Ersatzinvestitionen schlechter gestellt.

<sup>139</sup> Das in Kapitel 2.2.2.4.6 zitierte Papier von Kim, Kim und Flacher (2012) zerlegt den Einfluss einzelner Elemente des Liberalisierungsprozesses auf private öffentliche Investitionen. Ob ein Stromunternehmen vertikal integriert oder entflochten ist, spielt bezüglich des Niveaus der FuE-Investitionen zwar keine signifikante Rolle; Kim, Kim und Flacher (2012) schätzen aber, dass es sehr wahrscheinlich ist, dass FuE-Aufwendungen für Technologien, die das Zusammenspiel von Netz und Erzeugung betreffen, reduziert wurden. In Abhängigkeit von dem Grad der Entflechtung spielt zudem eine Rolle, ob durch (FuE-) Investitionen Konkurrenten begünstigt werden oder nicht (Monopolkommission (2011)).

statischer Perspektive hat die Liberalisierung und Neuausrichtung des Sektors zwar zu Kosteneinsparungen und einer Verbesserung der produktiven Effizienz geführt. Gleichzeitig drohen jedoch langfristige Investitionen und langfristig ausgerichtete Innovationsanstrengungen vernachlässigt zu werden.

#### **4.2.2.3 Bestehendes Instrumentarium und bestehende Hemmnisse zum Engpassmanagement und zur besseren Netznutzung**

Wie eingangs erwähnt besteht anstelle der physischen Engpassvermeidung die Möglichkeit der Bewirtschaftung des Engpasses (Engpassmanagement) und der besseren Netznutzung.

Grundsätzlich leisten die Netzbetreiber zunächst Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzstabilität (wie Frequenz- und Spannungshaltung, Bereitstellung von Blindleistung, Versorgungswiederaufbau nach einem Blackout etc.). Zu einer besseren Netznutzung tragen außerdem die Freileitungsüberwachung bei. Die Kosten dieser Systemdienstleistungen werden ebenso wie der von den Kraftwerksbetreibern verursachte Regelenergiebedarf auf die Netzentgelte umgelegt.

Bzgl. des Engpassmanagements im engeren Sinne sind kostenbasierte Redispatching-Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber etabliert. In Situationen, in denen geplante Stromtransporte größer sind als die Übertragungskapazität des Netzes, interveniert der Netzbetreiber, um die Systemstabilität sicherzustellen. Dabei bezahlt er zur Überlastung beitragende Kraftwerke für die Reduktion ihrer Stromproduktion und Kraftwerke in anderen Regionen für die Ersetzung des fehlenden Stroms. Im Rahmen des raschen Ausbaus erneuerbarer Energien haben sich diese Maßnahme bereits deutlich erhöht, so dass der Anteil des Redispatch an der Nachfrage in Spitzenzeiten über 60 Prozent betragen kann, auch wenn er im Jahresmittel nur knapp 3% beträgt (Stiftung Marktwirtschaft, 2011; Ehlers, 2011). Gemäß der Übertragungsnetzbetreiber und Erdmann (2011) entstehen dabei jedoch Kosten in Höhe eines mittleren dreistelligen Millionenbetrag, die als Regelkosten an die Netzkunden überwälzt werden müssen. Grundsätzlich bestehen bleibt auch die mangelnde Anreizkompatibilität. Denn bei einheitlicher Preiszone werden faktische Preisunterschiede zwischen den Regionen verschleiert und die von Leitungsgängen verursachten Systemkosten weichen an verschiedenen Ausspeisepunkten erheblich voneinander ab. Im liberalisierten Strommarkt gehen damit die Signale an die Marktteilnehmer über die Auslastung der Leitungsnetze verloren.<sup>140</sup> Dadurch dass die Kraftwerke für die Auflösung eines Engpasses bezahlt werden, besteht sogar möglicherweise ein Anreiz dazu, den Engpass überhaupt erst entstehen zu lassen. Letztlich stellt kostenbasiertes Redispatching damit kein ökonomisch effizientes Engpassmanagement dar.

Darüberhinaus gehen Maßnahmen des Engpassmanagements, die die einheitliche Preiszone am Großhandelsmarkt für Strom aufgeben. Den Netznutzern bzw. der Erzeugungsseite werden damit Signale über die Knappheit in den Übertragungsleitungen übermittelt. Dies könnte den Bedarf an Investitionen in den Netzausbau bzw. die Kosten für die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem minimieren.

Auf europäischer Ebene, wo unterschiedliche Preiszonen bestehen, konnten sich bereits Ansätze eines effizienten Engpassmanagements durchsetzen (Monopolkommission, 2011; Neuhoff, 2011a, b; Ehlers, 2011). Zudem erhofft man sich die wettbewerbliche Finanzierung von Netzausbauprojekten (sog.

---

<sup>140</sup> Im früheren monopolistisch geprägten Strommarkt hatten integrierte Unternehmen dagegen noch den Anreiz, bei der Kraftwerksplanung sowohl die Kosten für die Erzeugung als auch die dadurch anfallenden Netzkosten in ihr Entscheidungskalkül miteinzubeziehen.

merchant investments). Zunächst wurden zwar nur Kapazitätsnutzungsrechte zwischen einzelnen Ländern auktioniert und gehandelt, unabhängig von dem parallel stattfindenden Handel mit Energie. Effizienzverbesserungen konnten aber durch die sog. Marktkopplung als implizite Auktion realisiert werden: Dabei ergibt sich der markträumende Energiepreis mehrerer Preiszonen unter der Nebenbedingung, dass die verfügbare Netzkapazität vollständig ausgelastet wird. Somit werden Energiemengen in der Niedrigpreisregion erworben und in der Hochpreiszone verkauft (räumliche Arbitrage), bis sich der Preis in beiden Regionen tendenziell angeglichen hat bzw. die zur Verfügung stehende Kapazität unter Berücksichtigung der Lastflüsse ausgeschöpft ist. Der Handel zwischen den Börsen aus Ländern mit verschiedenen Preiszonen wird dabei über ein gemeinsames Handelsbüro koordiniert. Derzeit ist die Kopplung zwischen den drei Börsen EPEX (Deutschland/Österreich, Frankreich), BELPEX/APX-ENDEX (BeNeLux) und NORDPOOL am weitesten fortgeschritten. Im Kern entspricht dies der Idee einer räumlichen Grenzbepreisung nach amerikanischem Vorbild (Locational Marginal Pricing) (Ehlers, 2011). Da in Europa aber unterschiedliche Börsen zusammengeschaltet werden, gibt es deutlich größere Schwierigkeiten und noch erheblichen Harmonisierungsbedarf. Bislang werden auch Netzeleitungsprojekte nicht allein privatwirtschaftlich über den etablierten Marktmechanismus finanziert, was auch daran liegt, dass Kraftwerksinvestitionen aus erneuerbaren Energien derzeit nicht den Marktmechanismen unterliegen und als Finanzierungsquelle dienen.<sup>141</sup>

Trotz dieser ersten Ansätze wird bezweifelt, dass Kapazitätsengpässe bei zunehmender Einspeisung von fluktuierender und räumlich streuender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und damit zunehmenden Übertragungsengpässen im Netz hinreichend effizient bewirtschaftet werden können. Statt nur grober Preiszonen zwischen den Ländern könnten daher auch innerhalb von Ländern an den jeweiligen Netzwerknoten eigene Preise definiert werden.

Allerdings konnte sich innerhalb Deutschlands ein marktbares Engpassmanagement auf der Basis differenzierter Preiszonen für Strom bisher nicht durchsetzen (Neuhoff, 2011a). Der Grund liegt darin, dass im Zuge der Liberalisierung der europäischen Strommärkte einfache und klare Regeln notwendig erschienen, um Wettbewerb und neuen Marktteilnehmern eine Chance zu geben. Zugleich waren die internen Preisberechnungen der vertikal integrierten Stromkonzerne nicht hinreichend transparent. Während damit Engpässe innerhalb von Ländern ignoriert wurden, wurden diese in jüngster Zeit zunehmend relevant. Zum einen haben die Netzbetreiber im Zuge der Entflechtung keinen direkten Zugang mehr auf eigene Kraftwerke, um stabilisierend einzutreten. Zum anderen tragen mehr Akteure - insbesondere die Erzeuger auf Basis erneuerbarer Energien - zu Netzengpässen bei und müssen in das Engpassmanagement eingebunden werden. Vor allem die überproportionalen Investitionen in Windenergie in Norddeutschland lassen - trotz derzeit bestehender Überkapazitäten - zunehmende Engpässe wahrscheinlich werden. Neben dem Netzausbau und -umbau werden daher Systeme zur engpassorientierten Preisbildung als Reformoptionen diskutiert.

Auf der Ebene der Verteilnetze, die zunehmend von komplexen Lastflüssen geprägt sind, haben sich effiziente Maßnahmen des Engpassmanagements ebenfalls noch nicht durchsetzen können (Brandstätt, Brunekreeft und Friedrichsen, 2011b). Anders als z.T. auf der Ebene der Übertragungsnetze wird räumlich differenzierte Bepreisung national und international nicht bzw. höchstens unsystematisch

---

<sup>141</sup> Problematisch ist auch, dass Investitionen in Netzengpässe an einer Stelle oft unkompensierte Vorteile an anderer Stelle im Netz hervorrufen (sog. Kirchhoff'sches Gesetz der gegenseitigen Beeinflussung von Lastflüssen) und ohne übergreifende Kostenteilungsregelungen ein Anreiz besteht, insgesamt zu wenig in Übertragungsnetze zu investieren. Bislang mangelt es jedoch an einer Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber und vor allem der nationalen Regulierungsbehörden und entsprechend an geeigneten Finanz- und Kompensationsmechanismen für Netzinvestitionen (Lehmann et al., 2012).

angewendet. In Deutschland liegt eine einheitliche Preissetzung vor und die Netznutzungskosten werden pauschal auf die Nachfrage überwälzt, während die Erzeuger befreit werden. Damit bestehen für die Netznutzer bzw. Erzeuger keine Anreize die konkreten Netzbedingungen und den Einfluss der eigenen Erzeugung auf die Netze zu berücksichtigen, was zu Externalitäten führt. Auch Kraftwerksinvestoren werden im geltenden Ordnungsrahmen grundsätzlich nicht mit den Kosten des Netzes belastet und berücksichtigen deshalb in ihren Investitionsrechnungen nicht systematisch die Kosten eines Netzausbau, der aufgrund von Kraftwerksinvestitionen möglicherweise – je nach Standort und Ausmaß der Energieerzeugung – induziert wird. Insofern fehlt heute konzeptionell eine Schnittstelle zwischen Kraftwerksinvestoren und Netzbetreibern, über die den Kraftwerksbetreibern Kostensignale aus dem Netzbereich vermittelt werden (Frontier Economics und Consentec, 2008; Lehmann et al., 2012).

Bei regional stark konzentrierter Last bzw. Erzeugung können damit einerseits Stauphänomene auftreten. In Abhängigkeit von den örtlichen Netzbedingungen ist andererseits aber auch denkbar, dass zusätzliche Erzeugung und Einspeisung aus dezentralen Quellen die Netzstabilität erhöht und Netzinvestitionen (temporär) weniger dringlich macht. Diese Koordinationsproblematik wird nicht wirklich dadurch entschärft, dass die Netzbetreiber - zumindest prinzipiell - zum punktuellen Netzausbau verpflichtet werden (vgl. Kapitel 4.2.2.2).

Eine bessere Koordination zwischen Netznutzer und Netzbetreiber könnte jedoch erhebliche Effizienzpotenziale mit sich bringen: Die Netze würden an den Stellen ausgebaut und angepasst, an denen die (Grenz-)Nutzen des Ausbaus die (Grenz-)Kosten übersteigen. Ansonsten könnte auf teure Ausbaumaßnahmen zu Gunsten von nachfrageseitigen Anpassungsmaßnahmen verzichtet werden. Differenzierte Preislösungen sind daher Gegenstand verschiedener Reformvorschläge (vgl. Kapitel 4.2.4.2).

#### **4.2.2.4 Nachfrageseitige Maßnahmen und Stromspeicher**

Neben den bislang diskutierten Möglichkeiten physischer Engpassvermeidung und des Engpassmanagements bieten sich Stromspeicher und Maßnahmen der Beeinflussung und Flexibilisierung der Stromnachfrage an, um kapazitätsbedingte Engpässe zu vermindern, die Anforderungen an den Kapazitätsbedarf zu senken und Fehlanreize im Versorgungssystem abzumildern. Vor allem Stromspeicher haben dabei neben kapazitätsbezogenen Fragestellungen die „zusätzliche“ Funktion erneuerbare Energien leichter in das Stromversorgungssystem zu integrieren und die damit verbundenen Integrationskosten zu senken. Maßnahmen zur Beeinflussung und Flexibilisierung der Nachfrage (demand-side management (DSM) und demand-side response) zielen darüber hinaus darauf ab, generell den Energieverbrauch zu senken und die Energieeffizienz zu erhöhen. Allerdings sind gleichermaßen wiederum die unterschiedlichen Einsatzbedingungen, Potenziale und Kosten von Speichern und nachfrageseitigen Maßnahmen zu bedenken (vgl. auch Kapitel 2.2.3.3.3).

Speicher bringen verschiedene Vorteile mit sich. Zum einen erlauben sie auf der Kostenseite eine Verschiebung der Stromproduktion zwischen Perioden. Zum anderen substituieren sie auf der Verbrauchsseite den Verbrauch zwischen Spitzen- und Nichtspitzenzeiten und tragen damit zum Lastmanagement bei. Darüber hinaus können sie Systemdienstleistungen und Regel- und Reserveleistungen bereitstellen. Mit zunehmendem Anteil intermittierender erneuerbare Energien ergeben sich sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite zunehmend Schwankungen, so dass mehrere verschiedene Last-Erzeugungs-Kombinationen auftreten können (z.B. starke

Windenergieerzeugung bei schwacher Last, starke Windenergieerzeugung bei starker Last etc.). Für verschiedene Zustände können unterschiedliche Kombinationen von - nicht nur speicherseitigen - Technologien effizient sein (Steffen und Weber, 2011).

Betriebswirtschaftlich ist sowohl der Betrieb als auch die Investitionen in neue Speicher mit Risiken verbunden. Neben den spezifischen Investitions- und Betriebskosten, der Lebens- bzw. Abschreibungsdauer, dem Wirkungsgrad, der Auslegung und den Betriebsstunden bestimmt vor allem der realisierbare Spread der Strompreise die Wirtschaftlichkeit von Speichern. So leben Speicher davon, dass sie Strom bei niedrigen Preisen (z.B. nachts) einspeichern und bei hohen Preisen (z.B. während des Tages) ausspeichern. Diese zeitliche Arbitrage hängt wiederum von der Häufigkeit und der Höhe von Spotpreisvariationen ab. Dadurch wird eine – an sich wünschenswerte - Glättung von Preisschwankungen und eine Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage induziert. Jedoch werden bei unkoordiniertem Speichereinsatz zugleich Deckungsbeiträge vorhandener Speicher gemindert, was im schlimmsten Fall die wirtschaftliche Grundlage dieser Speicher gefährden kann (Ehlers, 2011).

Durch den Zubau erneuerbarer Energien wird sich die Variation in der Residuallast und den Spotpreisen vermutlich erhöhen, was für sich gesehen die Gewinnmöglichkeiten der Betreiber von Speicher erhöht (Steffen, 2011). Allerdings ist vor allem für Pumpspeicher auch der Unterschied zwischen Grund- und Spitzenlastpreisen im Kraftwerkspark entscheidend. So bestimmt der Grundlastpreis die Kosten für das Einspeichern von Strom. Dieser ist wiederum quasi null, wenn die Erzeugung erneuerbarer Energien die Last überschreitet. Allerdings sind diese Situationen selten, bis der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 40% überschreitet (so Steffen und Weber, 2011). Nach dem Atomausstieg werden daher vor allen Stein- und Braunkohlekraftwerke die Grundlastpreise determinieren. Diese wiederum dürften infolge zunehmender Brennstoff- und Zertifikatkosten ansteigen. In einer Zeitspanne, in der bei steigenden Grundlastpreisen der Anteil erneuerbarer Energien noch begrenzt ist, könnte der Preisspread daher auch begrenzt sein und den Einsatz von flexiblen Gaskraftwerken vorteilhafter erscheinen lassen als den Einsatz von Pumpspeichern. Einen zusätzlich dämpfenden Effekt auf die für die Finanzierung wichtigen Preisspitzen hätte außerdem die Tatsache, dass durch die Fotovoltaik preisdämpfende Effekte im Sommer bzw. zur Mittagszeit ausgehen. Insgesamt ist angesichts dieser preislichen Unsicherheiten der Betrieb bestehender Pumpspeicher mit Risiken verbunden. Noch schwerer ist für die nächste Zeit - auch angesichts der oben erwähnten pekuniären Externalitäten zwischen den Betreibern - der Zubau weiterer Pumpspeicher darstellbar (vgl. auch Ehlers, 2011). Eine aktuelle Studie des Verbandes der Elektrotechnik (VDE, 2012a) legt daher ebenfalls nahe, dass bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von 40% nur in geringem Maße Speicher zur Einspeisung von erneuerbar erzeugten Strom benötigt werden.

Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht gibt es keinen zwingenden Grund dafür, den Einsatz derzeit verfügbarer Speicher zu forcieren, um Kapazitätsprobleme im Versorgungssystem zu mindern. VDE (2012a) legt zudem nahe, dass der Einsatz von Speichern - sofern er ohne Rücksicht auf den Netzzustand erfolgt bzw. angeregt wird - kaum zu einer signifikanten Netzentlastung (aber auch nicht Netzbelastrung) führt und insofern auch die Notwendigkeit des Netzausbau nicht infrage stellt. Stromspeicher sind kurz- bis mittelfristig auch nicht zwingend notwendig, um die Integration erneuerbarer Energien in Versorgungssystem zu erreichen. So legen die oben aufgeführten Studien auch unter dem Gesichtspunkt der Integrationskosten nahe, zunächst schwerpunktmäßig alternative Lösungen zu verfolgen. Problematisch scheinen damit auch zugleich die Versuche innerhalb des EEG isolierte Förderimpulse für dezentrale Anlagen zu setzen (vgl. Kapitel 4.1.3; SRU, 2011).

Unter dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit und den hier diskutierten kapazitätsbezogenen Fragestellungen bietet die Nachfrageflexibilisierung die Möglichkeit, energieeffizientes Verhalten zu

fördern und den Verbraucher mehr als bisher als Akteur in den Energiemarkt einzubinden. Eng damit verbunden ist die Frage, ob DSM im Sinne einer zeitspezifischen Lastverlagerung und eines Lastabwurfs dazu beitragen kann, den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit zu verringern oder ganz überflüssig zu machen (dazu vgl. Kapitel 4.2.3.3).

Während DSM in der Industrie bereits heute praktisch eingesetzt wird, werden die Potenziale im Haushaltssektor und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bisher kaum genutzt (vgl. bereits Kapitel 2.2.3.3.3). Statt einer reaktiven Kraftwerkssteuerung über Verbrauchsprognosen ermöglicht eine aktive systemorientierte Verbrauchsanpassung jedoch eine Stabilisierung des Netzbetriebs unter ökonomischen Rahmenbedingungen (VDE, 2012b).

Zur Nutzung vorhandener Potenziale ist zum einen eine Optimierung von Geräten und Anlagen sowie der Aufbau einer IuK-Infrastruktur erforderlich, um flexible Lasten in den aktiven Netzbetrieb zu integrieren. Bislang mangelt es laut VDE (2012b) an Anreizen, derartige technische Lösungen in der Breite einzuführen. Lehmann et al. (2012) vermuten, dass dies an unzureichend internalisierten Wissens-Spillover und Adoptionsexternalitäten liegt. Eine Barriere stellen mitunter wohl auch noch eine unzureichende Standardisierung bei den verwendeten Geräten dar (Timpe et al., 2010).

Voraussetzung für die breitere Nutzung der Nachfrageflexibilisierung ist zum anderen die Einführung von intelligenten Stromzählern und daran anknüpfenden variablen Tarifen auf Haushalts- und Gewerbeebene.<sup>142</sup> Der Stromverbrauch von Haushalten und Gewerbekunden kann über Smart Meter zeitnah wiedergespiegelt und abgerechnet werden. Über variable Tarife können wiederum Preissignale vermittelt werden, die zur Verbrauchseinsparungen bzw. zu Verbrauchsanpassungen in der Zeit anregen. Eine flächendeckende Umrüstung der zurzeit rd. 40 Mio. Stromzähler in deutschen Haushalten wäre allerdings mit einem Investitionsvolumen von ca. 3,8 bis zu 5,7 Mrd. € (je nach „Ausstattung“ der Zähler) sowie weiteren Kosten im laufenden Betrieb verbunden (Frontier Economics, 2011). Eine Kosten-Nutzen-Analyse zeigt dabei, dass vor allem die Reduzierung und weniger die Verbrauchsverschiebung das Kosten-Nutzen-Verhältnis positiv beeinflusst (ebda., 2011). Signifikante Einsparungen resultieren bei Haushalten mit einem Jahresverbrauch von über 3300 – 5000 kWh (abhängig vom Grad der persönlichen Bereitschaft zu Einsparungen). Insgesamt zeigt die Kosten-Nutzen-Analyse, dass aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive der Einbau intelligenter Stromzähler nur für maximal rund 40% der deutschen Privathaushalte sinnvoll ist. Vor allem in kleinen Haushalten mit geringem Verbrauch sprechen die hohen Anschaffungs- und Unterhaltungskosten gegen den Einbau intelligenter Zähler.

#### 4.2.3 Marktdesign und Marktintegration

Die bestehenden Strommärkte sind auf konventionelle Kraftwerke hin ausgelegt und generieren in zentralisierten Versorgungsstrukturen ihren größten Nutzen. Der rasche Zubau an dezentralen Kapazitäten aus erneuerbaren Energien in einem liberalisierten Marktumfeld stellt die Strommärkte vor große Herausforderungen. Zu unterscheiden ist dabei zwischen kurzfristigen und längerfristigen Folgewirkungen. Kurzfristig ergeben sich erzeugerseitig Effekte auf die Altanlagen. Im Zusammenspiel mit der Netzebene stellt sich die Frage, ob über das Strommarktdesign Netzstabilität gewährleistet werden kann, die den Charakter eines öffentlichen Gutes hat. Längerfristig sind

---

<sup>142</sup> Umgekehrt kann auch der Mangel an dynamischer Preissetzung im Strommarkt als ein Hindernis für die Verbreitung von intelligenten Stromzählern angesehen werden (Lehmann et al., 2012).

Auswirkungen auf Neuinvestitionen in Kraftwerkskapazitäten sowie Auswirkungen auf die Struktur dieser Kapazitäten im Raum zu berücksichtigen. Zudem stellt sich im Zusammenspiel mit der Netzebene die Frage, ob das Strommarktdesign Anreize schafft, das Kraftwerksbetreiber ihre Standortentscheidung an (potentiellen) Netzrestriktionen ausrichten. Ähnliches gilt im Hinblick auf mögliche Verschiebungen der Nachfragestruktur (Liebau, 2012).<sup>143</sup>

Damit stellt sich die Frage, ob die vorhandenen Marktstrukturen und das gegebene Marktdesign sowie die dahinterstehenden staatlich bestimmten Regelungen noch zeitgemäß sind. Dieses Marktdesign wird angesichts technologischer Besonderheiten des Strommarkts als kritischer Faktor einer effizienten und zuverlässigen Stromversorgung angesehen (Brunekreeft und Meyer, 2011).<sup>144</sup>

Eine dieser Besonderheiten der netzgebundenen Stromversorgung liegt in einer kurzfristig sehr unelastischen Nachfrage. Die geringe Elastizität der Energienachfrage im Allgemeinen wird im Fall der Stromversorgung noch dadurch verstärkt, dass ein Großteil der Anschlüsse bzw. Stromzähler zumindest derzeit technisch nicht dafür ausgelegt ist, Echtzeitpreise zu übermitteln, so dass stattdessen konstante Durchschnittspreise von den Verbrauchern gezahlt werden müssen. Eine weitere Besonderheit der netzgebundenen Stromversorgung liegt in einem Mangel an effizienten Formen der Stromspeicherung. Der Systembetreiber muss zur Verhinderung unvorhergesehener Schwankungen für den ständigen Ausgleich von dem durch die Erzeuger in das Netz eingespeisten Strom und dem durch die Endverbraucher aus dem Netz entnommenen Strom sorgen. Hierzu bediente er sich der von speziellen Erzeugern bereitgestellten Regelenergie, die je nach Geschwindigkeit ihrer Bereitstellung im Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung unterteilt wird und auf Regelenergiemärkten gehandelt wird. Die Sekunden- oder Primärreserve muss bei Störungen innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen und 15 Minuten lang aufrechterhalten werden können. Die Sekundärregelleistung wird zum permanenten Ausgleich von Energieungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone verwendet und muss innerhalb von fünf Minuten voll zur Verfügung stehen. Die Tertiärregelleistung oder Minutenreserve stellt die dritte Form der Regelenergie dar, die zum Ausgleich großer Störungen im Netzbetrieb dient. Sie muss spätestens 15 Minuten nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen. Die Stromnachfrage muss damit auch aus unterschiedlichen Arten von Kraftwerken gedeckt werden, die in unterschiedlichen Geschwindigkeiten und über unterschiedliche Technologien den benötigten Strom am effizientesten zur Verfügung stellen können.<sup>145</sup> Die Kraftwerke unterscheiden sich im Verhältnis von Kapital- und Betriebskosten und stellen daher für bestimmte Laufzeiten (Stunden pro Jahr) die effizienteste Wahl dar. Unterteilt werden sie üblicherweise in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke, wobei erstere durch ein hohes und letztere durch ein niedriges Kapitalkosten-Betriebskosten-Verhältnis gekennzeichnet sind. Zur Deckung der Nachfrage nach der sog. merit-order kommen zunächst Kraftwerke mit geringen Grenzkosten zum Einsatz. Bei höherer Nachfrage werden entsprechend die Erzeuger mit höheren Grenzkosten abgerufen. Der Preis auf dem Markt entspricht dann den Grenzkosten des zuletzt abgerufenen und damit teuersten Kraftwerks, das gerade noch benötigt wird, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Die über die Betriebskosten hinausgehenden Erlöse dienen der Deckung der Kapitalkosten der Kraftwerke.

---

<sup>143</sup> Insofern wird schon anhand dieser wenigen Sätzen deutlich, dass die Frage des Marktdesigns und der im letzten Kapitel dargestellte Umgang mit kapazitätsbedingten Engpässen auf der Netzebene sich gegenseitig bedingen.

<sup>144</sup> Der Schwerpunkt der folgenden Ausführungen liegt auf den längerfristigen Aspekten des Marktdesigns. Zu den zahlreichen anderen Aspekten des deutschen Strommarktdesigns vgl. z.B. Liebau (2012), Ehlers (2011).

<sup>145</sup> Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt durch den Netzbetreiber über eine Nachfrageauktion. Den Zuschlag erhalten die Kraftwerksbetreiber mit den niedrigsten Leistungspreisgeboten. Der Einsatz der Erzeugungskapazität erfolgt dann im Bedarfsfall in der aufsteigenden Reihenfolge der sog. Arbeitspreise.

Die zunehmende Einspeisung fluktuerender erneuerbarer Energien mit geringen Grenzkosten reduziert die Nachfrage nach Strom konventioneller Kraftwerke und verdrängt konventionelle Kraftwerke mit höheren Grenzkosten (vgl. z.B. Brunekreeft und Meyer, 2011; Erdmann, 2008). Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien führt zu einer in Zukunft in starkem Maße jahreszeit- und tageszeitabhängigen sowie vor allem wetterabhängigen Merit-Order-Kurve. Kurzfristig verursacht die Einspeisung erneuerbarer Energien ein Kostendeckungsproblem. Allerdings handelte sich hierbei „nur“ um ein Verteilungsproblem: Bei bereits getätigten Investitionen (Altanlagen) werden angesichts des Preisdrucks nach unten die Gewinne der Betreiber geschränkt. Die Förderung erneuerbarer Energien über das EEG hat damit auch in dieser Hinsicht Verteilungseffekte (vgl. Kapitel 4.1.3). Schließlich entfallen im Kontext der derzeitig niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise weitere Deckungsbeiträge, die gerade für emissionsärmere Kraftwerke durchaus einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen leisten könnten.

Zwar stellt dies kein Problem dar, solange wie derzeit noch Überschusskapazitäten im Markt bestehen. In der langen Frist und bei Rückgang der verfügbaren Kapazitäten – auch durch den Kernenergieausstieg – ergeben sich bei mangelnden Investitionsanreizen jedoch ökonomische wie technische Risiken für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Langfristig beeinflussen auch die Veränderungen der Merit-Order-Kurve sowohl auf Seiten der erneuerbaren Energien als auch auf Seiten der konventionellen Kraftwerke die privatwirtschaftlichen Anreize, in den Aufbau bzw. Ersatz von Kraftwerkskapazitäten zu investieren.<sup>146</sup> In Deutschland sind damit zumindest mittelfristig Engpässe in den verfügbaren Erzeugungskapazitäten nicht ausgeschlossen (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2012; Kapitel 2.2.3.3.3).

In funktionierenden Märkten sind mangelnde Investitionsanreize jedoch nicht zwingend. Bei einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt entstehen bei Erreichen der Kapazitätsgrenze über Preisspitzen (jenseits der Grenzkosten) Knappheitssignale, die wiederum effiziente Investitionsanreize setzen oder eine flexible (zeitliche) Anpassung der Nachfrage induzieren können.<sup>147</sup>

Im Strommarkt ist jedoch einerseits die Flexibilität der Nachfragereaktion eingeschränkt (Kapitel 4.2.3.3). Damit besteht die Möglichkeit, dass unfreiwillig die Last reduziert wird, wenn die Erzeugungskapazität nicht angemessen ist: Es kommt zu einem Blackout. Zugleich gehen von der Nachfrageseite auch keine Signale darüber aus, wie eine verlässliche Versorgung wertgeschätzt wird (Versorgungssicherheit als öffentliches Gut). Andererseits können Blackouts auch durch Externalitäten auf der Erzeugerseite begünstigt werden. So wird die Effizienz der Investitionssignale zu Gunsten neuer Erzeugungskapazitäten in einer reinen Marktlösung zunehmend infrage gestellt. Dies liegt an (angebotsseitigen) Marktversagenstatbeständen.

---

<sup>146</sup> Für die erneuerbaren Energien ist freilich auch die Ausgestaltung des Förderregimes maßgeblich.

<sup>147</sup> Die ökonomisch gerechtfertigte Obergrenze für den Marktpreis bildet dabei der sogenannte Value of lost Load (VoLL), der den Opportunitätskosten der Nachfrageseite für eine kurzfristige Reduktion der Energienachfrage bzw. analog der (zeitabhängigen) maximalen Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite für eine funktionierende Stromversorgung zu einem bestimmten Zeitpunkt entspricht (vgl. etwa Cramton und Stoß, 2006). Bei hinreichend flexibler (preiselastischer) Nachfrage findet der Markt so in jedem Fall, trotz maximaler Auslastung der Erzeugungskapazitäten, ins Gleichgewicht und es ergeben sich Investitionssignale, die nicht nur hinsichtlich der insgesamt installierten Erzeugungskapazitäten, sondern auch hinsichtlich des installierten Mix an unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien längerfristig zu einer insgesamt effizienten und sicheren Stromversorgung führen sollten.

#### **4.2.3.1 Marktversagen und institutionelle Barrieren**

Die fehlenden Investitionsanreize werden vor allem auf den Mangel an zu erwartenden Erlösrückflüssen (sog. missing money Problem) in reinen Energiemarkten (energy-only markets) zurückgeführt (Cramton und Stoft, 2006). Ein Grund für diese mangelnden Erlöse wird in der Volatilität der Strompreise gesehen, die wiederum Investitionen - vor allem in Spitzenlastkraftwerke - unsicher machen und eine höhere Kapitalverzinsung erfordern.

Verschärft wird diese Unsicherheit, die allein noch kein Marktversagen darstellt, durch regulatorische Unsicherheit. So kann sich das Investitionsrisiko in nur langfristig refinanzierbare Energieerzeugungsanlagen erheblich erhöhen, wenn ein Eingriff in politisch als zu hoch eingestufte Strompreise erfolgt oder auch nur erwartet wird (zum Beispiel durch Strompreisobergrenzen o.ä.).

Unterdrückt werden Knappheitssignale auch dadurch, dass Knappheitssituationen und Marktmachtsituationen häufig zusammenfallen (Cramton und Ockenfels, 2012). So können in Zeiten knapper Erzeugungskapazitäten auch kleinere Erzeuger in die Lage versetzt werden, zum Beispiel durch Zurückhaltung von Kapazitäten die Preise nach oben zu treiben. Da es für die Regulierungsbehörden schwierig ist zu unterscheiden, ob Preis spitzen effiziente Knappheitssignale darstellen oder nur aus einer künstlichen Kapazitätsverknappung resultieren, werden preis- und marktmachtbegrenzende Maßnahmen typischerweise auch Investitionsanreize eliminieren.

Ein weiteres potentielles Markt- bzw. Koordinationsversagen resultiert aus der strategischen Unsicherheit der Investoren. Da die eigenen Investitionen in neue Kapazitäten umso profitabler sind, je weniger Wettbewerber investieren, zugleich aber das Verhalten der Wettbewerber nicht antizipiert werden kann, ist die optimale Strategie von starken Zufallsfaktoren mitbestimmt. Im ungünstigsten Fall können die Preis- und Versorgungsrisiken noch verschärft werden.

Insgesamt sind damit Zweifel berechtigt, ob die Anreizwirkung der Preise am Energiemarkt genügen wird, um längerfristig angemessene Erzeugungskapazitäten für eine zuverlässige Stromversorgung zu sichern. In Deutschland gibt es zwar noch Überkapazitäten, so dass das Missing Money Problem bisher von geringerer Bedeutung ist. Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie, des Abbaus von Überkapazitäten und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien bzw. den damit verbundenen Unsicherheiten verschärft sich die Situation jedoch auch in Deutschland.

Mangelnde Anreize in den Aufbau von Erzeugungskapazitäten und das angesichts der Besonderheiten von Strommärkten auftretende Missing-money Problem betreffen jedoch gleichermaßen auch die Anbieter erneuerbarer Energien. Selbst wenn es gute Gründe gibt, die hohen Kosten erneuerbarer Energien nicht per se als Marktversagen anzusehen (Kapitel 3.2.2) und die auf dieser Basis begründete Förderpolitik in Form des EEG zu kritisieren (Kapitel 4.1.3), stellt das strukturelle Missing-money Problem eine zusätzliche Barriere dar. Sie äußert sich darin, dass selbst dann, wenn die (Stromgestehungs-)Kosten der erneuerbaren Energien dank der technologischen Entwicklung auf das Niveau der konventionellen Energien sinken, zu befürchten ist, dass sich erneuerbare Energien nicht über den Stromgroßhandelsmarkt finanzieren können.<sup>148</sup> Insofern stellt sich die Frage, inwiefern politische Maßnahmen zur Abmilderung des Missing-money Problems auch erneuerbare Energien einbeziehen oder anderweitig die Attraktivität erneuerbare Energien für private Investoren politisch

---

<sup>148</sup> Diese Befürchtung ist auch vor dem Hintergrund der - vermutlich nur zu einem kleinen Teil durch die Förderung erneuerbarer Energien bedingten - niedrigen Zertifikatspreise im Emissionshandelssystem zu sehen, der diesbezüglich zumindest kurz- bis mittelfristig keine Entlastung bringt.

gewährleistet werden kann. Zugleich gilt es wiederum die Nachteile bisheriger Fördermaßnahmen wie dem EEG (unzureichende Markt- und Systemintegration) zu vermeiden.

#### **4.2.3.2 Kapazitätsmechanismen und potenzielle Interaktionseffekte**

Zur Überwindung oder zumindest zur Abmilderung der Finanzierungsproblematik (missing money) und des Mangels an effizienten Investitionsanreizen in Erzeugungskapazitäten bestehen wiederum verschiedene Möglichkeiten. Auf direktem Wege könnte die Problematik - in Anlehnung an Erfahrungen in den USA - über die Einführung einer neuen Marktkomponente angegangen werden: den Kapazitätsmechanismen. Im Kern wird dabei die Kapitalkostendeckung der Kraftwerke nicht mehr nur über die tatsächlich erzeugte Energie, sondern über zusätzliche Erlöse für bereitgehaltene Kapazitäten ermöglicht (Brunekreeft und Meyer, 2011). Diese Kapazitäten ermöglichen auch einen Kapitalrückfluss, wenn die Kraftwerke zeitweise keinen Strom produzieren und reduzieren damit vor allem das Investitionsrisiko für Spitzentlastkraftwerke.

Die Einbeziehung erneuerbarer Energien in einen Kapazitätsmechanismus mit dem Ziel der Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist allerdings nur bedingt möglich. Dagegen spricht die Dargebotsabhängigkeit vieler erneuerbarer Energien. Einen größeren Beitrag könnten demgegenüber die Biomasse, die Wasserkraft und die Geothermie leisten. Die geringe Flexibilität (Biomasse), das begrenzte Ausbaupotenzial (Biomasse, Wasserkraft) und die mangelnde technologische Reife (Geothermie) setzen jedoch auch hier Grenzen. Darüber hinaus könnte auch durch den Ausbau von Speichern ein größerer Beitrag erneuerbarer Energien zur Versorgungssicherheit geleistet werden (Kapitel 4.2.2.4). Damit besteht ein fließender Übergang zu Mechanismen, die indirekt Kapazität bereitstellen (näher Kapitel 4.2.3.3).

Grundsätzlich kann zwischen preis- und mengenbasierten direkten Kapazitätsmechanismen unterschieden werden, wobei vor allem mengenbasierte Instrumente als Möglichkeit für Deutschland gesehen werden.

Preisbasierte Mechanismen zielen darauf ab, einen Preis für die Kapazitäten festzusetzen und es mehr oder weniger dem Markt zu überlassen, die Menge der bereitgestellten Kapazitäten zu bestimmen. Häufig sind preisbasierten Mechanismen in Form sog. Kapazitätszahlungen, bei denen der Regulator die Höhe einer mengenabhängigen Zahlung bestimmt, ohne direkten Einfluss auf die installierte Gesamtkapazität zu nehmen.

Bei mengenbasierten Mechanismen wird dagegen die benötigte Kapazität festgelegt, während die Preissetzung über den Markt bestimmt wird. Als Mengeninstrumente werden vor allem Kapazitätsmärkte und Verfügbarkeitsoptionen diskutiert.<sup>149</sup>

Kapazitätsmärkte sind Mechanismen, bei denen der Regulator (etwa die Bundesnetzagentur) eine gewisse Gesamtkapazität, die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit als ausreichend

---

<sup>149</sup> Mengen- erscheinen gegenüber preisbasierte Mechanismen daher überlegen, da diese die Zielkapazität verbindlich vorgeben und (bei entsprechend hohen Strafen für Nichterfüllung) auch erreichen, während bei Preisinstrumenten zwar kein Kosten-, aber ein Zielerreichungsrisiko besteht. Bei der Versorgungssicherheit ist aber auch ein kurzfristiges Unterschreiten des Ziels mit sehr hohen Kosten verbunden (gesellschaftliche Kosten von Stromausfällen). Eine Überschreitung des angepeilten Kapazitätsniveaus ist hingegen vergleichsweise „günstig“, da Spitzentlastkraftwerke die geringsten Investitionskosten aller Kraftwerke haben. Aus polit-ökonomischer Sicht wird der Regulator im Zweifel ein ineffizient hohes Kapazitätsniveau wählen (ifo Institut, 2012).

angesehen wird, verpflichtend vorschreibt. Diese Kapazität wird anschließend (idealerweise über ein ganzes Jahr und mit hinreichendem zeitlichem Vorlauf) auktioniert, wobei die Kraftwerksbetreiber als Verkäufer und die Energieversorger (oder der Netzbetreiber) als Käufer auftreten. Letztere werden unter Strafandrohung verpflichtet, sich Erzeugungskapazitäten in Höhe ihrer prognostizierten Spitzenlast zuzüglich einer Sicherheitsreserve am Kapazitätsmarkt zu sichern.

Verfügbarkeitsoptionen sehen vor, dass stromvertriebende Versorgungsunternehmen gesetzlich verpflichtet werden Optionen zu kaufen, die zum Bezug einer festgelegten Strommenge zu einem vorab fixierten Preis (sog. Ausübungspreis) berechtigen. Das Gesamtvolumen an zu kaufenden Optionen wird dabei so bestimmt, dass es der prognostizierten Gesamtlast des Geltungsbereichs des regulierten Elektrizitätssystems zuzüglich einer Sicherheitsreserve entspricht. Produzenten dürfen im Gegenzug nur dann Optionen verkaufen, wenn sie entsprechende reale Kraftwerkskapazitäten nachweisen können (sog. Kapazitätsverpflichtung). Die Verkäufer der Option, also die Betreiber von Kraftwerken, sind verpflichtet, den Optionshaltern die Differenz zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis zu erstatten, sobald die Spotmarktpreise für Strom über den Ausübungspreis steigen. Die Optionen, deren Kaufpreis in jährlich stattfindenden Auktionen bestimmt wird, stellen somit für die Halter eine Versicherung gegen die volatilen Strompreise dar, da der Ausübungspreis für die Nachfrageseite faktisch eine Preisobergrenze darstellt. Für die Anbieter von Versorgungssicherheit ergeben sich aus der Auktion sichere Einnahmen zur Finanzierung ihrer Investition.

Kapazitätsmechanismen weisen generelle und je nach Ausgestaltung spezifische Nachteile auf.<sup>150</sup> Die Nachteile können dabei auch aus Interaktionen mit anderen energiepolitischen Instrumenten entstehen.

Alle Kapazitätsmechanismen ersetzen (oder ergänzen) nachfrageabhängige Knappheitspreise durch sichere Zahlungen für die Kapazitätsbereithaltung. Damit droht jedoch die Signalfunktion der Spotmarkt- Preise verloren zu gehen. Maßnahmen, die darauf gerichtet sind, die Preiselastizität der Stromnachfrage zu erhöhen, werden damit c.p. ihrer Grundlage beraubt. So ergeben sich aus unterschiedlichen Niedrig- und Spitzenlastpreisen am Spotmarkt Anreize für die Marktteilnehmer, Speicherkraftwerke und -technologien zu entwickeln und zu errichten sowie die Nachfrage weiter zeitlich zu flexibilisieren. Insbesondere die für den Energiemarkt der Zukunft wichtigen Stromspeicher sind auf eine möglichst große Differenz zwischen Niedrig- und Spitzenlastpreisen angewiesen, da sie allein aus dieser Differenz Deckungsbeiträge und Umwandlungsverluste finanzieren müssen. Auch das Aufkommen von Smart Meters und Smart Grids bietet die Möglichkeit nachfrageseitiger Reaktionen, die gegebenenfalls einen schnelleren und günstigeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können als Investitionen auf der Basis von Kapazitätsmechanismen (Cramton und Ockenfels, 2012)<sup>151</sup>. Vor diesem Hintergrund bestehen potentiell negative Interaktionseffekte zwischen zu etablieren Kapazitätsmechanismen und i.w.S. nachfrageseitigen Anpassungsmaßnahmen an Knappheitssituationen.

Spannungsfelder und problematische Interaktionen können sich auch dadurch ergeben, dass der deutsche Strommarkt zunehmend in den europäischen Strommarkt integriert ist,

---

<sup>150</sup> An dieser Stelle wird vor allem auf die Nachteile eingegangen, die auch mit mengenbezogenen Kapazitätsmechanismen verbunden sind, da vor allem diese als für Deutschland geeignet angesehen werden und in Kapitel 4.2.4.4 nochmals aufgegriffen werden. Für eine ausführlichere Darstellung sei auf die entsprechende Spezialliteratur verwiesen (im Überblick ifo Institut und FfE, 2012).

<sup>151</sup> Zu bedenken ist allerdings, dass Nachfragereaktionen bei weiterhin relativer Inflexibilität andere, über Kapazitätsmechanismen zu lösenden Marktversagenstatbestände (Marktmacht in Knappheitssituationen, Koordinationsproblematik, Preisrisiken etc.) nicht oder nicht hinreichend beseitigen können.

Kapazitätsmechanismen aber vorwiegend aus dem Blickwinkel der nationalen Versorgungssicherheit diskutiert werden:

Zum einen kann die Integration eines Strommarktes in ein Gesamtsystem, also die Möglichkeit des Handels mit Strom über die Grenzen des Regulierungssystems hinweg, die Notwendigkeit eines regulatorischen Eingriff in die Kraftwerksplanung zumindest relativieren, indem ein Land unzureichende Erzeugungskapazitäten über Importe aus Nachbarländern ausgleicht. Sichere Importe zum Zeitpunkt knapper Erzeugungskapazitäten wären zunächst dann gewährleistet, wenn entweder im Ausland Überkapazitäten vorhanden sind oder die Spitzenlast in den einzelnen Ländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfällt. Allerdings ist die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem nur für den Fall gesichert, dass ausreichende Transportkapazitäten zwischen den Ländern vorhanden sind und keine Exportbeschränkungen (oder sonstigen Beschränkungen) vorliegen. Der Ausbau der europäischen Stromnetze und die weitere Verwirklichung des Binnenmarktprinzips in der Energiepolitik macht somit die Etablierung von Kapazitätsmechanismen weniger dringlich.

Zum anderen findet in integrierten Märkten eine Angleichung der Preise statt, so dass ein Land mit Kapazitätsinstrument die Knappheitspreise eines Landes ohne Kapazitätsinstrument „importiert“. Besteht nämlich eine hinreichend große Preisdifferenz im Strompreis der beiden Länder, so werden die Produzenten ihren Strom solange in dem Land mit höheren Preisen anbieten, bis die Preisdifferenz verschwindet oder keine ausreichenden Transportkapazitäten mehr vorhanden sind. In einem solchen Fall bezahlen die Verbraucher des einen Landes über den Kapazitätsmechanismus für Erzeugungskapazitäten, ohne dass sie (im vollen Umfang) von diesen profitieren können. Es kommt zu einer Art Quersubventionierung der Versorgungssicherheit in Nachbarstaaten. Die Monopolkommission (2011) mahnt daher gemeinsame Überlegungen und Anstrengungen der betroffenen Akteure auf europäischer Ebene hinsichtlich der Schaffung ausreichender Stromkapazitäten an.

Ein weiteres generelles Problem von Kapazitätsmechanismen besteht darin, dass die Einführung eines Kapazitätsinstrumentes umso wahrscheinlicher wird, je geringer die Investitionen in neue Kraftwerke sind bzw. je höher die Gefahr ist, dass die Versorgungssicherheit aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten in der Zukunft nicht mehr gewährleistet werden kann (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012). Ein potentieller Investor antizipiert jedoch dieses Verhalten des Regulators, so dass er, wenn er die Einführung eines Kapazitätsinstrumentes erwartet, den Bau eines Kraftwerks unter Umständen bis zur Einführung des Instruments verzögert, um direkt davon profitieren zu können. Die unterbleibenden Investitionen machen wiederum die Einführung des Kapazitätsinstrumentes wahrscheinlicher, so dass die Erwartung eines Kapazitätsinstrumentes zu einer sich selbst erfüllenden Prophezeiung werden kann. Dies gilt vor allem, wenn Kapazitätsinstrumente lediglich den Neubau von Kraftwerken umfassen.<sup>152</sup>

Letztlich stellt die Einführung von mengenbasierten Kapazitätsmechanismen einen relativ tiefgreifenden Eingriff in das Marktdesign und den historisch gewachsenen Kraftwerkspark dar. Damit ergibt sich ein schwieriges Spannungsfeld: Einerseits wird die Einführung von Kapazitätsmechanismen zunehmend befürwortet und mangels derzeit nicht verfügbarer oder hinreichend wirkungsvolle Alternativen als notwendig angesehen. Andererseits birgt die konkrete Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland Risiken und wirft schwierige Fragen der

---

<sup>152</sup> Aber auch die Einführung von Kapazitätsinstrumenten, die den gesamten Kraftwerkspark erfassen, kann Investoren zu einer strategischen Zurückhaltung bei der Investitionstätigkeit verleiten, da diese möglichst lange Zeit von den Zahlungen des Kapazitätsinstrumentes profitieren wollen.

Ausgestaltung des Kapazitätsinstruments auf.<sup>153</sup> Cramton und Ockenfels (2012) und die Monopolkommission (2011) weisen in diesem Zusammenhang auf eine Reihe zu bedenkender Gesichtspunkte hin:

- In anderen Ländern (zum Beispiel Kalifornien) haben sich oft fehlerhafte und ineffiziente Kapazitätsmarktdesigns etabliert. Ein wesentlicher Grund dafür ist im starken Einfluss diverser Interessengruppen zu sehen.
- Kapazitätsmechanismen richten sich auf langfristige Probleme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Weniger oder gar nicht geeignet sind sie dagegen als zusätzliche Maßnahme, um den Übergang zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems zu ermöglichen (z.B. als nur kurz- bis mittelfristige Maßnahme zur Vermeidung von Blackouts bei erratischem Wachstum erneuerbarer Energien und unzureichenden Netzkapazitäten). Derartige Interventionen können nicht nur Kosten verursachen, sondern auch die Quelle von langfristigen Kapazitätsproblemen verschleiern.
- Kapazitätsmechanismen können sich auch als relativ kostenträchtig und ineffektiv erweisen, wenn erhebliche politische Unsicherheiten (fort)bestehen. Dabei wird vor allem auf umweltpolitische Ziele und die Glaubwürdigkeit bzw. Wahrscheinlichkeit ihrer Umsetzung verwiesen (vgl. Kapitel 4.1.1, 4.1.3). So birgt etwa das EEG als preisbasierter Förderermechanismus zur Förderung erneuerbarer Energien erhebliche Unsicherheiten, da das tatsächlich realisierte Kapazitätswachstum in der Zukunft und damit die Nettostromnachfrage unklar ist. Ohne einen langfristig stabilen politischen Rahmen und Maßnahmen, die die Kapazitätsnachfrage voraussehbar machen, wäre ein Kapazitätsmechanismus wenig nutzenbringend. Er würde nicht verhindern, dass sehr hohe Risikoprämien von Investoren eingefordert oder das Investitionsverhalten stark verzögert oder ganz unterbunden wird (vgl. auch Liebau, 2012).
- Kapazitätsmechanismen sind schließlich auch auf einen funktionierenden Großhandelsmarkt angewiesen (spot- Markt, mittelfristige Marktsegmente). Nicht unmittelbar beheben können sie geographische Ungleichgewichte in der Versorgungsstruktur und die unzureichenden Anreize Erzeugungs- und/oder Übertragungskapazitäten dort zu etablieren, wo sie am dringendsten benötigt werden (derzeit vor allem in Süddeutschland). Ohne entsprechende Anreize auf den Spotmärkten und/oder netzseitigen Maßnahmen (vgl. Kapitel 4.2.2.3) entstehen Kapazitäten sonst an den falschen Stellen. Analog müssen ineffiziente Anreize auf den Märkten für Regel- und Ausgleichsenergie beseitigt werden.

Angesichts der beschriebenen Interaktionen und Spannungsfeldern bleibt daher die Einführung von Kapazitätsmechanismen vorraussetzungsvoll. Diese Voraussetzungen gilt es entsprechend bei Reformvorschlägen zu berücksichtigen, um die Komplexität des Marktdesigns nicht unnötig zu erhöhen.

#### **4.2.3.3 Alternativen zu Kapazitätsmechanismen bzw. indirekte Kapazitätsmechanismen**

Das Instrument der Regelenergie stellt bislang ein rudimentäres und indirektes Kapazitätsinstrument dar, indem Kraftwerksbetreibern die Vorhaltung von Erzeugungskapazität vergütet wird. Allerdings ist der Regelenergiemarkt in seiner gegenwärtigen Form nicht in der Lage, einen entscheidenden Beitrag zur Überwindung des drohenden „missing money“ Problems zu leisten. Indem sich die Vergütung am Regelenergiemarkt aus Arbeits- und/oder Leistungspreis zusammensetzt, können Kraftwerksbetreiber,

---

<sup>153</sup> Zu weiteren Problemen bei der Ausgestaltung der Instrumente vergleiche auch ifo Institut (2012) und Diermann et al. (2012).

die am Regelenergiemarkt teilnehmen, zwar auch unabhängig von der Auslastung ihrer Anlagen Einnahmen erzielen. Aufgrund der derzeit eng begrenzten Aufgabenstellung der Regelenergie für unvorhergesehene Störungen und damit auch den nur kurzen Lieferverpflichtungen bzw. der kurzen Laufzeit der Ausschreibungen ist jedoch zu erwarten, dass nur relativ geringe Kraftwerkskapazitäten über eine Teilnahme am Regelenergiemarkt finanziert werden können. Insbesondere werden diese Kapazitäten nicht ausreichen, fehlende Spitzenlastkapazitäten im Spotmarkt vollständig zu kompensieren. Zudem schränken die strengen technischen Anforderungen, die für die Bereitstellung von Regelenergie qualifizieren, die Zahl möglicher Teilnehmer zum Teil erheblich ein. Dies trifft auch die Anbieter dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien.

Ein wesentliches Problem am Strommarkt besteht darin, dass die Nachfrage bislang kaum flexibel reagiert bzw. die Preiselastizität kurzfristig nur gering ist. Als Alternative zum Aufbau langfristiger Reservekapazitäten, die dann nur selten tatsächlich Strom erzeugen, werden Maßnahmen des Demand-side Managements (DSM) im Hinblick auf ihren Beitrag zur Spitzenlastreduzierung diskutiert (EWI, 2012).<sup>154</sup> Somit könnten idealerweise hohe Investitionskosten für Reservekapazitäten eingespart und Versorgungsunterbrechungen vermieden werden. Wenn die Grenzkosten der Lastreduktion über DSM hinreichend hoch und damit preissetzend sind, könnten die verbleibenden und zur Versorgungssicherheit notwendigen Grenzkraftwerke zudem Erlöse zur Deckung ihrer Fixkosten erzielen.

Damit ist zunächst von Interesse, welches technisch umsetzbare Potenzial von DSM besteht und ob dieses Potenzial zeitlich dann zur Verfügung steht, wenn die höchsten Jahreslasten anfallen, was üblicherweise abends am Wintertagen im Dezember der Fall ist. Gemäß EWI (2012) liegt in diesem Zeitraum das technisch erschließbare Reduktionspotenzial derzeit zwischen 12,5 und 14 GW, wobei gut die Hälfte auf den Haushaltssektor fällt. Angenommen wird dabei, dass dieses Potenzial auch 2020 und 2030 eine ähnliche Größenordnung einnimmt (z.B. weniger Potenzial wegen rückläufiger Zahl der Nachspeicherheizungen, aber mir Potenzial durch Elektrofahrzeuge). Wenn dieses Potenzial vollständig genutzt würde, könnten dann möglicherweise hinreichend viele Knappheitsstunden und -preise realisiert werden, um die Finanzierung der für die Versorgungssicherheit notwendigen Grenzkraftwerke (typischerweise Gasturbinen) sicherzustellen. Allerdings wird dieser günstige Fall aus verschiedenen Gründen nicht für wahrscheinlich gehalten:

- Viele Anwendungen können nur zeitlich verschoben werden und z.T. auch nur für ein bis zwei Stunden (z.B. Kälteprozesse). In der Winterwoche mit der größten Last beträgt das technische Potenzial des Lastabwurfs, bei der die Energienachfrage später nicht nachgeholt wird, dagegen nur rund 1,7 GW. Aus Gründen der Versorgungssicherheit wäre jedoch eine Nachfragereduktion über mehrere Stunden notwendig.
- Die Grenzkosten der Lastverschiebung sind bei vielen Prozessen gering. Sie werden damit nicht preissetzend am Spotmarkt und können nur in geringem Umfang zur Finanzierung der Grenzkraftwerke beitragen.
- Bislang wird DSM kaum im Haushaltssektor und nur in geringem Maße im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen genutzt (Kapitel 2.2.3.3). Die Investitions- bzw. Erschließungskosten von Anwendungen werden aber im Haushaltssektor mittelfristig so hoch eingeschätzt, dass sie keine kostengünstige Alternative zu Gasturbinen darstellen und die Gesamtkosten der Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit erhöhen würden.

---

<sup>154</sup> Dieser Abschnitt knüpft an Kapitel 4.2.2.4, wo DSM im breiteren Kontext der Reduzierung des Energieverbrauchs und der Stabilisierung des Netzbetriebs diskutiert wurde.

Allerdings sind diese Abschätzungen zwangsläufig unsicher. So könnte insbesondere das DSM-Potenzial anders als von EWI (2012) unterstellt in der Zukunft höher ausfallen als heute. Einer aktuellen Studie des Verbands der Elektrotechnik zufolge bietet vor allem der Wärmebereich ungenutzte Potenziale für DSM (VDE, 2012b). Über thermische Speicher und wärmegeführte KWK-Anlagen könnte somit etwa die Spitzenlast im Strombereich reduziert werden. Die VDE-Studie schätzt insgesamt, dass durch den prognostizierten Ausbau von Elektromobilität, Wärmepumpen und Raumklimaanlagen das DSM-Potenzial sich bis 2030 verdoppeln wird. Dazu müssten entsprechende Investitions- und Ausbauhemmnisse im Haushaltssektor und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen abgebaut werden (Kapitel 4.2.2.4). Möglicherweise könnten bei größeren technischen Potenzialen damit auch die Finanzierungsprobleme bei Grenzkraftwerken abgemildert werden.

#### 4.2.4 Reformansätze

##### 4.2.4.1 Anreize zum Netzausbau und -umbau

Vor dem Hintergrund des Investitionsbedarfs in die Energienetze und der relativen Schlechterstellung innovativer Lösungen - vor allem auf der Ebene der Verteilernetze (vgl. (Kapitel 4.2.2.3)) - sind verschiedene Handlungsempfehlungen zur Anpassung der Anreizregulierung entwickelt worden. Zumindest kurz bis mittelfristig sehen diese Vorschläge keine grundsätzliche Abkehr von diesem Regulierungssystem vor, damit sich die gewünschten Vorzüge hinsichtlich der Kosteneffizienz entfalten können.

Die Vorschläge des Sachverständigenrates für Umweltfragen richten sich auf die Ebene der Übertragungsnetze. Ausgangspunkt ist die Feststellung, dass die von der Bundesnetzagentur zu genehmigenden Investitionsbudgets für die Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen vermutlich keine hinreichenden bzw. hinreichend renditeträchtigen Investitionsanreize für die Übertragungsnetzbetreibers (insbesondere entflochtene ÜNB) setzen. Als relativ schnell und kurzfristig greifende Maßnahmen für Erweiterungsinvestitionen in das bestehende Netz wird vorgeschlagen, ein Kreditprogramm durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau aufzusetzen. Eher mittelfristig spricht sich der SRU (2011) dafür aus, vom System der Investitionsbudgets in der Anreizregulierung partiell abzurücken. Vorgeschlagen wird eine Instrumentierung, die die Koordination zwischen dem angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien und dem dazu erforderlichen Netzausbau und -umbau verbessert und bestehende Anreizprobleme - insbesondere bezüglich der weitreichenden Ermessensspielräume auf Seiten der ÜNB - abmildert. Für die kostenträchtige Errichtung von nationalen und grenzüberschreitenden Punkt-zu-Punkt Verbindungen und deren Betrieb werden staatliche Ausschreibungen von vorgegebenen Leitungen gefordert. Der Wettbewerber, der die erforderlichen Investitionen zum günstigsten Netzentgelt über einen Zeitraum von 20 Jahren anbietet, erhält dabei den Zuschlag. Über den induzierten Wettbewerb zwischen den bietenden Firmen wird ein Anreiz zur Kosteneffizienz beim Netzausbau gesetzt. Zudem wird die angemessene Rendite für Investitionen auf diese Weise endogen ermittelt, ohne dass der Gesetzgeber eine angemessene Eigenkapitalrendite selbst festlegen muss. Grundlage des Systems der Ausschreibungen wäre wiederum eine zu etablierende deutschlandweite Netzausbauplanung in Form eines Bundesfachplans „Stromübertragungsnetz 2030“. Dieser Bundesfachplan berücksichtigt die privaten Netzplanungen, die Vorgaben zu den transeuropäischen Energienetzen sowie ein angedachtes Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur und legt den Ausbau nach einem transparenten und offenen Beteiligungsmodell fest. Er mündet in der verbindlichen Festlegung des Bedarfs an Mindestübertragungskapazität und der Festlegung der Trassenkorridore (ebda., 2011, Tz. 577ff.).

Gemäß des SRU- Vorschlag könnte die Ausschreibung über qualitative Kriterien auch den Einsatz neuer Technologien zur Stromübertragung fördern.

Auf der Ebene der Verteilernetze richten sich die Reformvorschläge auf die Verbesserung der Investitionsanreize im allgemeinen und verstärkt auch auf die Förderung von Forschung und Entwicklung und Innovationen. Gemäß Brunekreeft et al. (2011) sollte die Einführung eines allgemeinen Investitionsbonus in Form einer Erhöhung des Eigenkapitalszinses für Neuinvestitionen geprüft werden. Das Instrument sollte im Kern bestehende netzseitige Unsicherheiten hinsichtlich der anstehenden Transformation des Energiesystems kompensieren. Zu vermeiden seien allerdings Doppelförderungen in Kombination mit anderen Regulierungsinstrumenten der Anreizregulierung, die zu Lasten der Verbraucher gehen. Diesem Risiko könnte durch ein regulatorisches Optionsmenü entgegengewirkt werden. Um Wechselwirkungen der einzelnen Regulierungsinstrumente sowie der spezifischen Investitionssituation eines individuellen Netzbetreibers Rechnung zu tragen, könnte ein Netzbetreiber im Rahmen des Optionsmenüs ein bestimmtes für ihn geltendes Regulierungsinstrument auswählen.

Alternativ wird vorgeschlagen, auch für Verteilnetzbetreiber großzügigere Anerkennungsmöglichkeiten für Investitionsbudgets vorzusehen (Monopolkommission, 2011; Nykamp, Andor und Hurink, 2012). Nachteilig ist dabei jedoch der relativ hohe administrative und regulatorische Aufwand angesichts der Vielzahl an Verteilnetzbetreibern. Die Monopolkommission regt daher an, die Genehmigungsverfahren zur Anerkennung der Investitionsbudgets im Hinblick auf mögliche Abschläge (d.h. nicht anzuerkennende Kostenbestandteile) stärker zu standardisieren. Im Gegenzug könnten die gewährten Erlöse aus einer Erweiterungsinvestition stärker von der erzielten Effizienz des Netzbetreibers abhängig gemacht werden. Dies wäre dann eher eine „ex-post“ Genehmigung, die sich an der Effizienz anderer Netzbetreiber als Benchmark orientiert (Brunekreeft et al., 2011). Allerdings besteht im Hinblick auf eine derartige Neuregelung noch Evaluierungsbedarf.

Während die genannten Investitionsanreize indirekt auch Investitionen in sog. Smart Grids bzw. smart solutions (z.B. lokale Geräte zur Spannungs- und Ausgleichsregulierung) begünstigen, stellen sie diese noch nicht mit herkömmlichen Investitionen im Sinne eines „level playing field“ gleich. Daher werden Reformkonzepte zu Gunsten von Innovationen innerhalb und außerhalb der Anreizregulierungsformel diskutiert.

Innerhalb der Anreizregulierung sprechen sich Brunekreeft et al. (2011) für die Einrichtung eines begrenzten Innovationsbudgets aus. Es soll zunächst die grundsätzliche Notwendigkeit von Innovationen signalisieren und den Zugang zu FuE-Mitteln erleichtern. Dabei erhält jeder Verteilnetzbetreiber ein Budget für Netzinnovationen, welches beispielsweise für den kontinuierlichen Wissensaufbau in einer FuE-Abteilung genutzt werden kann. Dieser Wissensaufbau dient der eigenen Problemanalyse und hilft dabei, den eigenen Anpassungsbedarf auszuloten (z.B. Durchführung von konventionellen versus smarten Maßnahmen; Anpassung an bzw. Übernahme von Innovationen anderer Netzbetreiber).

Parallel dazu schlagen Brunekreeft et al. (2011) die Einrichtung eines Innovationsfonds vor, der außerhalb der Anreizregulierungsformel ansetzt. Aus diesem Fonds können zusätzliche Mittel beantragt werden, wenn sich aus den eigenen FuE-Aktivitäten ein erweiterter Innovationsbedarf ergibt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn neue Netzbetriebskonzepte erprobt oder innovative Netztechnik im Pilot- und Demonstrationsstadium eingesetzt werden. In Anlehnung an den in Großbritannien realisierten Low-Carbon Investment Fonds wird der Innovationsfonds von allen Netznutzern gespeist und die Innovationskosten somit nicht nur von den Kunden einzelner Netzbetreiber finanziert. Über die tatsächliche Förderung von Forschungsprojekten entscheidet dann

ein Auswahlverfahren und ein Expertengremium (aus Regulierungsbehörde und externen Experten) anhand spezifischer Kriterien, darunter insbesondere dem Beitrag des Förderprojekts zu den übergeordneten energiepolitischen Zielen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht jede Innovation unbedingt ökonomisch wie politisch wünschenswert ist. Dies könnte etwa der Fall sein, wenn Verteilnetzbetreiber in lokale Speicher investieren und damit zugleich den Wettbewerb im entflochtenen Energiemarkt übermäßig einschränken.

Von der Umsetzung von sog. smart solutions und den Investitionen in Pilot- und Demonstrationsvorhaben können letztlich erhebliche externe Spill-over und Lerneffekte ausgehen. Das innovative Wissen sollte dabei möglichst auch anderen Netzbetreibern zugänglich gemacht werden. Denn zum einen werden Innovationskosten auf alle Netznutzer überwälzt und zum anderen dürften sich die regionalen Problemlagen im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien und ihre Netzintegration ähneln. Um zu verhindern, dass die Sozialisierung der Innovationsergebnisse die Innovationsanreize für die einzelnen Netzbetreiber untergräbt, müsste der Schutz und die Nutzung von geistigem Eigentum gesondert geregelt werden (Bauknecht und Koch, 2011). Das Wissen und die Erfahrung aus den über den Fonds geförderten Projekten könnte zudem dazu genutzt werden, die Instrumente der Anreizregulierung anzupassen. Wenn etwa einmal Klarheit darüber bestehen sollte, was ein innovativer Output der geförderten Projekte darstellt, könnten eventuell Innovationen auch bei der Berechnung der Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber berücksichtigt werden (Nykamp, Andor und Hurink, 2012; zu Erfahrungen in anderen Ländern auch Meeus et al., 2010).

#### 4.2.4.2 Verbesserung des Engpassmanagements

Der weitreichendste Vorschlag zur Verbesserung des Engpassmanagements im Sinne des Effizienzgedankens läuft auf ein System mit Nodalpreisen (auch locational marginal pricing) hinaus (Neuhoff, 2011a, b). Ein derartiges System wurde in den USA und ansatzweise in Norwegen und Schweden etabliert. Angesichts zu erwartender zunehmender Übertragungsengpässe im Netz würden statt einheitlicher Preiszonen innerhalb Deutschlands für die Netzwerknoten im Übertragungsnetz eigene Preise gebildet.<sup>155</sup> Mit der Implementierung von Nodalpreisen müsste ein unabhängiger Systembetreiber (ISO) beauftragt werden. Er bietet die Plattform für den kurzfristigen Handel und veröffentlicht Referenzpreise. Basis des Engpassmanagements sind nach dem Vorschlag von Neuhoff (2011a) finanzielle Übertragungsverträge, die auf der Basis physischer Übertragungsverträge der Netzkunden (d.h. der historischen Netznutzung) gebildet würden und dem Eigentümer die Preisdifferenz zwischen einem Quell- und einen Lieferknoten im Netz erstatten. Sollte der Verkaufspreis für Strom an einem Tag an einem bestimmten Quellknoten für ein Kraftwerk unter die Erzeugungskosten sinken, würde dies Kapazitätsstaus signalisieren. Für den Kraftwerksbetreiber entsteht der Anreiz nicht zu produzieren. Finanzielle Übertragungsverträge sichern den Netznutzer gegen die Risiken dieser Preisdifferenzen ab. Zugleich bieten sie im Prinzip eine Sicherheit für längerfristige Investitionsentscheidungen, die sich dem Risiko veränderter Netzstrukturen und veränderter Netznutzung (geänderte Stromnachfrage etc.) ausgesetzt sehen. Der Handel mit Energie wird komplementiert, indem auch finanzielle Übertragungsverträge handelbar sind. Nach Neuhoff

---

<sup>155</sup> Weniger ambitioniert bzw. größer sind so genannte Zonenpreismodelle. Allerdings ist es schwierig, die Zonen so festzulegen, dass die Übertragungsengpässe auch tatsächlich zwischen und nicht innerhalb der Zonen gelegen sind. Dies ist jedoch kaum durchzuhalten, weil die Zonen im Zuge des Netzausbau, neuer Erzeugungskapazitäten und neuer Nachfragemuster nicht stabil bleiben. Eine ständige Anpassung schafft jedoch erhebliche Unsicherheit und erschwert die Bildung vertraglicher Beziehungen zwischen den Akteuren.

(2011b) zeigen Simulation für Europa und Erfahrungen aus den USA, dass die Übertragungsleistung dadurch um bis zu 30% besser genutzt und allein im Engpassmanagement ein bis zwei Milliarden Euro Kosten pro Jahr (vor allem Brennstoffkosten und Emissionsrechte) eingespart werden können.

Anders als auf der Ebene der Übertragungsnetze wird räumlich differenzierte Bepreisung für Verteilnetze national und international nicht bzw. höchstens unsystematisch angewendet. Brandstätt, Brunekreeft und Friedrichsen (2011a und b) diskutieren verschiedene Reformoptionen räumlich differenzierter Preissetzung schwerpunktmäßig auf der Verteilnetzebene. Räumliche Preissignale können im Prinzip von Energie- bzw. Strompreisen oder den Netztarifen ausgehen oder hybride Formen annehmen.

Lokal differenzierte Strompreise würden - ähnlich wie die oben beschriebenen Nodalpreise – die marginalen Netzwerkosten (Verlust- und Staukosten) in der Berechnung berücksichtigen, so dass Preisunterschiede zwischen Knoten Netzeschränkungen widerspiegeln. Unter dem Blickwinkel kurzfristiger Effizienz wäre dies vorteilhaft, weil optimale Signale zum Systembetrieb gesetzt werden. Längerfristig würden dadurch tendenziell auch Signale zu lokal zweckmäßigen Investitionen in Netze und Erzeugungskapazität ausgehen. Allerdings dürfte die längerfristige Effizienzwirkung eingeschränkt sein: Zum einen bestehen Skaleneffekte bei Netzausbau und Erzeugung, die leicht mit dem Preissignal konfigurieren können. Zum andern ergibt sich mit der Umsetzung räumlich differenzierter Preise vermutlich eine relativ hohe Preisvolatilität, gegen die sich die Akteure wegen Liquiditätsbeschränkungen nur schwer absichern könnten.

Ein umfassendes Nodalpreissystem, das auch die Verteilnetzebene einschließt, stößt zumindest kurz- bis mittelfristig auf erhebliche Implementationsprobleme. So ist ein derartiges System nur wenig effektiv, solange die Einspeisungsregelungen des EEG die Erzeuger erneuerbarer Energien vom Preismechanismus isolieren und damit nur ein Teil der Kraftwerke auf die Preisanreize reagieren. Es ist jedoch nicht sichergestellt (und auch nicht effizient), dass allein durch die Veränderung des fossilen Kraftwerkseinsatzes wind- und solarbedingte Netzengpässe beseitigt werden (können) (Ehlers, 2011). Schon aus diesem Grund ist eine Umsetzung sinnvollerweise erst dann zweckmäßig, wenn erneuerbare Energien stärker in den Markt integriert werden (vgl. Kapitel 4.2.3, 4.2.4.4). Schwierigkeiten bereitet auch die Tatsache, dass für die Berechnung lokaler Preise komplexe Modelle erforderlich sind, die wiederum missbrauchsgefährdet sein können. Auch der deutschlandweite Vertrieb an Endkunden wäre nur mit erheblichem organisatorischen und informationstechnischem Aufwand möglich. Ebenfalls kaum darstellbar ist Nodalbepreisung, wenn flächendeckendes Smart-Metering im Endkundenwettbewerb etabliert werden sollte (keine Skaleneffekte für Versorger etc.) (Ehlers, 2011). Zudem sinkt mit der Aufteilung in Preiszonen ggf. unmittelbar die Liquidität auf den in den Zonen entstehenden Teilmärkten für Fahrplan- wie für Reserveenergie (Frontier Economics und Consentec, 2008). Schließlich wären auch die Kompatibilität mit dem Rechtssystem (Vereinbarkeit mit dem Gleichbehandlungsgrundsatz), Verteilungsimplikationen und Fragen der politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz zu prüfen (ausführlich Brandstätt, Brunekreeft und Friedrichsen, 2011a).

Stärkere räumliche Preissignale könnten aber auch von einer differenzierten Netzbepreisung ausgehen, die den Netzanschluss und die Netznutzung betreffen (Lehmann et al., 2012). Sowohl die Netzanschlussgebühren als auch die Gebühren für die Nutzung des Systems könnten im Prinzip stärker dazu eingesetzt werden, Investitionen und dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energie und KWK dort anzureizen, wo sie aus der Netzperspektive den höchsten Nutzen generieren (typischerweise in der Nähe der Lastzentren). Damit würden differenzierte Netzgebühren c.p. Vorteile im Hinblick auf die längerfristige Effizienz der Ansiedlungs- und Investitionsentscheidungen der Erzeuger haben. Die Netzanschlussgebühren, die Investitionskosten für den Netzanschluss decken sollen, müssten dazu stärker auf die tatsächlichen, im Netz entstehenden Kosten abzielen. Während

derzeit nur die direkten Anschlusskosten abgedeckt und den Anlagenbetreibern angelastet werden (sog. flache Gebühren oder shallow charges), müssten dann auch die Kosten für Netzverstärkungen und -anpassungen an nachgelagerten Stellen im Netz in Rechnung gestellt werden (sog. tiefe Gebühren oder deep charges). Allerdings bereitet die Umsetzung einer derartigen Gebühr erhebliche Probleme - insbesondere die Berechnung des Netzeinflusses eines bestimmten Erzeugers bzw. die Zuordnung von Netzverstärkungsmaßnahmen auf die Erzeuger – und ist damit manipulationsanfällig. Außerdem können sich Anreize zu Freifahrer-Verhalten ergeben, wenn Netzausbaukosten nur dem ersten Kraftwerksbetreiber angelastet werden und die Betreiber weiterer an gleicher Stelle errichteter Kraftwerke keine Kosten mehr zu tragen haben. Daher erscheinen die schon bestehenden spezifischen Abschaltvereinbarungen zwischen Netzbetreibern und den Betreibern von Anlagen auf Basis intermittierende erneuerbare Energien ein besserer Weg, wenn damit erhebliche Investitionen in die Netze vermieden werden können.<sup>156</sup>

Bei (weiterhin) flachen Anschlussgebühren müssen indirekte Kosten des Netzausbaus bzw. der Netzverstärkung über die Gebühren für die Nutzung des Systems (allgemeine Netzentgelte) refinanziert werden. Denkbar wäre es, diese allgemeinen Netzentgelte stärker regional bzw. lokal zu differenzieren. In Anlehnung an die britischen (oder auch schwedischen) Erfahrungen, wo für Erzeuger und Last zumindest grob differenzierte Gebühren auf Übertragungs- und jüngst auch auf Verteilnetzebene erhoben werden, bietet es sich an, diese Gebühren ex-ante und durch die Regulierungsbehörde zu bestimmen. In Deutschland könnten zur mittel- bis langfristigen Entlastung des Netzes die Netzentgelte z.B. so ausgestaltet sein, dass im Norden Deutschlands tendenziell höhere Einspeisetarife und niedrigere Ausspeisetarife und im Süden tendenziell niedrigere Einspeisetarife und höhere Ausspeisetarife für die Netznutzung gelten (Frontier Economics und Consentec, 2008). Zur Berücksichtigung der tatsächlichen Lastflüsse müsste allerdings ein entsprechendes methodisches Instrumentarium entwickelt werden (Simulation neu angeschlossener Erzeugungskapazität und Wirkung auf das Netz, Berechnung der jeweiligen Gebühren etc.). Im Idealfall wären die Netzentgelte so zu berechnen, dass sie die langfristigen Grenzkosten (Grenznutzen) des Netzausbaus (der Netzentlastung) in einem langfristigen Gleichgewicht (und nicht auf Basis der heutigen Netzsituation) widerspiegeln. Diese Grenzkosten entsprechen im langfristigen Gleichgewicht den Zusatzkosten von Kraftwerksstandortanpassungen. Im Vergleich zur heutigen Ausgestaltung der Netzentgelte wären entsprechend einspeiseitig ein Einspeiseentgelt für Stromerzeuger einzuführen und dieses Einspeiseentgelt geografisch differenziert auszustalten und/oder ausspeiseseitig die heutigen Netzentgelte geografisch zu differenzieren. Zusätzlich wäre ggf. ein Kosten-/Entgeltwälzungsmechanismus zwischen den Netzspannungsebenen und ein erweiterter Ausgleichsmechanismus für die Netzentgelte zwischen den Übertragungsnetzbetreibern einzuführen (ebda., 2008).<sup>157</sup>

Dabei wäre auch die Konsistenz mit dem System der Anreizregulierung zu gewährleisten (vgl. Kapitel 4.2.2.3). Wenn die Netzbetreiber in die Berechnung der Entgelte einbezogen werden, müssen die

<sup>156</sup> Möglich wäre u.U. noch der Ansatz „gemischter“ oder „wahrer“ Anschlusskosten. Bei „gemischten“ Anschlusskosten entfällt auf die Betreiber regenerativer Energieanlagen lediglich ein proportionaler Anteil an den Kosten für den induzierten Netzausbau. Beim Konzept der „wahren“ Anschlusskosten trägt ein Betreiber die Anschlusskosten bis zum nächstgelegenen Anschlusspunkt, wo der erzeugte Strom ohne Netzausbau ins Netz eingespeist werden kann. Unter Umständen können hier sehr hohe Anschlusskosten z.B. für vom Netz weit entfernte Windparks entstehen (vgl. Barth, Weber und Snyder, 2008; Diekmann et al., 2008).

<sup>157</sup> Vgl. zum detaillierten Vorschlag für Deutschland Frontier Economics und Consentec (2008). Er sieht u.a. den Verzicht auf ausspeiseseitige Differenzierung der Netzentgelte, eine Begrenzung der Beteiligung der Erzeugung gegenüber den Verbrauchern, eine Begrenzung auf Neuanlagen und mögliche Unterscheidungen in fixe und variable Entgeltkomponenten vor.

Netzentgelte eventuell noch so angepasst werden, dass das Entgeltaufkommen die Effizienzanreize der Anreizregulierung nicht unterminiert.<sup>158</sup> Ähnlich wie bei Nodalpreisen müssten wiederum auch einige rechtliche Anpassungen (§ 40 EnWG, §§ 15-17 StromNEV) vorgenommen und die Kompatibilität mit dem Gleichbehandlungsgrundsatz sichergestellt werden.

Einen alternativen, mengenorientierten und bisher in anderen Ländern nicht erprobten Ansatz zur Minderung von Engpässen auf der Netznutzerseite sehen Frontier Economics und Consentec (2008) darin, dass die Netzbetreiber lokale oder regionale Kraftwerkskapazitätsbedarfe (oder –beschränkungen) zur Netzentlastung definieren und die Kapazitäten im Rahmen eines Auktionsverfahrens ausgeschrieben wird. In einem ersten Schritt müsste dazu der künftige Netzausbaubedarf und die entsprechenden Kosten für den Fall berechnet werden, dass keine Anreize für eine lastnahe Kraftwerksstandortwahl gesetzt werden (analog zur Investitionsbudgetierung nach §23 Anreizregulierungsverordnung). In einem zweiten Schritt organisiert der Übertragungsnetzbetreiber einen Ausschreibungswettbewerb, der bei der Bundesnetzagentur beantragt und geprüft werden muss. Es wird dabei ermittelt, ob die Netzentlastung durch lastnahe Errichtung und Betrieb eines Kraftwerkes geringere Kosten verursachen als der vermiedene Netzausbau. Der Netzbetreiber kompensiert in diesem Fall den Kraftwerksinvestor (insbesondere für die zusätzlichen Brennstofftransportkosten). Die ihm entstehenden Kosten muss der Netzbetreiber über die Netzentgelte sozialisieren können.

Brandstätt, Brunekreeft und Friedrichsen (2011a) und Brunekreeft et al. (2011) schlagen einen hybriden Ansatz vor, der Elemente lokal differenzierter Strom- und Netzbepreisung enthält, aber leichter und ohne größere Transaktionskosten im derzeit bestehenden Regulierungs- und Rechtsrahmen umsetzbar ist. Der Vorschlag läuft im Kern darauf hinaus, dass der Gesetzgeber bzw. die Regulierungsbehörde bestehende Regelungen (insbesondere die Stromnetzentgeltverordnung) flexibler ausgelegt und individuelle Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer zulässt. Auf die Ausarbeitung einer neuen allgemeinen Tarifierung der Strompreise bzw. Netzentgelte könnte dann – zumindest vorerst – verzichtet werden. Standortbezogene, differenzierte Vereinbarungen, Vertrags- und Tarifgestaltungen, die sich auf Basis von Freiwilligkeit, Optionalität und dem bestehenden Rechtsrahmen im Markt entwickeln, werden dabei als „smart contract“ bezeichnet. Sie können als eine Art institutionelle Innovation angesehen werden.

Die Freiwilligkeit bzw. Optionalität äußert sich darin, dass die Netznutzer anstelle der vertraglichen Vereinbarung auch die bisherigen Gebührenregelungen nutzen können, wenn sie sich durch vertragliche Vereinbarungen nicht besser stellen. Die vertraglichen Vereinbarungen knüpfen zugleich an der derzeit initiierten Bemühungen bei der Entwicklung von „Smart Grids“ an und bieten dafür einen gewissen Rahmen. Dabei werden Netznutzer für „netzfreundliches“ Verhalten belohnt oder kompensiert, wenn sie Kompetenzen bzw. Kontrollrechte an die Netzbetreiber abgeben.

Während individuelle Netzentgelte bislang nur bedingt und insbesondere bei abweichender Netznutzung (besondere Spitzenlastzeiten) möglich sind, könnte eine flexiblere Auslegung der Stromnetzentgeltverordnung z.B. dazu beitragen, dass die Netzentgelte auch nach räumlichen Aspekten festgelegt werden dürfen und insofern regionale Engpässe abbilden können. Ebenso könnte z.B. eine Übertragung von Kontrollrechten an die Netzbetreiber mit einer Erweiterung freiwilliger Abschaltvereinbarungen einhergehen. In beiden Fällen ergeben sich damit Möglichkeiten die Kosten des Netzausbau bzw. der Netzverstärkung zu minimieren.

---

<sup>158</sup> Frontier Economics und Consentec (2008) schlagen vor, dass die Tarife ex-ante von den Übertragungsnetzbetreibern z.B. im Rahmen der Investitionsbudgets festgelegt, von der Regulierungsbehörde überprüft und periodisch angepasst werden.

Bislang unklar ist, inwiefern „smart contracts“ tatsächlich räumliche Signale generieren, die hinreichend effektiv und effizient sind. Sollten sich nur marginale Veränderungen ergeben, könnten aber regulatorische Vorgaben ggf. dazu beitragen, bestehende Effizienzpotenziale auszuschöpfen. Weiterer Klärungsbedarf besteht nach Brandstätt, Brunekreeft und Friedrichsen (2011a) auch bzgl. der Kompatibilität vertraglicher Regelungen mit den Vorgaben zur Entflechtung von Netz und Handel bzw. Erzeugung (unbundling). Schließlich können sich auch Interaktionen zwischen Reformansätzen auf den verschiedenen Netzebenen (Übertragungsnetze, Verteilnetze) und mit dem Energiehandel (spot market) ergeben, die bislang unklar sind.

#### 4.2.4.3 Nachfrageseitige Maßnahmen und Stromspeicher

Im Hinblick auf die Stromspeicherung wurde in Kapitel 4.2.2.4 argumentiert, dass es aus volkswirtschaftlicher Sicht wenig dringlich erscheint, den Einsatz derzeit verfügbarer Speicher zusätzlich zu fördern, was wiederum wesentlich an der ungewissen betriebswirtschaftlichen Rentabilität der Investitionsprojekte und den potentiellen negativen Rückwirkungen auf bestehende Speicher liegt. Insofern bergen zusätzliche Fördermaßnahmen bzw. derzeit angedachte gesetzliche Regelungen („Stromspeichergesetz“) das Risiko hoher Fehlallokationen.<sup>159</sup> Ebenso haben sich bestehende Regelungen innerhalb des EEG (Kombi-Kraftwerksmodell) als wenig zielführend und effizient erwiesen (Kapitel 4.1.3). Denkbar wären allerdings Fördermaßnahmen im Rahmen von Änderungen im (langfristigen) Marktdesign (Kapitel 4.2.4.4). Zu begrüßen sind sicher auch die Bemühungen zur Anbindung an die norwegischen Speicherkapazitäten über den Netzausbau. Ansonsten bietet sich eine Verstärkung der bestehenden Förderung von FuE- und Demonstrationsvorhaben an (SRU, 2011). So nimmt sich die Forschungsförderungen im Rahmen der Förderinitiative „Energiespeicher“ von 200 Millionen € bis 2014 vergleichsweise bescheiden aus (Buchholz und Pfeiffer, 2011; vgl. auch Abbildung 2.4 in Kapitel 2.1.4.1 zum geringen Anteil der Speicherförderung an der gesamten Energieforschungsförderung).

Um die Potenziale einer stärkeren Flexibilisierung der Nachfrage zu nutzen, sind intelligente Stromzähler auf Haushalts- und Gewerbeebene eine wichtige Voraussetzung. Vor diesem Hintergrund werden spezifische Marktanreize (etwa für die Kommunikationsinfrastruktur) und die Förderung von Demonstrations- und Pilotprojekten sowie informatorische Maßnahmen als sinnvoll angesehen (VDE, 2012b; Timpe et al., 2010). Demonstrations- und Pilotprojekte scheinen dabei schon recht verbreitet zu sein (oft über eine EU-Förderung).

Die Kosten-Nutzen-Analyse von Frontier Economics (2011) legt allerdings nahe, dass wie bislang ein Wahlrecht bezüglich der Einführung von intelligenten Stromzählern gewahrt werden sollte und eine Einbauverpflichtung trotz vorhandener Skaleneffekte kontraproduktiv wäre. Auf diese Weise könnte ein Investitionsaufwand in Höhe von bis zu 4,5 Mrd. € eingespart werden kann, der ggf. anderweitig für sinnvolle alternative Maßnahmen zur Verfügung stünde. Zudem könnten über die Wahl der jeweils günstigsten technologischen Optionen (verwendete Kommunikationswege, Zusatzfunktionalitäten etc.) positive Impulse für den Anbieter- und Technologiewettbewerb setzen, die wiederum zusätzliche

---

<sup>159</sup> Am aktuellen Rand scheinen sich zumindest die Rentabilitätserwartungen für neue Pumpspeicher verbessert zu haben. Sollten durch die Realisierung von neuen Projekten die Erträge bestehender Pumpspeicher stark unterminiert werden, wäre höchstens daran zu denken, bestehende Pumpspeicher auch von den Netzentgelten zu befreien. Steffen (2011), der eine derartige zweit- bzw. drittbeste Regelung nicht fordert, begründet, dass eine solche Regelung im Sinne der inversen Elastizitätenregel mit nur geringen Effizienzverlusten einhergehen würde.

Anreize für die technologische Weiterentwicklung der Zähler und zukünftige Innovationen und Kostensenkungen bieten.

Auf Industrieebene wären zudem kontraproduktive Anreize zu beseitigen, Strom gleichmäßiger zu verbrauchen. VDE (2012b) regt diesbezüglich die schrittweise Einführung neuer Tarifmodelle an.

Schließlich sind generell Bemühungen erfolgversprechend, Strompreise „variabler“ zu machen. In diese Richtung weisen nicht zuletzt die Reformvorschläge in Kapitel 4.2.4.4.

#### **4.2.4.4 Marktdesign und Marktintegration**

EWI (2012) schlägt ausgehend von Cramton und Ockenfels (2012) einen mengenbasierten Kapazitätsmechanismus auf der Basis von Verfügbarkeitsoptionen vor (Kapitel 4.2.3.2). Die Kapazitätsverpflichtung und die Verfügbarkeitsoptionen als zwei vertragliche Komponenten zur Absicherung der Versorgungssicherheit werden von EWI (2012) unter der Bezeichnung Versorgungssicherheitsverträge zusammengefasst. Sie schaffen einen Markt für Versorgungssicherheit, auf dem der Bedarf an sicherer Leistung in einer Auktion von Anbietern sicherer Leistung bereitgestellt und vergütet wird. Die Verträge werden dabei von einer zentralen Instanz koordiniert.

Das EWI (2012) sieht in seinem Vorschlag die Möglichkeit zumindest einige der in Kapitel 4.2.3.2 aufgeführten Nachteile von Kapazitätsmechanismen entgegenzutreten:

- Es erfolgt kein Eingriff in die Preisbildung am Spotmarkt und auch nicht am Regelenegiemarkt. Somit kommt es auch nicht zu Verzerrungen in der kurzen Frist.
- Das Potenzial zur Ausübung von Marktmacht wird durch die Zeichnung der Optionen stark reduziert. Die Marktmacht in den Kapazitätsauktionen kann verringert werden, wenn Bestandsanlagen zu jedem Preis mitbieten und damit den Preis der Auktion nicht beeinflussen können.
- Es ist grundsätzlich möglich, regionale Knappheitsaspekte bzw. Netzrestriktionen durch regionale Ausschreibung des Kapazitätsbedarfs zu berücksichtigen.
- Der Ansatz ist grundsätzlich offen dafür, dass DSM-Maßnahmen und erneuerbare Energien gemäß dem ihnen zugewiesenen Anteil an sicherer Erzeugungsleistung an dem Kapazitätsmechanismus teilnehmen. Alternativ kann auch ihr gesamter geschätzter Beitrag zur Versorgungssicherheit bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs abgezogen werden.

Allerdings wird u.a. nicht auf die Interaktion mit der Förderung erneuerbarer Energie über das EEG eingegangen, die zu erheblichen Unsicherheiten bezüglich der Ausgestaltung des Kapazitätsinstruments führt (skeptisch auch Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012). Außerdem ist die konkrete Implementierung des angedachten Kapazitätsmechanismus auch nach Einschätzung von EWI (2012) selbst relativ komplex: Neben der Festlegung der gesamten Menge und des Ausübungspreis muss er einzelnen Technologien gemäß ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit Leistungskredite zuweisen. Die Komplexität der Ausgestaltung könnte möglicherweise dem Einfluss von Interessengruppen Tür und Tor öffnen und die Effizienz des Mechanismus mindern. Ebenso wird bei der Entscheidung für diesen Kapazitätsmechanismus die Möglichkeit erschwert, im Nachhinein auf andere Maßnahmen zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit zurückzugreifen.

Eine Möglichkeit, die nicht direkt auf einen vollständigen, aber komplexen Kapazitätsmechanismus hinausläuft, bietet eine Reform des Regelenegiemarktes (im folgenden ifo Institut, 2012; auch

Winkler und Altmann, 2012). Vorgeschlagen wird daher die Einrichtung eines vierten Regelenergiemarktsegments mit längerer Lieferverpflichtung, der auf der Nutzung der bereits im heutigen Strommarkt existierenden Kapazitätselemente aufbaut. In diesem längerfristigen Segment des Regelenergiemarkts würden speziell die zum Ausgleich dargebotsbedingter Schwankungen benötigten Erzeugungs- und Speicherkapazitäten durch privatwirtschaftliche Betreiber angeboten und analog zum heutigen Regelenergiemarkt über Arbeits- und Leistungspreise (bzw. dann eine Art Kapazitätspreis) entlohnt. Primäre Nachfrager der Kapazitäten wären die Übertragungsnetzbetreiber, deren Rolle im liberalisierten Strommarkt weiter interpretiert würde als bisher. Eine tendenziell fehleranfällige Quantifizierung von benötigten Kapazitätsmengen durch eine zentrale Institution wäre nicht erforderlich. Vielmehr ergibt sich die gesamte Erzeugungskapazität letztlich über die Markttransaktionen. Die relativ einfache Umsetzbarkeit und damit vermutlich auch politische Durchsetzbarkeit im Kontext des bereits bestehenden Regulierungsrahmens stellt einen entscheidenden Vorteil gegenüber gänzlich neu zu etablierenden Kapazitätsmechanismen dar.

Mit einer derartigen Erweiterung des Regelenergiemarktes um eine langfristige Komponente könnten auch einige der in Kapitel 4.2.3.1 angesprochenen Marktversagenstatbestände und Barrieren angesprochen werden:

- Der Vorschlag könnte dazu beitragen, dass keine ökonomisch ineffizienten Marktaustritte von älteren Kraftwerken infolge des verstärkten Zubaus erneuerbarer Energien und der Verschiebung der Merit-order Kurve erfolgt (Cramton und Ockenfels, 2012). So könnten ältere Kraftwerke zunehmend als Reserve in Zeiten ungünstiger meteorologischer Bedingungen und einer gegebenenfalls sogar drohenden Stromlücke gebraucht werden. Eine Erweiterung des Regelenergiemarktes und/oder eine flexiblere Handhabung der dort an die Anbieter gestellten Anforderungen könnte ein Verbleib der Kraftwerke im Markt ermöglichen, ohne dass gleich notwendigerweise neue Kapazitäten in Form teurer, kapitalintensiver Kraftwerke in den Markt eingebbracht werden müssen. Ebenso können gezielt Spaltenlastkraftwerke (insbesondere Gaskraftwerke) gefördert werden, ohne dass der gesamte Kraftwerkspark von dem Instrument abgedeckt werden muss. Dies verhindert Mitnahmeeffekte, die im Falle der Einführung von Kapazitätsmechanismen schwer zu vermeiden sind. Für Investoren schaffen die vorgesehenen langfristigen Verpflichtungen und die Vorlaufzeiten bis zum Beginn der Kapazitätsbereitstellung die benötigte Planungssicherheit für den Bau neuer Spaltenlastkraftwerke.
- Gegenüber den bestehenden Vorkehrungen auf dem Regelenergiemarkt wird die Signalwirkung des Kapazitätspreises verbessert, weil zukünftig drohende Engpässe frühzeitig angezeigt werden. Die am Markt vorhandenen Kraftwerksbetreiber werden in Antizipation zukünftiger Knappheiten und damit höherer Spotmarkterlöse immer weniger bereit sein, sich langfristig am Regelenergiemarkt zu binden, was einen Anstieg der Kapazitätspreise bewirkt und Investitionen in neue Kraftwerke attraktiver macht. Durch Arbitragemöglichkeiten zwischen Spot- und Regelenergiemarkt kann zudem eine stetigere Anpassung des Leistungspreises an drohende Kapazitätsengpässe erfolgen.
- Der Vorschlag kann potentiell negative Interaktionseffekte zwischen zu etablierenden Kapazitätsmechanismen und nachfrageseitigen Anpassungsmaßnahmen an Knappheitssituationen verhindern. So bleiben Knappheitspreise mit ihrer wichtigen Signalfunktion im Prinzip erhalten. Der höhere Wert von Strom in Zeiten hoher Nachfrage und die fehlende Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Kraftwerken bei ungünstigen Witterungsbedingungen wird den Erzeugern nach wie vor durch Spotmarktpreise angezeigt. So liefert - unabhängig von möglichen anderen Förderinstrumenten - der Markt Anreize zur Entwicklung und zum Aufbau von flexiblen Kraftwerken und Speichern als Ergänzung zu Wind- und Photovoltaikanlagen. Auch Maßnahmen, die dazu beitragen, Lastspitzen abzuschwächen und den Verbrauch im Zeitverlauf zu

harmonisieren (wie Smart Meters, Smart Grids), setzen an Preisunterschieden zwischen den verschiedenen Lastzuständen an.

- Die Einbettung der langfristigen Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten in das bewährte, aber nur kurzfristig ausgerichtete System der Regelenergiemarkte ermöglicht darüber hinaus eine bessere Verzahnung mit der Planung von Übertragungskapazitäten. Die Ausschreibung von Kapazitäten könnte wie bei den übrigen Formen der Regelenergie ganz oder teilweise regelzonenbezogen erfolgen, so dass sich regionale Engpässe im Kapazitätspreis niederschlagen würden. Erzeugungskapazität hätte demnach in Regionen mit eher geringer Gesamtkapazität einen höheren Preis, so dass sich ein Anreiz ergibt, die Standortplanung für Kraftwerke stärker am regionalen Bedarf zu orientieren. Dies würde Vorschläge ergänzen, die allgemeinen Netzentgelte stärker regional bzw. lokal zu differenzieren oder individuelle Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer (smart contracts) zuzulassen (vgl. Kapitel 4.2.4.2).

Einen wichtigen und möglicherweise größeren als von EWI (2012) unterstellten Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit stellen schließlich auch Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung und -beeinflussung dar. Insofern ist auf die in Kapitel 4.2.4.3 vorgeschlagenen Reformmaßnahmen zu verweisen.

Wie in Kapitel 4.2.3.1 festgestellt bedarf es einer gezielten Förderpolitik für erneuerbare Energien, um deren Finanzierung längerfristig sicherzustellen. Zugleich sollte dabei aber eine Abschottung von Markt- und Preissignalen an den Märkten für Strom vermieden werden wie sie das Festpreissystem des EEG derzeit bewirkt. Diese Signale geben Auskunft über den Wert von Strom im Versorgungssystem in zeitlicher und räumlicher Hinsicht. Den Anbietern erneuerbarer Energien wird zugleich ein Anreiz gegeben, ihr Angebot daran auszurichten. Im Sinne einer auf die längerfristige Versorgungssicherheit ausgerichteten Anpassung des Marktdesigns erscheint es daher grundsätzlich geboten, von dem institutionellen Einspeisevorrang im EEG abzurücken und Betreibern von Grünstromanlagen wie anderen Betreibern die Verpflichtung zur Lieferung der jeweils gewünschten Strommenge aufzuerlegen. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, bedarf es zugleich verschiedener Anpassungen im Regulierungs- und Fördersystem.

Ein Teil dieser Anpassungen müssen auf der Netzebene erfolgen. So müssen auch von hier Signale ausgehen, an welchen Stellen im Versorgungssystem eingespeister Grünstrom besonders viel zur Versorgungssicherheit beiträgt bzw. umgekehrt dies aufgrund von Netzrestriktionen nicht tut (vgl. Kapitel 4.2.4.2).

Eine Möglichkeit der Anpassung besteht auch auf der Ebene der am Anfang dieses Kapitels diskutierten Regelenergiemarkte. So schlagen ifo Institut und FfE (2012) nicht nur vor, den rigiden Regelenergiemarkt zu erweitern, sondern ihn auch für die Betreiber von Grünstromanlagen zu öffnen. Im Zusammenhang mit der Lieferverpflichtung auf den Strommarkt werden dann Grünstrombetreiber als Nachfrager am langfristigen Regelenergiemarkt auftreten und sich entsprechend mit Reserveleistung eindecken.<sup>160</sup> Grundsätzlich wird dabei vorgeschlagen, den Betreibern von Grünstromanlagen eine möglichst große Wahlfreiheit und Flexibilität einzuräumen, wie sie ihrer

---

<sup>160</sup> Allerdings sollten die Übertragungsnetzbetreiber die Letztverantwortung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit innehaben. Sie sollten auch berechtigt sein, Erzeugern, die selbst am Regelenergiemarkt teilnehmen, aber zugleich einen Bedarf an Regel- oder Ausgleichsenergiebedarf verursachen, unter näher zu klarenden Bedingungen Strafzahlungen zur Abdeckung der induzierten externen Kosten aufzuerlegen. Zugleich muss weiterhin sichergestellt werden, dass auf den kurzfristigen Regelenergiemarkten die Übertragungsnetzbetreiber nicht gleichzeitig als Anbieter und Nachfrager agieren, was aus regulatorischer Sicht nicht zulässig ist (Liebau, 2012).

Lieferverpflichtung auf dem Strommarkt nachkommen wollen. Neben der eigenständigen Beschaffung von Ausgleichsenergie am Markt könnten sie diese Aufgabe auch vertraglich auf die Netzbetreiber übertragen. Ebenso wäre die Errichtung eigenständiger Speicher- oder Reservekapazitäten denkbar.

Die Einbeziehung der Betreiber von Grünstromanlagen in den langfristigen Regelenergiemarkt könnte dabei stärkere Anreize zur Verringerung der Kosten der Systemintegration erneuerbarer Energien auslösen. Dies wäre zumindest solange der Fall, wie die Netzbetreiber weiterhin derartige Kosten auf Kraftwerksbetreiber und Verbraucher überwälzen können und damit wenige Anreize an der Kostenminimierung haben. Indirekt würden auch Anreize an die Anlagenbetreiber ausgesendet, geeignete Standorte für die Anlagen zu wählen und die Methoden zur Prognose der Einspeisung aus erneuerbaren Energien weiter zu verbessern.

Eine wesentliche Anpassung betrifft schließlich das Fördersystem selbst. Dabei ist die schwierige Aufgabe zu meistern, einerseits die Kosten der Marktintegration erneuerbarer Energien transparent zu machen, anders das Risiko der Investoren vor dem Hintergrund der strukturellen Finanzierungsprobleme und generellen Unsicherheiten und Barrieren bei der Transformation des Energiesystems zu begrenzen. Ebenso ergibt sich indirekt die Notwendigkeit dieser Förderpolitik aus der Tatsache, dass über Kapazitätsmechanismen - wenn sie denn eingeführt werden sollten - und über die Teilnahme an Regelenergiemärkten keine substantiellen Einkommen für Anlagenbetreiber von Grünstrom generiert werden können.<sup>161</sup>

An dieser Stelle sind daher die in Kapitel 4.1.5.2.2 diskutierten Optionen zur Verbesserung der Diffusionsförderung erneuerbarer Energien wieder aufzugreifen und zugleich im Hinblick auf eine bessere Marktintegration erneuerbarer Energien zu beleuchten. Diese Marktintegration erfordert, dass die Anlagenbetreiber von Grünstrom zum einen überhaupt in den Strommarkt (und die Regelenergiemärkte) eingebunden werden und Marktsignale erhalten und zum anderen die erzielbaren Erlöse in möglichst effizienter Form ergänzt werden (Hiroux und Saguan, 2010).

Einen vielversprechenden Ansatz bietet hierbei das sog. Marktpremienmodell, das die jeweils herrschenden Marktpreise ergänzt. Das bisher im EEG implementierte Marktpremienmodell schöpft allerdings aufgrund der Berechnungsmethode und Optionalität des Modells die Effizienzgewinne nicht aus und führt zu Mitnahmeeffekten (Kapitel 4.1.3). Zweckmäßig ist daher ein alternatives, vor allem auf Erzeugungskapazitäten zielendes Marktpremienmodell für Neuanlagen anstelle der nur noch für Bestandsanlagen geltenden EEG-Regelungen. Für die Bestandsanlagen könnte zumindest beim derzeit implementierten Marktpremienmodell die Option zum Wechsel zwischen Direktvermarktung und Einspeisevergütung abgeschafft werden, um Doppelstrukturen und Mitnahmeeffekte zu vermeiden (Liebau, 2012).

Für Neuanlagen bietet es sich vor dem Hintergrund staatlicher Informationsdefizite an, wettbewerbliche Auktionen zur Festlegung der Marktpremie durchzuführen.<sup>162</sup> Basis dafür wäre eine über einen längeren Zeitraum festzulegende Kapazitätsmenge (in €/kW), die aufzubauen ist und ggf. zusätzlich eine festzulegende Stromeinspeisung in €/kWh (vgl. nächster Abschnitt). Den Zuschlag und die vertragliche Zusage der Abnahme erhalten, in aufsteigender Reihenfolge, diejenigen Anbieter, die

---

<sup>161</sup> So sind Kapazitätsmechanismen insbesondere für intermittierende erneuerbarer Energien kaum geeignet (Kapitel 4.2.3.2). Auf den kurzfristigen Regelenergiemärkten könnten zwar Einkommen über die Bereitstellung negativer Regelleistung (Angebotsdrosselung bei Überangebot) generiert werden. Auch dies würde Anpassungen auf diesem Markt erfordern. Selbst dann wäre das generierte Einkommen aber vermutlich gering (Altmann und Winkler, 2012).

<sup>162</sup> Vgl. auch Battle et al. (2012), wo Prämien und Auktionen getrennt im Hinblick auf ihre Vor- und Nachteile diskutiert werden.

die niedrigsten Gebote abgeben, bis der Kapazitätspool ausgeschöpft ist. Mit Inbetriebnahme der Anlage werden die von der Anlage erzeugten Strommengen dann am Strommarkt angeboten. Über einen vorab definierten Zeitraum werden die Prämienzahlungen auf den Marktpreis in fixierter Höhe gewährt, so dass sowohl die Signalfunktion der Marktpreise als auch der Leistungsanreiz zur Maximierung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.

Grundsätzlich sollte deutlicher als bisher eine Trennung zwischen der gezielten Förderung innovativer Technologien und der zur Umsetzung mengenbezogener Ausbauziele notwendigen Förderung etabliert werden. Eine solche Trennung kann insbesondere dazu beitragen, dass sich möglichst kostengünstige erneuerbare Energien für den angestrebten Kapazitätsaufbau durchsetzen. Dennoch könnte im Rahmen des Auktionsverfahrens in begrenztem Maße bzw. übergangsweise eine Ausschreibung technologiespezifischer Kapazitätsmengen erfolgen. In diesem Sinne wäre es denkbar in der Ausschreibung zwischen dargebotsabhängigen Grünstrom-Technologien (z.B. Wind) und dargebotsunabhängigen Grünstrom-Technologien (z.B. Biomasse) zu unterscheiden, da diese sich in ihren Auswirkungen auf den Strommarkt grundlegend unterscheiden, sich aber gut ergänzen können. In dem sog. Mengen-Marktmodell von Bode und Groscurth (2011) wäre für dargebotsabhängige Technologien eine Kapazität in GW bzw. MW bei einer vorgegebenen Zahl an Vollaststunden die Basis für die zu liefernde Strommenge, während bei dargebotsunabhängigen Technologien - ähnlich wie bei den Kapazitätsmechanismen - eine sog. Verfügbarkeitsprämie in GW bzw. MW gewährt wird. Die separate Behandlung dargebotsunabhängiger Technologien setzt damit Anreize dahingehend, dass die Anlagen dann produzieren, wenn die Residuallast größer Null ist bzw. die Erzeugung aus anderen Quellen (inklusive über Speicher und flexible Nachfrage) nicht ausreichend ist. Bei den dargebotsabhängigen Technologien kann u.a. wegen meteorologischer Schwankungen nicht genau prognostiziert werden, wann produziert wird, so dass die Anpassungsmöglichkeiten an Preissignale begrenzt sind bzw. hohe Risiken entstehen können, wenn vor allem Spotmarktpreise maßgeblich sind. Zu überlegen wäre daher, ob unabhängig vom Spotmarktpreisen ein vergleichsweise hohe fixe Prämie (ähnlich wie die derzeitige Einspeisevergütung) festgelegt wird. Um dennoch Anreize zu setzen, die Kosten der Systemintegration zu verringern und etwa die Windprognosegüte zu verbessern, könnten dargebotsabhängige Anbieter dagegen verstärkt in den Regelenergiemarkt einbezogen werden (vgl. oben; Battle et al., 2012). Die Vorabfestlegung der abzunehmenden Strommenge könnte im Vergleich zum EEG dennoch die Gesamtkosten verringern, weil sich bei starker Einspeisung der Abnahmezeitraum verkürzt. Außerdem kann bei der Ausschreibung auch die jeweilige Netzanschlusszone einbezogen werden, so dass möglichst die Gesamtkosten aus Kapazitätsausbau und Netzausbau minimiert wird. Eher als das EEG dürften wettbewerbliche Ausschreibungen auch mit den anderen effizienzverbessernden Vorschlägen zur Lösung der Koordinationsproblematik bzw. zur Verbesserung des Marktdesigns kompatibel sein (Reform der Netzentgelte etc.).

Auch das im Kapitel 4.1.5.2.2 bereits diskutierte Grünstromzertifikatesystem bietet eine Möglichkeit zur Überwindung des Missing-Money Problems. Es würde – auch für technisch völlig ausgereifte erneuerbare Energien - eine vom Merit-Order-Effekt am Spotmarkt unberührte Grundfinanzierung erneuerbarer Energien gewährleisten. Im Gegensatz zum Prämienmodell können die Betreiber dann nicht mehr mit fixierten, sondern nur noch mit marktabhängigen und damit notwendigerweise volatilen Aufschlägen auf den – ebenfalls schwankenden – Strompreis kalkulieren.

So hängt das zu erzielende Einkommen der Betreiber nicht nur von den Entwicklungen am Strommarkt, sondern auch vom Grünstromzertifikatepreis ab, der über den Betriebszeitraum erheblich schwanken kann. Zusätzliche Preisrisiken können auch dann entstehen, wenn die Energieversorgungsunternehmen ihre Grünstromquote nicht erfüllen und Strafzahlungen leisten

müssen (sog. buy-out Preise). In der Literatur wird beim Vergleich von Grünstromzertifikatesystem und Marktprämien daher auf die größeren Risiken des Zertifikatesystems verwiesen (vgl. Hiroux und Saguan, 2010 im Kontext einer Veränderung des Marktdesigns). Auch unter dem Aspekt der Transaktionskosten dürfte der Übergang von den derzeitigen Einspeisevergütungen zu einem Grünstromzertifikatesystem teurer ausfallen als der Übergang zu Prämien und - bei der Vergabe öffentlicher Aufträge auch sonst schon üblichen - Ausschreibungen.

Hohe Risiken gehören zwar zur Marktwirtschaft dazu und sind für sich gesehen kein guter Grund sich gegen Veränderungen beim bestehenden Fördersystem auszusprechen. Vor allem unter dem Blickwinkel der Verteilungsgerechtigkeit und politischen Akzeptanz erscheint jedoch fraglich, ob der Übergang zu einem Grünstromzertifikatesystem ohne größere Strukturbrüche gelingen kann. So dürften wegen des „doppelten Risikos“ in noch stärkerem Maße große und finanzstarke Betreiber und Investoren begünstigt werden. Zwar ist auch das Marktprämienmodell in gewissem Maße anfällig für die Entstehung von Produzentenrenten und die Benachteiligung von neuen Marktteilnehmern (Battle et al., 2012). Allerdings bestehen hier Möglichkeiten diesen Entwicklungen direkt entgegenzutreten (z.B. durch entsprechende Vorgaben bei den Auktionen zu Gunsten neuer Anbieter).

Grundsätzlich zu begrüßen sind nichtsdestotrotz die Bemühungen den Einsatz von Grünstromzertifikatesystemen über Ländergrenzen zu verbessern. So wird derzeit etwa über einen Zusammenschluss des norwegischen, schwedischen und niederländischen Quotensystems diskutiert (Jansen, 2011). Mit derartigen hybriden Bottom-up Lösungen zur Harmonisierung der europäischen Fördersysteme könnten somit die Chancen steigen, dass mittel- bis langfristig der Einsatz eines Grünstromzertifikatesystems auf europäischer Ebene umgesetzt wird. In dieser längerfristigen Perspektive könnten sich auch die Voraussetzungen verbessern, unter denen ein derartiges System die erhofften Effizienzgewinne tatsächlich realisieren kann (weitere Integration des Strombinnenmarkts, Konvergenz der Strompreise, Netzausbau etc.).

### **4.3 Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudebereich**

Der Gebäudebereich hat im Energiekonzept der Bundesregierung einen zentralen Stellenwert für den Klimaschutz und zur Gewährleistung der politischen Versorgungssicherheit. Die Zahl der diesen Bereich betreffenden politischen Ziele und Instrumente ist zugleich besonders hoch. Der Gebäudesektor eignet sich damit auch gut für die Analyse von Policy-mixes. Im folgenden wird zunächst die Ausgangslage in diesem Bereich rekonstruiert (Kapitel 4.3.1). Dazu zählen einige deskriptive Erläuterungen und statistische Einordnungen, die (erneute) Nennung der politischen Ziele (vgl. auch Kapitel 2.2.3.3) und einige instrumentenübergreifende Aussagen zu den Kosten und Nutzen energetischer Sanierungen des Gebäudebestands. Daraufhin werden die wesentlichen Marktversagenstatbestände und Marktbarrieren in diesem Bereich diskutiert (Kapitel 4.3.2). Damit verbindet sich zugleich eine Bewertung der Effektivität und Effizienz der eingesetzten Instrumente (weiterführend zu Kapitel 2.2.2.4.5, 2.2.3.3.2). Auf dieser Basis können anschließend einige Interaktionen zwischen Zielen und Instrumenten behandelt werden (Kapitel 4.3.3). Vor dem Hintergrund der analysierten Defizite erfolgt im Anschluss eine Darstellung erfolgversprechender Reformansätze (Kapitel 4.3.4).

### **4.3.1 Ausgangslage**

Gebäude stellen besonders langlebige Wirtschaftsgüter mit langen Standzeiten dar und binden ein erhebliches Maß an Kapital. Damit sind sie träge Systeme mit langen Reaktionszeiten. Zugleich sind besonders viele Akteure in ein heterogenes Marktgeschehen involviert (Wohnungsbaumarkt, Wohnungsnutzungsmarkt, vorgelagerte Brennstoff- und Technologiemärkte etc.). Die Bereitstellung und Nutzung von Gebäuden - vor allem als Wohnraum - greift auf vielfältige Weise in den Naturhaushalt ein. „Neben“ dem hier im Zentrum stehenden Energieverbrauch und den CO<sub>2</sub>-Emissionen sind vor allem Flächeninanspruchnahme, Material- und Ressourceneinsatz und damit verbundene Schadstoffbelastungen sowie die generierten Abfallströme zu nennen. Die langen Investitions- und Substitutionszyklen erschweren im allgemeinen die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und den Einsatz CO<sub>2</sub>-armer Energieträger.

Der Anteil des Gebäudebereichs am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland beträgt etwa 40% (IfS, 2012). Auf Heizwärme, d.h. Raumwärme und Warmwasser, in den 18 Mio. Wohngebäuden fällt dabei 20% des gesamten Endenergieverbrauchs. Der Rest teilt sich auf die 1,5 Mio. Nichtwohngebäude (13%) und auf den Haushaltsstrom in Wohngebäuden (geschätzt zwischen 7 und 9%) auf. Etwa 37% der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen entfallen auf den Gebäudebestand, davon 24% für die Wärmeversorgung und 13% für die Stromversorgung. Auf Wohngebäude entfallen rund 23% (davon 17% auf Wärmeversorgung und 6% auf Haushaltsstrom). Typischerweise wird im Gegensatz zu einem noch weitgehend zentralen und leitungsgebundenen Stromsystem Wärme überwiegend dezentral bzw. lokal für den Eigenbedarf erzeugt.

Der Energiebedarf für Heizwärme im Wohngebäudebereich wird entscheidend von der Gebäudeart, der Größe der beheizbaren Wohnfläche in dem jeweiligen Gebäude und den über die Zeit fortgeschriebenen energetischen Standards bzw. der Bautechnik bestimmt. Hinzu kommt das Nutzerverhalten bzw. der Gebäudebetrieb als weitere Bestimmungsgröße. Der Energieverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gebäuden werden also im wesentlichen von der Gebäudeisolation (Wärmedurchgangsverluste), der Technologie zur Bereitstellung von Heizwärme (bzw. ggf. Kälte) und dem Nutzerverhalten bestimmt.

Von den rund 18 Mio. Wohngebäuden sind etwa 15 Mio. überwiegend frei stehende Ein- und Zweifamilienhäuser und rd. 3 Mio. Mehrfamilienhäuser. Etwa 55% der Wohnungen und 40% der beheizbaren Wohnfläche werden vermietet. Das freistehende Einfamilienhaus ist durch die Zahl der Außenflächen energetisch aufwändiger als ein Mehrfamilienhaus in geschlossener Bauweise, so dass der Wärmeenergieverbrauch pro Quadratmeter beheizter Wohnfläche in einem freistehenden Einfamilienhaus um etwa 20% höher ist als in einem Mehrfamilienhaus. Außerdem ist die durchschnittliche Wohnfläche in einem Einfamilienhaus mit 121 qm fast doppelt so groß wie die durchschnittliche Wohnfläche einer Wohnung in einem Mehrfamilienhaus mit 68 qm. Im Ergebnis emittieren die 15 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser doppelt so viel CO<sub>2</sub> wie die 3 Mio. Mehrfamilienhäuser.

Über die Hälfte des Wohngebäudebestandes und etwa zwei Drittel der Wohnungen wurden vor 1979 und damit vor Verabschiedung energetischer Mindestanforderungen (erste Wärmeschutzverordnung von 1977) errichtet (Henger und Voigtländer, 2012). Diese Gebäude sind zu einem geringen Teil (etwa 5%) gar nicht modernisiert und zu rd. zwei Dritteln nur gering modernisiert. Gegenüber z.T. oder größtenteils modernisierten Gebäuden verbrauchen nicht modernisierte etwa ein Drittel und nur gering modernisierte 10-15% mehr Energie pro Quadratmeter Wohnfläche. Während es damit noch zahlreiche Gebäude mit niedrigem energetischen Standard gibt, wächst zugleich der Gesamtbestand an Gebäuden (abzüglich der Abgänge) nur um 0,5%. Über den Zuwachs an Neubauten mit hohen

energetischen Standards lassen sich folglich nur wenige bzw. nur langsam Einsparpotenziale erreichen.

Aus einer Innovationsperspektive bietet der Neubau Möglichkeiten zu u.U. weitreichenden Marktneuerungen (Passivhaus, Nullenergiehaus, Plusenergiehaus etc.) (Nill, 2009). Er erweitert das Lösungspotenzial zur Erreichung langfristiger Umweltziele und stellt eine Innovationsquelle für auch im Bestand durchführbare Lösungen dar. Problematisch ist aber wiederum, dass diese Innovationen angesichts der langen Lebensdauer von Wohngebäuden, den hohen Funktionsanforderungen und der instabilen Baunachfrage nur langsam und oft nur in kleinen Schritten eine Breitenwirkung entfalten, also diffundieren. Etwas dynamischer sind die Innovationszyklen dagegen auf der Ebene einzelner Komponenten wie Heizungssystem oder Fenster (vgl. übernächster Abschnitt). Vor diesem Hintergrund liegt der Schwerpunkt dieses Kapitels auf der Sanierung und Modernisierung des Wohnungsbestands, also dem „Diffusionsproblem“. Wenig Beachtung finden im folgenden dagegen Marktneuerungen im Neubau.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden auch durch den Energiemix für Hauswärme bestimmt (Adolf et al., 2012). Bei der Erzeugung von Raumwärme liegt Erdgas mit rund 46% vor Heizöl (27%), „Sonstigem“ (vor allem Biomasse) (12%), Fernwärme (9%), Strom (4%) sowie Kohle (2%). Bei der Warmwassererzeugung liegt Erdgas mit 46% vor Strom (29%), Heizöl (16%), Fernwärme (4%), „Sonstigem“ (z.B. Solarthermie) (3%) sowie Kohle (1%) (Adolf et al., 2012).<sup>163</sup> Während in den 1970er und 1980er Jahre noch Öl die dominierende Beheizungsart war, konnte sich ab Mitte der 1990er Jahre Gas als dominierende Energieträger durchsetzen (Erhorn und Hauser, 2008). In den vergangenen zehn Jahren ging der Verbrauch von Heizöl und Erdgas (und Kohle) jedoch zurück, während Fernwärme und vor allem Biomasse (Holzpellets) deutlich zulegen konnten. Der Rückgang bei Heizstrom wurde durch sonstige Anwendungsbereiche im Haushaltsbereich (z.B. Nutzung Strom bei Elektrogeräten) überkompensiert.

Ein wesentlicher Hebel zur Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich liegt in der energetischen Sanierung bzw.–modernisierung.<sup>164</sup> Unterschieden werden kann zwischen Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes und der Anlagentechnik. Zu ersteren zählen insbesondere die Dämmung der Außenwände, des Dachs, der obersten Geschossdecke, des Fußbodens und des Kellers sowie der Austausch der Fenster und Türen. Die Anlagentechnik besteht aus der Heizungsanlage und ggf. einer Lüftungsanlage. Eng damit verbunden ist wiederum der Wärmeenergieträger bzw. der eingesetzte Brennstoff (Öl, Gas, erneuerbare Energien etc.).

Technologisch kann einerseits zwischen Technologien zur Reduktion des Wärme-, Kälte- und Beleuchtungsbedarfs unterschieden werden (Wietschel et al., 2010). Darunter fallen die Wärmedämmung (Dämmmaterialien), Multifunktionsfassaden, effiziente Verglasungen, Tageslichtnutzung oder fassadenintegrierte Energiegewinnungssysteme. Andererseits können Technologien zur energieeffizienten Umwandlung von Energieträgern in Nutzenergie betrachtet werden. Die einfachste Möglichkeit zur Verbesserung der Energieeffizienz eines konventionellen Heizsystems ist die Modernisierung des Wärmeerzeugers, vor allem der Einsatz von moderner Brennwerttechnik anstelle von Konstant- und Niedertemperaturkesseln (Adolf et al., 2011). Ölbasierte

---

<sup>163</sup> Dient Fernwärme oder Strom als Heizenergie bzw. für Elektrogeräte führt eine Verringerung des Energieverbrauchs zu Emissionsminderungen im Umwandlungsbereich.

<sup>164</sup> Sanierung bezeichnet üblicherweise die Herstellung des ursprünglichen Zustandes durch Ersatz, Instandsetzung bzw. Verstärkung nicht mehr bzw. nicht mehr voll funktionsfähiger Bauteile. Modernisierung betrifft die Verbesserung der Bausubstanz (oder auch der Anlagentechnik) und die Angleichung an einen aktuellen Stand. Sie kann eine Sanierung einschließen, muss es aber nicht.

Niedertemperaturkessel und ebenfalls relativ energieineffiziente Elektroheizgeräte und Einzelöfen (Gas, Kohle) existieren zudem überwiegend in alten Gebäuden (Weiß und Dunkelberg, 2010). Optimierungspotenziale bietet auch die Regelungstechnik und der hydraulische Abgleich über effiziente Pumpen. Zusätzliche Abluftanlagen tragen zu einer Verbesserung der Raumluftqualität und des Wohnkomforts bei und können durch eine Wärmerückgewinnung die Energieeffizienz von Gebäuden erhöhen. Zunehmend ist ein Trend zur sog. multivalenten Wärm 技术 zu beobachten, bei der mehrere und vor allem erneuerbare Wärmequellen in bestehende Heizsysteme integriert werden bzw. die Wärmeerzeugung unterstützen.<sup>165</sup> Zu den wichtigsten alternativen Wärmeerzeugern gehören Feststofffeuerungen mit Holz, elektrisch, gas- oder ölbefeuerte Wärmepumpen (Nutzung von Umweltwärme) sowie solarthermische Anlagen zur Heizungsunterstützung. Die wichtigste Technikkomponente eines auf mehreren Wärmequellen aufbauenden hybriden Systems ist der Pufferspeicher zur Steuerung der Wärmequellen und zur Anpassung an die Wärmenachfrage. In jüngerer Zeit kommen auch sog. Mikro-KWK-Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung direkt in Wohngebäuden zum Einsatz und bieten eine potentielle Entlastung auf der Ebene der Stromnetze. Der Zuwachs an KWK-Anlagen in der Nah- und FernwärmeverSORGUNG und der Ausbau erneuerbarer Energien bedingt eine zunehmende Einbindung in Wärmeversorgungsnetze.

Im Gebäudesektor sind Maßnahmen zu Gunsten erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz zunehmend miteinander gekoppelt (Pehnt et al., 2009). Beide tragen einerseits zur CO<sub>2</sub>-Einsparung bei. Außerdem trägt auch verstärkte Energieeffizienz dazu bei, dass die endenergiebezogenen Ausbauziele für erneuerbare Energien erreicht werden können. Andererseits ist die Entscheidung für eine Heizungs- bzw. Wärmeerzeugungsanlage und die gewünschte Gebäudedämmung nicht unabhängig voneinander. Bei höherem Dämmstandard und geringerem Heizwärmebedarf von Gebäuden sinkt die Nachfrage nach Wärme im Winter und nach Klimatisierung im Sommer. Auch regenerative Versorgungslösungen sowie effiziente KWK-Anlagen können dann zum Teil an ihre technisch-ökonomischen Grenzen geraten. So ist zum Beispiel der Aufbau von Wärmenetzen unterhalb einer bestimmten Kapazität unwirtschaftlich (Erdmann und Dittmar, 2010).

Vor dem Hintergrund der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen und des hohen Energiebedarfs (vorwiegend im älteren bzw. nicht modernisierten Bestand) sind damit die politische Maßnahmen und Zielsetzungen im Hinblick auf Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieverbrauch bzw. -bedarf in diesem Bereich zu erklären (Tabelle 4.4; vgl. bereits Kapitel 2.2.3.3, Tabelle 2.2). Als eine grobe Richtschnur zur Steigerung der Energieeffizienz dient die Sanierungsquote (Anzahl bestimmter Sanierungen pro Jahr), die auf 2% gesteigert werden soll (BMWi und BMU, 2010).

---

<sup>165</sup> Angesichts dieser Tendenz zu hybriden Systemen verdecken die oben genannten Prozentzahlen zum Energiemix für Hauswärme, dass eine nicht unerhebliche Zahl von Haushalten erneuerbare Energien und Wärmepumpen für die Heizwärmeerzeugung einsetzen. Der Anteil der Ein- und Zweifamilienhäuser, die mindestens eine Heizung auf der Basis von erneuerbaren Energien oder Wärmepumpen besaßen beträgt etwa 15% (Weiß und Dunkelberg, 2010).

Tabelle 4.4: Klimapolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung mit Gebäudebezug

	2011	2020	2030	2040	2050
Absenkung Treibhausgasemissionen (ggüb. 1990)	-27%	-40%	-55%	-70%	-80%
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	12%	18%	30%	45%	60%
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	16%	35%	50%	65%	80%
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme	11%	14%			
Absenkung Stromverbrauch (ggüb. 2008)		-10%			-25%
Anteil von Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung	16%	25%			
Absenkung Wärmebedarf Gebäudebereich (ggüb. 2008)		-20%			
Absenkung Primärenergiebedarf Gebäudebereich (ggüb. 2008)					-80%

Quelle: BMWi und BMU (2010); Kapitel 2.2.3.3

Der Anteil der jährlichen nicht energiebezogenen Sanierungen von Außenwänden liegt derzeit bei 2,4%. Der Anteil energetisch saniertener Außenwände von Wohngebäuden beträgt gegenwärtig dagegen nur etwa 0,8% (Neuhoff et al., 2011).<sup>166</sup> Unter Beibehaltung heutiger Sanierungsquoten würde die vollständige Modernisierung des Altbaubestandes noch etwa 65 bis 70 Jahre, also mindestens etwa bis zum Jahr 2075 dauern. Der geringe Anteil theoretisch möglicher energetischer Sanierungen wird häufig als „Sanierungsstau“ bezeichnet (NABU et al., 2011).

Umfang und Qualität der Sanierungen variieren zugleich beträchtlich (von Einzelmaßnahmen bis zu umfassenden Sanierungen). Dominierend sind bei den Bestandsinvestitionen im Wohnungsbau im Hinblick auf Investitions- und Energieeinsparvolumen die Teilsanierungen. 2010 betrafen nahezu 85% aller Bestandsinvestitionen im Wohnungsbau Teilsanierungen. Sie waren wertmäßig zu etwa 40% energetisch bedingt. Etwa 60% der Bestandsinvestitionen entfielen auf selbstgenutztes Wohneigentum (BBSR, 2011).

Die durch energetische Modernisierungen bzw. Sanierungen erzielbaren Energieeinsparungen hängen davon ab, wann die letzte bzw. ob überhaupt schon eine Modernisierung/Sanierung durchgeführt wurde und wie umfangreich bzw. tiefgehend diese ist bzw. welcher energetische Standard dann erreicht werden soll. Eine Zusammenstellung von Studien von Henger und Voigtländer (2012) legt Einsparungen von 77 bis 208 kWh/m<sup>2</sup>a bzw. 51 bis 89% nahe. Allerdings halten die Autoren dies eher für optimistisch. Zum einen werden vorwiegend Immobilien berücksichtigt, die lange nicht modernisiert wurden; zum anderen werden Energieeinsparungen zum Teil durch Verhaltensanpassungen kompensiert (z.B. stärkeres Heizen, das infolge der erhöhten Energieeffizienz günstiger geworden ist).

---

<sup>166</sup> Die nach Wohnfläche gewichtete energiebezogene Gesamtmodernisierungsrate pro Jahr liegt für den Zeitraum 2005–2008 bei 0,83 Prozent des gesamten Gebäudebestandes bzw. bezogen auf den Altbau bis 1978 bei 1,10 Prozent (IWU und BEI, 2011). Berücksichtigt werden in der Studie die Einzelmaßnahmen „Dämmung Außenwand“, „Dämmung Dach / Obergeschossdecke“, „Dämmung Fußboden / Kellerdecke“ und „Fenstererneuerung“. Jede Maßnahme wird dabei nach einem bestimmten Schlüssel gewichtet, der das Verhältnis der Heizwärmeeinsparungen widerspiegelt.

Auch die mit Modernisierungen und Sanierungen verbundenen Kosten schwanken relativ stark. Zudem ist von Bedeutung, welche (betriebswirtschaftlichen) Kosten betrachtet werden. Die energiebedingten Mehrkosten beziehen sich nur auf individuell zu ermittelnde Maßnahmen zur Senkung des Energiebedarfs und werden üblicherweise herangezogen, wenn der Anlass der Sanierung nicht vorrangig energetisch motiviert ist (Kopplungsansatz). Dagegen beinhalten die Vollkosten zusätzlich die Instandsetzungskosten und gegebenenfalls Modernisierungskosten zur Wohnwertverbesserung (z.B. Balkonanbau). Die energiebedingten Mehrkosten schwanken - wiederum angesichts unterschiedlichem Sanierungsumfang, erreichtem Effizienzstandard und unterschiedlichen gebäudespezifischen Anforderungen - für Mehrfamilienhäuser zwischen 6 und 17 €/ m<sup>2</sup>a, die Vollkosten zwischen 15 und 38 €/ m<sup>2</sup>a.<sup>167</sup> Die energiebedingten Mehrkosten machen damit zwischen 29 und 61% der Vollkosten aus.

Eine Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen aus Sicht der Gebäudeeigentümer bzw. Investoren gibt Antwort auf die Frage, ob sich die Investitionskosten durch die eingesparten Energiekosten refinanzieren lassen. Angesichts der zwischen den Studien stark varierenden Kosten- und Nutzenwerte finden sich dazu entsprechend unterschiedliche Einschätzungen.<sup>168</sup> Eine Art Metaanalyse von Henger und Voigtlander (2012) legt nahe, dass

- die Vollkosten in keiner der – 22 betrachteten - Modellrechnungen refinanziert werden kann und die Energieeinsparung im besten Fall nur 50% der Vollkosten erreichen;
- die energiebedingten Mehrkosten in 32% der Fälle auch ohne staatliche Förderung eingespielt werden können;
- in 68% der Fälle die auf die energiebedingten Mehrkosten bezogene Wirtschaftlichkeit erreicht wird, wenn die KfW-Förderung mitberücksichtigt wird.

Vor diesem Hintergrund liegt die Schlussfolgerung nahe, dass energetische Modernisierungen, die nicht gemeinsam mit allgemeinen Sanierungsmaßnahmen - also außerhalb der Sanierungszyklus - durchgeführt werden, bei den aktuellen Energiepreisen aus privater Investorensicht nicht wirtschaftlich sind. Energetische Modernisierungen innerhalb des Sanierungszyklus lassen sich dagegen i.d.R. in einem angemessenen Zeitraum amortisieren. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Gebäude vor der Modernisierung in einem schlechten Zustand war, staatliche Fördermittel beansprucht werden können und keine bzw. nur geringe Investitionshemmisse (vgl. Kapitel 4.3.2.2) auftreten.

In Form von Szenarien wurde in verschiedenen Studien untersucht, inwiefern unterschiedliche Sanierungsquoten und unterschiedliche Sanierungsarten die politischen Zielvorgaben erreichen können. Trotz abweichender Ergebnisse im Einzelnen lässt sich hierbei folgendes festhalten (Henger und Voigtlander, 2012; Adolf et al., 2011):

- Eine Fortsetzung des bisherigen Sanierungstempos (1% Sanierungsquote) würde den Endenergiebedarf langsam und bis 2050 bei zunehmender Sanierungseffizienz (d.h. sukzessive steigenden Energieeffizienzstandards) erheblich verringern (-10% (2020), ~-25% (2050), ~-57% (2050)). Der Primärenergiebedarfs und die Treibhausgasemissionen würden durch die Umstellung

<sup>167</sup> Bei Einfamilienhäusern sind insbesondere die Vollkosten um 20-30% höher. Die Aufteilung auf einen jährlichen Betrag erfolgt über die Annuitätenmethode mit einem Zinssatz von 4% auf 20 Jahre.

<sup>168</sup> Nach empirica/LUWOGE (2010) reichen z.B. auch bei Berücksichtigung öffentlicher Förderungen und der Wertsteigerung der Immobilie die eingesparten Energiekosten allein niemals aus, die Investitionen zu refinanzieren. Dagegen sind nach Neuhoff et al. (2011) energetische Sanierungen in fünf von sieben Kostenabschätzungen wirtschaftlich und sogar immer wirtschaftlich, wenn man staatliche Förderprogramme mitberücksichtigt.

von Heizanlagen und Energieträgerwechsel noch etwas stärker sinken (-63% (2050)). Die politischen Ziele würden aber verfehlt (-80% Primärenergiebedarf bis 2050, -20% Wärmebedarf bis 2020).

- Eine Erhöhung der Sanierungsquote auf 2% gewährleistet die Zielerreichung vermutlich (-21% Endenergiebedarf (2020) und -83% Primärenergiebedarf bzw. Treibhausgasemissionen nach Henger und Voigtländer, 2012). Während bauliche Wärmeschutzmaßnahmen den wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung leisten, sind der Einsatz effizienterer Heizungsanlagen unter Einsatz alternativer Energieträger weniger bedeutsam, aber zu sichern Zielerreichung notwendig. Ihr Zielbeitrag zur Einsparung an Primärenergie beträgt etwa 30%.
- Die Kosten steigen mit der Erhöhung der Sanierungsrate. Wie bereits oben erwähnt werden die Kosten wesentlich davon getrieben, ob sie außerhalb oder innerhalb eines Sanierungszyklus anfallen. Eine Erhöhung der Sanierungsrate bedingt Investitionen außerhalb des Zyklus. Diese verursachen jedoch etwa doppelt so hohe Kosten wie innerhalb des Zyklus. Die Kostensteigerung ist auch entscheidend von der Verteilung auf die Investitionsobjekte abhängig. So hat eine umfassende Sanierung mit hoher Sanierungstiefe zwar für sich gesehen einen leicht höheren Einspareffekt als eine schrittweise Sanierung bzw. eine Aneinanderreihung von Teilsanierungen.<sup>169</sup> Allerdings sind hohe Investitionen bezogen auf eine relativ kleine Fläche nötig, so dass eine starke Konzentration auf Vollsanierungen dazu führt, dass wenige Haushalte hohe Investitionskosten tragen müssen.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es das Ziel, eine Aussage zu wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen bzw. Potenzialen bezüglich der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu treffen. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beschreiben dabei die Kosten, die für die Reduzierung einer bestimmten CO<sub>2</sub>-Menge gegenüber einer Referenztechnologie (oder einem Referenzzeitpunkt) anfallen. Hierin sind jeweils die Investitions- und Betriebskosten sowie die verbrauchsgebundenen Kosten (z.B. Brennstoffkosten) enthalten. Vermeidungskosten werden üblicherweise spezifisch in € pro Tonne CO<sub>2</sub> angegeben. Die angesetzten Kosten beinhalten (typischerweise) einen Teil der – nach staatlicher Bewertung – anfallenden externen Kosten. Von diesen betriebswirtschaftlich anfallenden Maßnahmenkosten muss der offensichtliche Staatsanteil – wie alle Arten von Subventionen – herausgefiltert werden. Unberücksichtigt bleiben in dieser Form der volkswirtschaftlichen Betrachtung jedoch versteckte verhaltensabhängige Kosten und Rückkopplungseffekte, z.B. über das Wirtschaftswachstum und den technischen Fortschritt.

Bei den privaten Haushalten (ohne Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) ergeben sich nach überschlägigen Berechnungen von ifo Institut und FfE (2012) folgende CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenziale und -kosten bei verschiedenen Sanierungsralten im Zeitablauf:

- 2020 können bei 1%iger Sanierungsrate etwa 12 Mio. t CO<sub>2</sub> über Dämmmaßnahmen bzw. Maßnahmen an der Gebäudehülle sowie Modernisierung der Heizungs- und Warmwasseraufbereitungsanlagen eingespart werden, wobei etwa die Hälfte auf die Modernisierung der Heizungs- und Warmwasseraufbereitungsanlagen entfällt. Dabei fallen durchschnittlich Vermeidungskosten nahe 0 €/tCO<sub>2</sub> an, mit einer Streuung von -12 bis 60 €/t CO<sub>2</sub> bei der Wärmedämmung und 5 bis 80 €/tCO<sub>2</sub> bei der Heizungsmodernisierung. Bei der Erhöhung der Sanierungsrate auf 2% ergeben sich zusammen etwa 18 Mio. t CO<sub>2</sub> Einsparungen. Die durchschnittlichen Vermeidungskosten steigen allerdings beträchtlich auf etwa 250 €/tCO<sub>2</sub> an, wobei die Minderungskosten außerhalb der Sanierungszyklus etwa doppelt so hoch sind wie innerhalb des Zyklus.

---

<sup>169</sup> Sie ist möglicherweise auch leichter technisch zu implementieren.

- Bis 2030 können bei 1%iger Sanierungsrate etwa 23 Mio. t CO<sub>2</sub> und bei 2%iger Sanierungsrate etwa 35 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Die spezifischen Vermeidungskosten bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung wie bis 2020.
- Bis 2040 können bei 1%iger Sanierungsrate etwa 33 Mio. t CO<sub>2</sub> und bei 2%iger Sanierungsrate etwa 50 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Die spezifischen Vermeidungskosten steigen bei 2%iger Sanierungsrate auf durchschnittlich 274 €/tCO<sub>2</sub> (wiederum bei entsprechender Streuung).
- Bis 2050 können bei 1%iger Sanierungsrate etwa 41 Mio. t CO<sub>2</sub> und bei 2%iger Sanierungsrate etwa 64 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Die spezifischen Vermeidungskosten steigen bei 2%iger Sanierungsrate auf durchschnittlich 310 €/tCO<sub>2</sub> (wiederum bei entsprechender Streuung).

Die volkswirtschaftliche Betrachtung zeigt damit, dass es im Gebäudesektor auch bei Ausblendung von Subventionen sogar noch Einsparmaßnahmen gibt, die „eigentlich“ wirtschaftlich sind (negative Vermeidungskosten)<sup>170</sup>. Zugleich steigen jedoch - wie bereits bei den betriebswirtschaftlichen Studien oben erwähnt - die Vermeidungskosten erheblich an, wenn auch Maßnahmen außerhalb des Sanierungszyklus durchgeführt werden müssen. Die Vermeidungskosten liegen dabei zum Teil jenseits der längerfristig vermuteten Grenzschäden von 70 € pro Tonne CO<sub>2</sub>.

### **4.3.2 Marktversagen, Marktbarrieren und politische Instrumentierung**

Maßnahmen zum Klimaschutz im Gebäudebereich im Allgemeinen und zur Steigerung der Energieeffizienz im Besonderen bieten offensichtlich ein nicht unerhebliches Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Minderung zu teilweise negativen bzw. geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Dennoch werden diese Maßnahmen nur zögerlich umgesetzt. Eine erste Ursache liegt darin, dass die durch die Verwendung fossiler Rohstoffe bedingten externen Effekte im Umwelt- und Klimabereich sich nur unvollständig in den Preisrelationen widerspiegeln und entsprechende Anpassungsreaktionen hervorrufen (Kapitel 4.3.2.1). Eine weitere Ursache liegt darin begründet, dass die Nachfrage nach Energieeffizienz aufgrund der (sonstigen) marktlichen Rahmenbedingungen erschwert wird (Kapitel 4.3.2.2). Auch bei (hypothetisch) korrekter energieträgerspezifischer Kostenanlastung (Internalisierung) verbleibt dann eine Energieeffizienzlücke. Daraus lässt sich eine Mischinstrumentierung in zwei Schritten ableiten (vgl. Dobroschke, 2012).

#### **4.3.2.1 Internalisierung externer Kosten und politische Instrumente**

Ein nahe liegender Grund dafür, dass das derzeit erreichte Niveau an Energieeffizienz kleiner ist als das aus volkswirtschaftlicher Sicht erreichbare wirtschaftliche Potenzial liegt also zunächst im Vorhandensein negativer externer Effekte im Umwelt- und insbesondere im Klimabereich. Wie bereits in Kapitel 3.3 erwähnt, führt eine unzureichende Internalisierung dazu, dass Klimaschutzmaßnahmen nicht oder - in Abhängigkeit von den generierten privaten Nutzen – nicht in ausreichendem Maße durchgeführt werden. Die sozialen Kosten übersteigen also die privaten Kosten und die Klimaschäden werden nicht in das Kalkül von Unternehmen und Verbrauchern einbezogen. Um diese Lücke zu schließen, gibt es in Deutschland und Europa verschiedene, auf die CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichtete

---

<sup>170</sup> Fahl (2012), der auch eine volkswirtschaftliche Betrachtung vornimmt, ermittelt sogar noch erheblich höhere negative Vermeidungskosten im Rahmen eines typisierten Technikvergleichs. Bei Verwendung eines Heizöl-Brennwertkessels als Referenztechnologie werden für die Gebäudesanierung in Mehrfamilienhäusern negative Vermeidungskosten von -123 €/ tCO<sub>2</sub> und für Einfamilienhäuser von -86 €/ tCO<sub>2</sub> angegeben.

Instrumente (vgl. Kapitel 2.2.3). Ihre Effektivität und Effizienz ist jedoch im Hinblick auf den Gebäudesektor begrenzt.

Ein erstes Problem ist darin zu sehen, dass der europäische Emissionshandel (ETS) nicht sämtliche Treibhausgase erfasst. So werden die bei der Erzeugung von Heizwärme im Gebäudesektor entstehenden Treibhausgase - mit Ausnahme der über Strom und Fernwärme erzeugten Heizwärme - nicht vom ETS reguliert.<sup>171</sup> Der ökonomieweite Ausgleich von Grenzvermeidungskosten über alle Sektoren wird durch die Segmentierung der Emissionsmärkte verhindert. Die dadurch möglichen Vorteile bei der Kosteneffizienz werden zugleich nicht realisiert. Vielmehr entstehen erhebliche Zusatzkosten (vgl. Kapitel 4.1.1).

Die Internalisierung negativer externer Klimaeffekte im Gebäudesektor erfolgt in Deutschland ansatzweise durch Energiesteuern (vgl. Kapitel 2.2.2.4.3). Derartige Steuern tragen richtungsmäßig dazu bei, dass Energieeffizienzmaßnahmen, Verbrauchseinsparungen sowie der Einsatz erneuerbarer Energien aufgrund höherer Preise für fossile Heizstoffe wirtschaftlicher werden. Außerdem enthalten sie implizit einen Anreiz zu technologischen Innovationen. Die Einsparpotenziale lassen sich dabei um so eher ausschöpfen, je höher – vor allem in Relation zum Haushaltsbudget – die Energiepreise sind, je autonomer der Haushalt auf Energiepreisveränderungen und -differenzen reagieren kann und je besser seine Informationen über Preise und Handlungsfolgen sind. Zusätzlich entsteht ein Steueraufkommen, das im Prinzip effizienzverbessernd eingesetzt werden kann. Es beträgt - bezogen auf die Heizstoffe - durchschnittlich 4 Milliarden € pro Jahr (Küchler und Nestle, 2012).

Ein Grundproblem der Energiesteuer ist jedoch ihre mangelnde Orientierung am CO<sub>2</sub>-Ausstoß oder (auch) am Energiegehalt. Eine emittierte Tonne CO<sub>2</sub> wird vielmehr bei den einzelnen Energieträgern sehr unterschiedlich besteuert, was zu sehr unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten führt (vgl. Tabelle 4.5). Besonders deutlich ist dabei der Unterschied zwischen Wärme- und Kraftstoffmarkt. Der Steuersatz in €/t CO<sub>2</sub> auf den Wärmemarkt liegen außerdem deutlich unter den üblicherweise vermuteten längerfristigen Grenzschäden einer Tonne CO<sub>2</sub> von 70 € (Umweltbundesamt, 2007; European Commission, 2008). Innerhalb des Wärmemarkts wird zudem die (quantitativ wenig bedeutsame) Kohle und das Heizöl gegenüber Erdgas bevorzugt.

Problematisch ist ebenfalls, dass mit der Stromsteuer nicht direkt die CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern der Output besteuert wird, was die Wahl der Brennstoffe und Vermeidungstechnologien zu Lasten des relativ klimafreundlichen Erdgas zusätzlich verzerrt.<sup>172</sup> Die undifferenzierte Stromsteuer führt auch bei Technologien auf dem Wärmemarkt zu problematischen Verzerrungen, die wie elektrische Wärmepumpen Strom zur Erzeugung regenerativer Wärme benötigen, zugleich aber nicht von ermäßigten Stromsteuersätzen profitieren. Derartige Quereffekte zwischen Strom- und Wärmemarkt ergeben sich außerdem über die auf den Strompreis überwälzte EEG-Umlage, die von den Nutzern von elektrischen Wärmepumpen zu tragen sind und eine bezogen auf die erzeugte Endenergie relativ hohe Belastung darstellen (BWP, 2012).

---

<sup>171</sup> Treibhausgase werden nach dem Quellenprinzip bilanziert, so dass nur Emissionen, die direkt im betreffenden Gebäude verursacht werden, dem Sektor Haushalte bzw. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zugerechnet werden.

<sup>172</sup> So kommt die Stromsteuerrate von 20,50 € pro MWh einer Emissionssteuer von 23 €/t CO<sub>2</sub> bei der Braunkohle, aber einer Steuer von 53 €/t CO<sub>2</sub> für das wesentlich klimafreundlichere Erdgas gleich (Lehmann, 2010).

Tabelle 4.5: Mineralöl- und Ökosteuersätze nach Energieträgern

Energieträger	Energiesteuersätze	
	Ct / ME	€ / t CO <sub>2</sub>
<u>Wäremarkt</u>		
Heizöl schwer (Liter)	2,50	8,43
Heizöl leicht (Liter)	6,14	22,87
Erdgas (kWh)	0,55	27,10
Flüssiggas (kWh)	0,47	20,00
Kohle (GJ)	33,00a)	3,24
<u>Kraftstoffmarkt</u>		
Diesel (Liter)	47,04	178,1
Benzin (Liter)	65,45	280,0
Flüssiggas (Liter)	8,96	59,5
<u>Strommarkt</u>		
Strom (kWh)	2,05	33,23b)

Anmerkungen: a) durch Einführung des Energiesteuergesetzes vom 15.8.2006.- b) bezogen auf den gesamten Energieträgermix der allgemeinen Stromversorgung in 2005. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromproduktion betragen in 2005 610 g CO<sub>2</sub> je kWh Strom. Neuere Berechnungen von Bräuninger et al. (2010) für 2008/2009 gehen von einer Besteuerung von 19,5€/t CO<sub>2</sub> für Strom aus.

Quelle: Wartmann et al. (2008); Kühler und Nestle (2012).

Durch die ungleichen Grenzsteuersätze entsteht also eine Zusatzlast, die nur durch eine weitere Angleichung der Grenzsteuersätze vermieden werden kann. Insbesondere innerhalb der einzelnen Verwendungszwecke löst die Energiesteuer unerwünschte Substitutionseffekte aus.

Auf die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen sind im Gebäudesektor schließlich vor allem staatliche Fördermaßnahmen ausgerichtet. Sie erhöhen zusätzlich über die Verbilligung von Finanzierungskosten den Anreiz Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz und/oder zum Einsatz erneuerbarer Energien durchzuführen. Allein mit Verweis auf die Internalisierung negativer externer Effekte lassen sich diese Förderprogramme allerdings nicht rechtfertigen. Sie stellen vielmehr eine Abweichung vom Verursacherprinzip dar. Sie zielen zum einen nicht direkt auf die absolute Reduktion des Energieverbrauchs ab. Zum anderen wird nicht oder nur indirekt nach der Emissionsintensität der verschiedenen Energieträger unterschieden. Sie sind auch nicht auf das ganze Spektrum von Emissionsminderungsmaßnahmen gerichtet (Gillingham, Newell und Palmer, 2009).

Effizienzmindernd wirkt sich außerdem aus, dass die Gewährung von Förderprogrammen Mitnahmeeffekte mit sich bringen, d.h. finanzielle Mittel für Energieeffizienzinvestitionen also zum Teil lediglich ersetzt werden und entsprechend keine zusätzlichen Einsparungen angestoßen werden. Grösche und Vance (2009) messen Mitnahmeeffekte ökonometrisch, indem Sie die Zahlungsbereitschaft von Haushalten für Energieeinsparung regionalen Kostenschätzungen (Lohn- und Materialkosten) gegenüberstellen und für verschiedene Einflussfaktoren kontrollieren. Die Schätzungen legen nahe, dass der Anteil von potentiellen Freifahrern bis zu 50% beträgt, die marginale Zahlungsbereitschaft also des öfteren die beobachtbaren Kosten übersteigt. Die Mitnahmeeffekte lassen sich auch dadurch erklären, dass die Fördermittel (insbesondere die KfW-Zuschüsse) nach dem Windhundverfahren vergeben werden und nicht nach Kriterien wie zum Beispiel dem Haushaltseinkommen (OECD, 2012a). Nach Weiß und Vogelpohl (2010) erreichen die KfW Förderprogramme bislang vor allem die ohnehin besonders im Hinblick auf eine Sanierung motivierten Haushalte.

Ein Nachteil derartiger Subventionen besteht auch darin, dass die Anbieter energieeffizienter Güter, Dienstleistungen und Technologien üblicherweise auf den Staatseingriff reagieren und ihre (Netto-)Angebotspreise weniger stark als die Subvention reduzieren. Ein Teil der Subvention verbleibt damit zum Beispiel bei der Bauwirtschaft.<sup>173</sup> Zudem können (hohe) Subventionen Preiserhöhungen induzieren, wenn die Produktionskapazitäten nicht mehr mit der subventionierten Nachfrage mithalten können (vgl. Kapitel 5.2.6 zur Fotovoltaik).

Ebenfalls effizienzmindernd (oder zumindest effektivitätsmindernd) wirken sich bei finanziellen Anreizen Rebound-Effekte aus. Die mit Hilfe der Fördermaßnahmen realisierten Kosteneinsparungen bei den Energiekosten werden also durch Verhaltensänderungen zumindest teilweise kompensiert und die Verbesserung der Energieeffizienz führt nicht zu einer proportionalen Energieverbrauchssenkung. Im Gebäudesektor dürften dabei Einkommenseffekte eine besondere Rolle spielen: So haben effizientere Heizungen und Maßnahmen der Gebäudedämmung zum Beispiel den Verbrauch an Heizenergie pro Quadratmeter Wohnfläche zwischen 1995 und 2005 um 9% verringern können. Im gleichen Zeitraum stieg jedoch der gesamte Energieverbrauch für Heizwärme der privaten Haushalte um 2,8% an. Die Einsparerfolge wurden durch den um ca. 13% gestiegenen Wohnflächenbedarf kompensiert, so dass insgesamt der Raumwärmebedarf pro Person konstant hoch geblieben ist (Santarius, 2012). Zusätzlich zu bedenken ist u.a. auch der energetische Mehraufwand für die Herstellung von z.B. Dämmmaterial, der mit den Heizenergieeinsparungen über die Nutzungsdauer eines Gebäudes ins Verhältnis zu setzen ist. Ein auf gesamtwirtschaftlicher Ebene wirksamer Rebound-Effekt ergibt sich noch dadurch, dass eine erfolgreiche Sanierungssubvention die Energienachfrage und im normalen Wechselspiel von Angebot und Nachfrage in der Folge tendenziell auch die Energiepreise senkt. Dies wiederum initiiert Mehrverbrauch in anderen Sektoren, was bei Energiesteuern oder anderen verursachergerechten Instrumenten (zumindest im nationalen Rahmen) nicht der Fall wäre (Thöne, 2011). Insgesamt ist die Höhe dieser Rebound-Effekte schwer zu ermitteln und den Förderprogrammen kausal zuzurechnen.<sup>174</sup>

Im Gebäudesektor ist nicht nur die Internalisierung externer Kosten unzureichend. Insbesondere in der Vergangenheit wurden darüber hinaus die betriebs- oder einzelwirtschaftlichen Kosten der Güter- und Leistungserstellung nicht automatisch bzw. vollständig nach dem vom Markt aufgezwungenen Verursacherprinzip zugerechnet und in den Preisen kalkuliert. So hat vor allem die Eigenheimzulage, über die bis 2014 noch Zulagen ausgezahlt werden, aus nicht-umweltpolitischen Erwägungen über viele Jahre einzelwirtschaftliche Kosten externalisiert, den flächen- und energieintensiven Neubau gegenüber Investitionen in den Gebäudebestand begünstigt und damit wiederum die soeben erwähnten Rebound-Effekte mitverursacht (Triebswetter et al., 2003).

Ein genereller Nachteil von Subventionen besteht schließlich darin, dass sie aus Mitteln der öffentlichen Haushalte zu finanzieren sind. Die dazu erforderliche Steuererhebung ist wiederum mit Zusatzlasten verbunden.

Energieeffizienzstandards bzw. technische Auflagen wie sie die Energieeinsparungsverordnung vorsieht richten sich in erster Linie an Neubauten und legen insofern Mindeststandards für den zukünftigen Gebäudebestand fest. Sie greifen aber auch zunehmend, wenn auch nur partiell bei Modifikationen an bestehenden Gebäuden (sog. anlassabhängige Auslösetatbestände). Sie tragen über

---

<sup>173</sup> Dies wird andererseits aus beschäftigungspolitischen Erwägungen oft begrüßt. Wenig erstaunlich ist damit auch, dass sich viele Unternehmen für Subventionen aussprechen, wenn es darum geht, wie CO<sub>2</sub>-Vermeidung und höhere Energieeffizienz erreicht werden soll (Mennel und Sturm, 2009).

<sup>174</sup> Santarius (2012) zufolge erreichen Rebound-Effekte verschiedener Art eine Größenordnung von mindestens 50%.

diese Mindeststandards zu einer teilweisen Internalisierung externer Klimakosten bei. Zugleich werden aber über diesen Standard hinausreichende Maßnahmen – sofern der Standard im Bestand überhaupt greift – nicht kontinuierlich angereizt. Nur über regelmäßige Standardverschärfungen - wie sie in letzter Zeit tatsächlich zu beobachten sind - können weitere CO<sub>2</sub>-Minderungen immer wieder induziert werden. Dabei ist jedoch wiederum der Nachweis der technischen Durchführbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit zu erbringen. Bei einer Anhebung des Anforderungsniveaus in kurzer zeitlicher Abfolge ist außerdem zu befürchten, dass wegen der damit verbundenen höheren Kosten sinnvolle Modernisierungen, die mit energetischen Sanierungen zusammenhängen, aber oft nur als Teil umfassender Modernisierungs- und Instandhaltungsmaßnahmen umgesetzt werden, unterbleiben (IfS, 2012).

Möglicherweise noch mehr als Förderprogramme sind Energieeffizienzstandards zudem anfällig für Rebound-Effekte: So werden sie üblicherweise nur als relative Größen formuliert. Über gesunkene laufende Energiekosten (Betriebskosten) können sie damit einen Mehrverbrauch induzieren, der die verbesserte Energieeffizienz teilweise wieder kompensiert.

Unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz sind Standards außerdem problematisch, weil sie keine Rücksicht auf die Kostenstruktur der Akteure nehmen (können) und keine Angleichung der CO<sub>2</sub>-Grenzvermeidungskosten erlauben. Somit führen sie nicht dazu, dass Emissionsminderungen dort durchgeführt werden, wo sie am kostengünstigsten sind (Mennel und Sturm, 2009). Anstelle einer dezentralen Suche nach günstigen Vermeidungspotenzialen tritt ein komplexes Regelwerk, das der Vielfalt der konkreten Umstände und Präferenzen nur schwer gerecht werden kann.

#### **4.3.2.2 Die Energieeffizienzlücke und politische Maßnahmen**

Obwohl die Internalisierung externer Klimakosten im Gebäudesektor unvollständig und ungenau ist, bleibt dennoch erklärungsbedürftig, warum Energieeffizienzmaßnahmen nicht bzw. nur zum Teil durchgeführt werden, die aus privatwirtschaftlicher Sicht rentabel sind (Kapitel 4.3.1). Eine Möglichkeit besteht darin, dass gar keine negativen Vermeidungskosten bestehen. So könnten die Kosten unterschätzt oder die Nutzen (in Form von Energieeinsparungen) überschätzt worden sein. Ebenso ließe sich argumentieren, dass zwar aufgrund von Marktbarrieren Investitionen nicht durchgeführt werden; allerdings stellen sie nicht unbedingt Marktversagenstatbestände dar, die einen staatlichen Eingriff rechtfertigen. Zu bedenken ist schließlich, dass dieser staatliche Eingriff selbst misslingen kann.<sup>175</sup>

Überwiegend wird in der Literatur allerdings die Auffassung vertreten, dass die Barrieren stark genug sind, um volkswirtschaftlich wünschenswerte Investitionen in Energieeffizienz zu verhindern. Entsprechend wird eine Rechtfertigung für zusätzliche Marktingriffe abgeleitet bzw. ein Abbau institutioneller Barrieren gefordert. Damit wird zugleich der Bezugsrahmen aus Kapitel 3.3 erweitert. Unter Marktversagen werden üblicherweise Informationsprobleme bzw. -asymmetrien und Prinzipal-Agenten Probleme gefasst (Lineares und Labandeira, 2010). Darüber hinaus bestehen jedoch weitere Marktbarrieren und institutionelle Barrieren, die oft schwer von eindeutigen Marktversagenstatbeständen getrennt werden können (Gago et al., 2012; Küchler und Nestle, 2012; Ecofys, 2010; Lineares und Labandeira, 2010; Tietenberg, 2009):

---

<sup>175</sup> Zu den unterschiedlichen Argumentationsweisen in der Literatur vgl. im Überblick Dobroschke (2012).

- 1) Ein besonderes Hemmnis im Gebäudesektor stellen Informationsprobleme in Form von unvollständiger oder asymmetrischer Information dar. So besteht aufgrund ihres öffentlichen-Guts-Charakters ein Mangel an Informationen über die Energieeffizienz bzw. den zukünftigen Energieverbrauch zum Zeitpunkt des Kaufes oder der Vermietung einer Immobilie. Ebenso sind private Eigentümer häufig im Unklaren darüber, welche Investitionen mit welchem Einsparpotenzial verbunden sind und im konkreten Fall am geeignetsten bzw. rentabelsten sind (Amecke und Neuhoff, 2011). Es entsteht damit ein hoher Zeit- und Kostenaufwand und/oder Energieeffizienzinvestitionen werden angesichts großer Unsicherheit nur zum Teil (z.B. im Rahmen regulärer Instandhaltungsarbeiten) „mitgenommen“ oder gar nicht getätigt.<sup>176</sup>
- 2) Im Rahmen der Nutzung von Gebäuden (insbesondere durch Mieter) besteht häufig Unklarheit über den tatsächlichen Energieverbrauch. Dies wird begünstigt, wenn der Energieverbrauch nicht direkt und vollständig kostenmäßig angelastet wird.
- 3) Schließlich können Informationen auch zwischen Eigentümer und dem Anbieter energieeffizienter Produkte und Technologien asymmetrisch verteilt sein, so dass die besten Einsparoptionen ignoriert oder bei mangelnder Glaubwürdigkeit der Informationen nicht erschlossen werden.
- 4) Eng verbunden mit Informationsasymmetrien sind Prinzipal-Agenten Probleme zwischen Vermieter und Mieter. So haben Mieter zwar ein Interesse an Energieeffizienz während der Mietzeit, um ihre Mietnebenkosten zu senken. Sie sind jedoch nicht hinreichend über die tatsächliche Energieeffizienz eines Gebäudes informiert. Vermieter haben demgegenüber nur einen geringen Investitionsanreiz, solange sie nicht unmittelbar von den sinkenden Energiekosten profitieren oder die Investitionsaufwendungen angesichts der Marktlage, aus rechtlichen Gründen oder wegen der unvollständigen Informationslage des Mieters nicht auf die Miete überwälzen können (Mieter-Vermieter Dilemma). Möglicherweise haben Vermieter sogar einen Anreiz, Wohnungen in einem schlechten qualitativen Zustand anzubieten und dabei gute Qualität vorzutäuschen, ohne dass es Mieter überprüfen können. Im Ergebnis würde dies zu einem Absinken des Qualitätsniveaus (adverse Selektion) führen (Mennel und Sturm, 2009).
- 5) Sanierungsmaßnahmen weisen oft hohe Anfangsinvestitionen auf. Dies gilt erst recht dann, wenn viele Einzelmaßnahmen erst im Rahmen einer umfassenden Sanierung sinnvoll umgesetzt werden können. Angesichts von Finanzierungsrestriktionen kann das erforderliche Kapital gegebenenfalls nicht aufgebracht werden.
- 6) Lange Amortisationszeiten von zehn Jahren und mehr und die Irreversibilität von Investitionsentscheidungen machen die Wirtschaftlichkeit von Investitionen unsicher (z.B. volatile Energiepreis- und Zinsentwicklung; Erwartung alternativer, noch unbekannter Investitionsmöglichkeiten). Sie wirken insbesondere für ältere Eigentümer und kleinere Unternehmen mit hohen privaten Diskontraten abschreckend.
- 7) Über das Vorhandensein von Informationsdefiziten (1) und dem Problem hoher Anfangsinvestitionen (5) und langer Amortisationszeiten (6) hinaus gibt es Hinweise dahingehend, dass gerade im Haushaltssektor bzw. bei Konsumenten die Rationalität von Entscheidungen begrenzt bzw. unvollständig ist.<sup>177</sup> So wird häufig der Status Quo und die kurze Frist übergewichtet, wenn das individuelle Entscheidungskalkül von einer besonderen Aversion gegenüber Verlusten gekennzeichnet ist (Greene, 2011). Zudem sind Eigentümer bzw. Investoren aufgrund von Zeitmangel, Mangel an Mitarbeitern, eigenen Wahrnehmungsdefiziten oder der

<sup>176</sup> Bei Eigennutzung ist unsicher, ob das Gebäude überhaupt über den entsprechenden Zeitraum genutzt werden wird. Ebenso kann nicht davon ausgegangen werden, dass aufwendige Sanierungsmaßnahmen stets zu einem entsprechenden Anstieg des Werts der Immobilie führen und damit im Fall eines (vorzeitigen) Verkaufs wieder erlöst werden können.

<sup>177</sup> Wenn selbst vollständig informierte Individuen kein optimierendes Verhalten an den Tag legen, wird oft von Verhaltensversagen gesprochen (Tietenberg, 2009).

- Komplexität der Entscheidungssituation potenziell nicht in der Lage, die verfügbaren Informationen vollständig und hinreichend genau zu erfassen (Pollitt und Shaorshadze, 2011). Auch gegenüber neuen Technologien und deren Zuverlässigkeit können Vorbehalte bestehen.
- 8) Versteckte Kosten und Transaktionskosten können Energieeffizienzmaßnahmen behindern. So ist zum Beispiel eine Sanierung mit Lärm, Unannehmlichkeiten und gegebenenfalls einem temporären Umzug verbunden. Selbst an sich rentable Maßnahmen können dann unterbleiben bzw. verzögert werden.

Ein wesentliches Instrument zur Überwindung von Informationsproblemen (1-3) und möglicherweise auch der beschränkten Rationalität der Investitionsentscheidungen (7) stellen Informations- und Beratungsprogramme bzw. -angebote dar. Novikova et al. (2011) und Neuhoff et al. (2011) fassen die diesbezügliche Literatur vor dem Hintergrund der Situation in Deutschland zusammen. Um bisher uninteressierte Haushalte anzuregen, überhaupt eine energetische Sanierung in Betracht zu ziehen, haben neben allgemeinen Informationen (Fernsehen, Presse, Internet) und unverbindlichen Beratungsangeboten (zum Beispiel über Handwerker) Energieausweise und Heizkostenabrechnungen eine potentiell wichtige Signalfunktion. Im Fall von Mietwohnungen können Energieausweise auch die Unterschiede in der Informationsverteilung zwischen Mieter und Vermieter reduzieren (4), die wiederum Sanierungsmaßnahmen behindern. Dem Energieausweis in Deutschland wird bislang allerdings nur ein geringer Informationsgehalt und damit eine geringe Wirkung zugebilligt (Amecke, 2011). Zu den Gründen zählt, dass Energieausweise nicht immer zur Verfügung stehen und die Informationen nicht hinreichend verständlich, transparent und vergleichbar sind. Für Immobilienkäufer und Mieter muss der Ausweis zudem bislang nur auf Verlangen vorgezeigt werden und hat beim Immobilienkauf oder Mietentscheidungen nur eine untergeordnete Bedeutung. Die Ausstellung detaillierter Heizkostenabrechnungen und Verbrauchsberichte kann nach verschiedenen amerikanischen Studien Energieeinsparungen von 1 - 10% induzieren. In Deutschland sind bislang nur teilweise Abrechnungen auf der Basis individuellen Verbrauchs vorgesehen. Eine flächendeckende Einführung könnte dieses kostengünstige Informationsinstrument noch effektiver machen.<sup>178</sup>

Bei Haushalten, die sich bereits für eine Sanierung interessieren, aber noch Entscheidungs- und Planungshilfen benötigen, spielen staatlich geförderte Vor-Ort-Energieberatungen eine wichtige Rolle.<sup>179</sup> So erstattet das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 50% der Kosten für Energieberater bis maximal 360 € pro Gebäude. Gemäß Duscha et al. (2008) konnten über dieses Programm CO<sub>2</sub>-Einsparungen für 4,7 €/t CO<sub>2</sub> und damit relativ kostengünstig erreicht werden. Zudem geben etwa zwischen einem Drittel und der Hälfte der befragten Eigentümer an, Dämmmaßnahmen infolge der Beratung durchgeführt zu haben, die zuvor noch nicht geplant waren. Frondel, Grösche und Schmidt (2008) dagegen zweifeln die Effektivität von Energieberatungen an und kommen zu dem Schluss, dass die Mitnahmeeffekte hoch sind und die meisten Sanierungsmaßnahmen auch ohne die Beratung erfolgen würden, so dass der Nettoeffekt der Energieberatungen gering ist. Von Bedeutung sind vor allem Selbstselektionseffekte, denen zufolge die freiwillige Inanspruchnahme von Energieberatungen häufig auf eine ohnehin erhöhte Bereitschaft zur energetischen Sanierung zurückzuführen ist.<sup>180</sup> Frondel und Vance (2012) zeigen darüber hinaus, dass Energieberatungen zwar im Durchschnitt einen positiven Effekt haben, dies jedoch stark über die Haushalte variiert. Bei einem kleinen Teil der Haushalte (mindestens 4%) können sich auch „negative“ Effekte ergeben (z.B. wenn

<sup>178</sup> Hierbei ergeben sich möglicherweise Synergien mit der Einführung von intelligenten Stromzählern (vgl. Kapitel 4.2.2.4).

<sup>179</sup> Ebenfalls von Bedeutung sind öffentliche Einrichtungen wie Energieagenturen und Informationszentren.

<sup>180</sup> Nicht berücksichtigt wird dabei, dass eine Energieberatung unterschiedliche Funktionen im Entscheidungsprozess für eine (energetische) Sanierung haben kann (z.B. Klärung schwieriger technischer Fragen vs. Überzeugung der grundsätzlichen Vorteilhaftigkeit einer Sanierung).

die Berater auf Verhaltensänderungen aufmerksam machen, die anstelle der Investitionen ebenfalls zu Energieeinsparungen führen).

In der Phase der Umsetzung von Investitionen in die verbesserte Energieeffizienz von Gebäuden ist die Qualität der Ausführung wesentlich. Dies gilt sowohl für die Erreichung der geplanten Energiestandards vor Ort als auch im Hinblick auf Anstoßwirkungen zum Beispiel bei Bekannten und Verwandten, die ebenfalls Energieeffizienzmaßnahmen in Erwägung ziehen (Neuhoff et al., 2011). Kritisiert wird jedoch u.a., dass die Aus- und Weiterbildung von Handwerkern in Bezug auf Implementation, Koordination und Kommunikation von umfassenden Sanierungen unzureichend ist.

Neben einer Verbesserung der Informationslage ist es von wesentlicher Bedeutung, dass Anreizstrukturen angepasst werden, um Sanierungen nicht unnötig zu erschweren. Dies betrifft vor allem das Mietrecht, das sich auf vermietete Wohnungen erstreckt und für das Mieter-Vermieter-Dilemma (4) relevant ist. Nach § 558 BGB dürfen Vermieter die Miete bis zur ortsüblichen Vergleichsmiete erhöhen, aber um nicht mehr als 20% in drei Jahren. Bei Modernisierungsaktivitäten, die den Wohnstandard erhöhen oder Energie einsparen, dürfen bislang allerdings nur 11% der Modernisierungskosten zur Refinanzierung auf die Miete umgelegt werden, was die Kostenüberwälzung erschwert. Zum anderen kann es aufgrund der regionalen Wohnungsmarktsituation, des demografischen Wandels und der Vergleichsmietenregelungen schwer fallen, die Kosten überhaupt auf den Mieter umzulegen (IfS, 2012). Um dieser Problematik zu begegnen, hat das Bundeskabinett am 23. Mai 2012 einen Gesetzentwurf zum Mietrechtsänderungsgesetz (MietRÄndG) beschlossen (Bundesregierung, 2012). Durch das Gesetz über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum sollen mietrechtliche Sanierungshemmnisse beseitigt werden. Danach wird insbesondere die rechtliche Position des Vermieters bei der Frage der Duldung energetischer Sanierungsmaßnahmen durch den Mieter gestärkt. So sollen die Möglichkeiten zur Mietminderungen innerhalb der ersten drei Monate bei gesetzlich vorgeschriebenen energetischen Modernisierungen entfallen. Ebenso sollen weniger Möglichkeiten bestehen, wirtschaftliche Härten von Seiten des Mieters geltend zu machen. Auch Begründungsanforderungen für den Vermieter bei energetischen Modernisierungen sollen durch den Verweis auf Energieeffizienz-Pauschalwerte gesenkt werden. Zudem ermöglicht der neue Paragraph §556c BGB dem Eigentümer Contracting-Kosten als Betriebskosten besser auf den Mieter umzulegen. Dabei muss für den Mieter die Kostenneutralität bei der Umstellung von eigener Wärmeerzeugung auf gewerbliche Wärmelieferungen gewährleistet sein.

Allerdings dürften diese Regelungen das Vermieter-Mieter Dilemma nur teilweise entschärfen. So muss der energetische Gebäudezustand weiterhin nicht zwingend bei der ortsüblichen Vergleichsmiete berücksichtigt werden, so dass eine sanierungsbedingte Mieterhöhung wie eine normale Mieterhöhung zählt. Damit darf der Vermieter für einen bestimmten Zeitraum die Miete nicht mehr erhöhen und energetische Sanierungen werden relativ uninteressant (Ecofys, 2010; OECD, 2012a).

Finanzielle Fördermaßnahmen wie die KfW-Programme sind primär darauf ausgerichtet, die hohen anfänglichen Investitionskosten (5) zu verringern und die langen Amortisationszeiten (6) für private Akteure zu verkürzen. Zugleich tragen sie damit zum Abbau von Unsicherheit (Energiepreis- und Zinsentwicklung etc.) bei.

Bei gleichzeitigem Auftreten dieser Barrieren können Fördermaßnahmen im Gebäudebereich als effektiver angesehen werden als Preissignale bzw. über Steuern induzierte Energiekostenanstiege

(Lineares und Labandeira, 2010).<sup>181</sup> Im ungünstigen Fall können steuerliche Maßnahmen, die über das Preissystem wirken, kaum Lenkungseffekte generieren. Zumindest zu bedenken ist, dass wenigstens kurzfristig die Preiselastizität von (Wärme-)energie begrenzt ist (typischerweise bei -0,1 bis -0,2, vgl. Liu, 2004). Die geringen zu erwartenden Anpassungsreaktionen sind wiederum mit den erwähnten Hemmnissen, aber auch mit den Charakteristika von Gebäuden (Langlebigkeit, hohe Fixkosten) verbunden.

Im Vergleich zu Steuern tragen Fördermaßnahmen auch zu einer Verringerung der in verhaltensökonomischen Studien ermittelten Verlustaversion (7) bei: Einkommensverluste angesichts von hohen Anfangsinvestitionen bei unsicheren zukünftigen Erträgen werden über Subventionen abgemildert, über Steuern dagegen nicht. Ein „Vorteil“ von Subventionen kann auch in ihrer potentiell höheren Merklichkeit und Sichtbarkeit gesehen werden, während Anpassungsmaßnahmen bei Steuern über unsichere preisliche Überwälzungsprozesse ausgelöst werden.

Neben dem Kriterium der Effektivität stoßen Förderprogramme schließlich auf ein höheres Maß an gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz als Energiesteuern. Dies hat wiederum auch mit der Tatsache zu tun, dass der Nutzen von Subventionen plausibel erklärt werden kann, während die Kosten breit streuen.

Diese Vorteile von Subventionen müssen allerdings gegen die in Kapitel 4.3.2.1 bereits thematisierten Nachteile abgewogen werden. So stellen insbesondere Mitnahme- und Reboundeffekte die Effektivität und Effizienz von Subventionen im Gebäudesektor deutlich infrage.

Akzeptiert man die Tatsache, dass Fördermaßnahmen im Gebäudesektor vor dem Hintergrund der aufgeführten Barrieren erforderlich sind, ist deren Effektivität allerdings in der Praxis auch aus anderen Erwägungen eingeschränkt. So ist die Finanzierung der KfW-Förderprogramme – wie bereits im Kapitel 2.2.2.4.5 und 2.2.3.3.2 erwähnt – starken Schwankungen und den Unwägbarkeiten der Haushaltsplanung bzw. der Zuflüsse in den Energie- und Klimafonds unterworfen. Daraus resultiert wiederum – neben der unsicheren Energiepreisentwicklung – eine erhebliche Planungsunsicherheit für die Marktakteure. Eine derartige Investitions- und Planungssicherheit würde dazu beitragen, dass einerseits die Hersteller von Anlagen und Materialien (Brennstoffe, Solarkollektoren, Wärmespeicher etc.) Investitionen tätigen und stetig Kapazitäten aufbauen und andererseits Planungen und Arbeitsabläufe zwischen den beteiligten Akteuren (Architekten, Ingenieure, Handwerker etc.) stärker standardisiert werden. Bislang konnten bei der energetischen Bestandssanierung zumindest Skalen- und Lernkurveneffekte noch nicht hinreichend realisiert werden, die wiederum die Sanierungskosten senken würden (Küchler und Nestle, 2012). Darüber hinaus könnte eine höhere Investitionssicherheit idealerweise auch Anreize setzen, in Forschung und Entwicklung und neue und kostengünstige Produktionsanlagen zu setzen.

Verschiedene Studien legen nahe, dass die zur Überwindung der Barrieren als notwendig angesehenen Fördermaßnahmen erheblich gesteigert werden müssten, um die Ziele der Bundesregierung im Gebäudesektor zu erreichen:

- Laut NABU et al. (2011) würde eine Erhöhung der Sanierungsrate und der Sanierungseffizienz (d.h. der erreichten Energieeffizienz infolge der Sanierung), die für die Erreichung der politischen Ziele nötig sind, den Bedarf an Fördermitteln deutlich erhöhen, wenn andere politische Instrumente und Anreize nicht verändert werden. Ermittelt wird eine hypothetischer Lücke von 5

---

<sup>181</sup> Isoliert betrachtet können demgegenüber Steuern z.B. auch dazu beitragen, lange Amortisationszeiten zu verkürzen.

Milliarden im Jahre 2015 und knapp 9 Milliarden im Jahr 2020, was offensichtlich weit über die bisher bereitgestellten KfW- Mittel von derzeit ca. 1,5 Milliarden € pro Jahr hinausgeht.

- Laut Neuhoff et al. (2011) würde bei einer Erhöhung der Sanierungsrate auf 2% für eine Sanierung auf den Standard KfW 100 pro Jahr zwei bis vier Milliarden € und auf den Standard KfW 55 vier bis acht Milliarden € benötigt.<sup>182</sup> Dabei wird ebenfalls unterstellt, dass die Förderung nicht durch andere Instrumente flankiert wird.

Energieeffizienzstandards und technische Auflagen adressieren schließlich auch einige der genannten Marktbarrieren. Dies gilt für Informationsdefizite (1) und vor allem verhaltensökonomische Aspekte (7). So schränken (bindende) Mindestanforderungen den Entscheidungsspielraum der Bauherrn und Eigentümern ein. Sie brechen damit sowohl eine mögliche Tendenz zu Trägheit und zur Bevorzugung eines energieineffizienten Status Quo auf und senken die Gefahr beschränkter Rationalität in einer von Routinen und Heuristiken geprägten Entscheidungsfindung (Tietenberg, 2009).

Die Vorgabe technischer Mindestanforderungen kann sich zudem auch als effektives Mittel zur Verbreitung bestimmter Technologien erweisen (Fischer und Newell, 2008). Dies wirft jedoch allgemein die Frage auf, inwieweit der Staat tatsächlich in der Lage ist, die „richtigen“ Standards zu setzen („Picking-the-Winners“). Um dem Ziel der Förderung des technischen Fortschritts auch auf längere Sicht gerecht zu werden, müssen Standards zudem an den technischen Fortschritt angepasst werden. Durch die notwendigen Anpassungsprozesse können sich Auflageregelungen gerade bei schnellem technologischen Wandel als zu inflexibel erweisen und in der Folge die Diffusion der neuesten Technologien sogar behindern (Linares und Labandeira, 2010). Aus ökonomischer Sicht erscheinen technologische Mindeststandards damit insbesondere gerechtfertigt, verhaltensökonomische Hemmnisse bei der Steigerung der Energieeffizienz zu überwinden (Gillingham, Newell und Palmer, 2009).

Die Effektivität der Energieeinsparungsverordnung wird in der Praxis vor allem durch Vollzugsdefizite eingeschränkt. Schätzungen gehen davon aus, dass die Nichteinhaltung von Standards 25-35% im Neubau beträgt und im Bestand noch höher ausfällt (Weiß und Vogelpohl, 2010). Als wesentliche Gründe gelten ein Mangel an Personal und Sachmitteln bei den Aufsichtsbehörden, ein Mangel an professioneller Ausbildung und das Fehlen einer sog. Stichprobenregelung bei der Überwachung der Anforderung der Energieeinsparungsverordnung. Kritisiert wird ebenfalls ein Mangel an Bekanntheit und Übersichtlichkeit der ordnungsrechtlichen Regelungen in der Energieeinsparungsverordnung (ebda., 2010).

#### **4.3.3 Einige Interaktionen zwischen Zielen und Instrumenten**

Der Gebäudebereich weist nicht nur spezifische Charakteristika auf, sondern es treten im Hinblick auf den energie- und klimapolitischen Kontext besonders viele Marktversagenstatbestände und Hemmnisse auf. Wie bereits im Kapitel 3.2.2 erwähnt ist ein Policy-mix tendenziell dann vorteilhaft, wenn sich diese Versagenstatbestände gegenseitig verstärken. Im Gebäudebereich ist dies z.B. im Hinblick auf die nicht vollständige Internalisierung von Klimakosten und zugleich starke Informations- und Agency- Probleme der Fall. Beide führen im Ergebnis dazu, dass volkswirtschaftlich sinnvolle Klimaschutzmaßnahmen nicht durchgeführt werden. In diesem Fall wäre

---

<sup>182</sup> KfW 100 entspricht ca. 85 kWh/m<sub>2</sub> Wohnfläche/a Endenergie für Mehrfamilienhäuser und ca. 102 kWh/m<sub>2</sub> Wohnfläche/a Endenergie für Einfamilienhäuser. KfW 55 entspricht ca. 41 kWh/m<sub>2</sub> Wohnfläche/a Endenergie für Mehrfamilienhäuser und ca. 49 kWh/m<sub>2</sub> Wohnfläche/a für Einfamilienhäuser.

es ineffizient, mit nur einem politischen Instrument in den Markt zu intervenieren. So trägt zum Beispiel eine Emissionssteuer nichts zur Behebung des Mieter-Vermieter Dilemmas und kaum etwas zur Verbesserung der Informationslage bei privaten Eigentümern bei. Umgekehrt laufen staatliche Informationskampagnen tendenziell ins Leere, wenn die Preisstrukturen im Markt verzerrt sind.

Vor diesem Hintergrund ist ein Policy-mix im Gebäudesektor auch ökonomisch wünschenswert. Eine besondere Schwierigkeit besteht freilich darin, dass einige der Marktversagenstatbestände und Hemmnisse schwer (quantitativ) zu erfassen und zu bewerten sind. Insbesondere die Hemmnisse könnten überbetont werden und als Grundlage für zahlreiche Politikinterventionen angeführt werden, die wenig aufeinander abgestimmt sind bzw. ein hohes Maß an Kosten und Komplexität mit sich bringen. Im Folgenden sollen daher – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – einige Interaktionen im Policy-mix thematisiert werden.

Innerhalb der Instrumente, die sich primär auf Energieeffizienz und Energieeinsparungen im Gebäudebestand richten – wie die EnEV, das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ und die Informations- und Beratungsprogramme – erscheinen problematische Instrumenteninteraktionen begrenzt und Komplementaritäten weitgehend gegeben (Amecke und Neuhoff, 2011). Dies wird auch dadurch begünstigt, dass die Reduktion des Primärenergiebedarfs jeweils zentrale Ziel- und Steuerungsgröße ist. Dabei ist es im wesentlichen zu einer Arbeitsteilung zwischen den Instrumenten gekommen. Die EnEV gewährleistet Mindeststandards im Neubau und bei größeren Modifikationen im Bestand. Das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ fördert Maßnahmen im Bestand, die deutlich besser als in der EnEV vorgeschrieben sind. Regelmäßig werden nur die Förderkosten aus der Differenz von höheren Förderniveau („KfW- Standard“) und niedrigerem ordnungsrechtlichen Niveau abgedeckt (IfS, 2012). Hinzu kommen Informations- und Beratungsprogramme, die ein Bewusstsein bzw. besseres Verständnis über Sanierungs- und Modernisierungsoptionen und deren Vorteile schaffen. Sie weisen damit auch darauf hin, wie sich diese Vorteile unter dem Einfluss von Förderprogrammen verändern.

Das EEWärmeG und die EnEV beziehen sich in erster Linie auf den Neubau, berühren aber auch partiell den Gebäudebestand (Kapitel 2.2.3.3.1 und 2.2.3.3.2).<sup>183</sup> Beide Gesetze sind mehrfach miteinander verzahnt (Pehnt et al., 2009). So berücksichtigt die EnEV in ihren Primärenergiegrenzwerten indirekt erneuerbare Energien (z. B. schlechtere Dämmung bei Einsatz erneuerbarer Energien). Andererseits erlaubt das EEWärmeG, dass anstelle des Einsatzes erneuerbarer Energien Ersatzmaßnahmen durchgeführt werden (z. B. mehr Dämmung). Die Verzahnung ist dabei in beiden Gesetzen durch differenzierte Vorgaben bezüglich der Energieeffizienz und einzelner erneuerbarer Energien geregelt. Daraus können sich verschiedene Fehlentwicklungen ergeben. Ein generelles Problem kann darin gesehen werden, dass derartige Verrechnungen überhaupt in diesem Maße notwendig werden. Sie resultieren aus den unterschiedlichen Bezugsgrößen auf der Zielebene (Reduktion des Primärenergiebedarfs bei der EnEV, Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und neuer Technologien beim EEWärmeG). Damit werden wiederum spezifische Vorgaben erforderlich, unter welchen Bedingungen Maßnahmen eines Gesetzes als akzeptabel im Sinne des andern Gesetzes gelten. Im Prinzip werden auf diese Weise an zentraler Stelle über den Gesetzgeber Prioritäten gesetzt und die Technologieoffenheit bei der Erreichung energie- und klimapolitische Ziele über sehr detaillierte Regelungen eingeschränkt (sog. „Picking-the-Winner“-Problematik, vgl. Pfaffenberger und Menges, 2008). Zu befürchten ist in vielen Fällen, dass über den Einsatz erneuerbarer Energien strenge

---

<sup>183</sup> Im Hinblick auf das EEWärmeG wird eine Ausweitung auf den Gebäudebestand derzeit erwogen. In Baden-Württemberg wurde die Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien in dem 2007 verabschiedeten Erneuerbare-Wärmegegesetz (EWärmeG) auch für bereits errichtete Gebäude ab 1. Januar 2010 festgelegt.

Vorgaben der Energieeinsparungsverordnung umgangen werden und Investitionen in die Absenkung des Energiebedarfs diskriminiert werden bzw. spiegelbildlich Lösungen unter Einsatz erneuerbarer Energien ein höherer Energieverbrauch zugestanden wird. Problematisch ist dies erst recht dann, wenn schlechte Standards bei der Gebäudedämmung über einen Zeitraum von 30-40 Jahren festgeschrieben werden, aber auch dann, wenn Modernisierungsmaßnahmen aufgrund der Nutzungspflicht des EEWärmeG aufgeschoben werden (Adolf et al., 2011). Diese Diskriminierung führt damit auch zu Mehrkosten.<sup>184</sup> Teil dieser Mehrkosten sind die zusätzlichen Transaktionskosten. So haben die mehrfachen Novellierungen beider Gesetze zu einem solchen Maß an Komplexität an Berechnungsformeln, Anrechnungsverfahren u.ä geführt, dass sie für den Praktiker (Architekt, Heizungsmonteur etc.) kaum mehr handhabbar ist und bei Investoren zur Unsicherheit beiträgt (IfS, 2012). Dies wirkt sich wohl verstärkend zu den oben aufgeführten Vollzugsproblemen bei der EnEV aus. Bisher ist nicht erkennbar, dass die relative Diskriminierung von Energieeffizienzmaßnahmen und die Mehrkosten dadurch aufgewogen werden, dass die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich relativ höhere gesellschaftliche Nutzenwirkungen (z.B. in Form längerfristiger Innovationsgewinne) mit sich bringt als die Förderung bzw. das Einfordern von Energieeffizienz.

Eine implizite Diskriminierung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor kann auch darin gesehen werden, dass das EEWärmeG und das EEG quasi aktiv und über technische Lösungen zum Klimaschutz beitragen, passive Energieeinsparpotenziale dagegen nicht in den Blick nehmen. Passive Solargewinne durch Fenster haben nach Erhorn und Hauser (2008) im Jahr 2006 25-mal höhere Energieerträge als thermische Solarsysteme erwirtschaftet. Auch die Nutzung von Tageslicht hat im selben Jahr 40-mal höhere Erträge gebracht als Fotovoltaiksysteme zur künstlichen Lichterzeugung. Folglich sind Anreize wichtig, die diese passiven Potenziale ausschöpfen und nicht zu c.p. übertriebenen Investitionen in aktive Systeme der Bedarfsdeckung verleiten.

Weniger problematisch ist das Zusammenspiel von EnEV und Marktanreizprogramm (ifo Institut, 2011). So wird für den Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung von im Vergleich zur jeweils geltenden Energieeinsparverordnung besonders effizienten Gebäuden ein Effizienzbonus gewährt. Maßgeblich für die Förderung ist allein die Übererfüllung der energetischen Anforderungen der EnEV, so dass keine gegenseitigen Verrechnungen zwischen den Instrumenten erforderlich sind. Dabei können auch in der Vergangenheit abgeschlossene Sanierungsmaßnahmen unabhängig von den Motiven, die diese veranlasst haben, mit dem Effizienzbonus (unter Umständen nochmals) belohnt werden, wenn eine Maßnahme zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich ergriffen wird. Vorteilhaft erscheint außerdem, dass das Marktanreizprogramm nicht wie das EEWärmeG mit einer Nutzungspflicht verbunden ist. Der Einsatz erneuerbarer Energien kann im Bestand somit da erfolgen, wo er am sinnvollsten erscheint.

---

<sup>184</sup> Vgl. Erhorn und Hauser (2008). Bei einer Vorgabe, dass ein Investor eine um 30% höhere Energiebedarfsminderung zu realisieren hat, wenn er auf erneuerbare Energien verzichtet, kann ein Investor, der ein Gebäude nach EnEV mit einem Primärenergiebedarf von 100 kWh/m<sup>2</sup>a zu errichten hat, bei der Verwendung regenerativer Systeme mit einem Systembeitrag von 20% ein Gebäude errichten, dass bei konventioneller Beheizung einen Bedarf von 125 kWh/m<sup>2</sup>a aufweist, während der, der sich für eine konventionelle Lösung von vornherein entscheidet, ein Gebäude mit einem Bedarf von 70 kWh/m<sup>2</sup>a zu realisieren hat. Zur Realisierung eines fast 50% besseren baulichen Standards werden dem „Sparer“ erhebliche Mehrkosten (in der Regel über 50 €/m<sup>2</sup>) zugemutet. Auch isoliert betrachtet führt das EEWärmeG zu Mehrkosten. Sie resultieren aus der relativ pauschalen wohnflächenbezogenen Festlegung von Mindestanforderungen (z.B. Kollektorfläche von solarthermischen Anlagen), die den starken Unterschieden in den Energiebedarfsprofilen verschiedener bzw. unterschiedlich stark genutzter Gebäude kaum angemessen Rechnung tragen (können).

Ähnlich wirken auch das CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm und das Marktanreizprogramm in komplementärer Weise. Der Effizienzbonus setzt auch hier an den bestehenden energetischen Werten eines Gebäudes an. Damit wird eine prinzipiell sinnvolle Reihenfolge eingehalten: Bei einer umfassenden Sanierung ist zunächst die Senkung des Energiebedarfs bzw. die Erhöhung der Energieeffizienz maßgeblich. Darüber hinaus kann der Einsatz erneuerbarer Energien an der Restwärmeversorgung (also bei veränderter Bezugsgröße) gefördert werden. Der Effizienzbonus schafft somit einen zusätzlichen Anreiz, eine energetische Gebäudesanierung durch einen Heizungsaustausch bzw. eine Erweiterung des Heizungssystems zu ergänzen. Die Verbesserung der energetischen Effizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien können sich damit wechselseitig ergänzen und verstärken.

Positive dynamische Rückkopplungen können sich zwischen den Förderprogrammen und den Energiestandards der EnEV über potentiell induzierte Innovations- und Ausstrahlungseffekte ergeben. So fördert die KfW im Neubau zukunftsweisende Standards für das Gesamtgebäude und indirekt die Einführung neuer Technologien und Gebäudekonzepte in den Markt. Sie schließt damit eine Lücke, die nach Diefenbach et al. (2005) zwischen der in der Forschung erarbeiteten und in Demonstrationsprojekten erprobten neuen Lösungen einerseits und deren Überführung in die allgemeine Anwendung andererseits besteht. Derartige Förderprojekte sind damit auch eine Basis für die Festlegung zukünftiger anspruchsvoller Mindeststandards in der EnEV. Auch das Marktanreizprogramm führt - neben Kostendegressions- und Lernkurveneffekten beim Einsatz erneuerbarer Energien - nach Fichtner et al. (2010) über die gesetzlich definierten Anforderungen dazu, dass sich neue technologische Standards durchsetzen. Diese tragen wiederum zum Teil zur besseren Einhaltung anderer gesetzlicher Regelungen (zum Beispiel im Bereich der Luftreinhaltung) bei. Ebenso werden innovative Produktinnovationen auch direkt gefördert. Trotz dieser wechselseitigen Komplementarität zwischen Förderprogrammen und gesetzlichen Mindeststandards verbleibt dennoch das Problem, auf diese Weise möglicherweise die „falschen“ Technologien und Verfahren fördern („Picking-the-Winner“-Problematik).

Als spannungsreich kann sich - wie schon im Kapitel 4.3.1 angedeutet - die gleichzeitige Förderung der Energieeinsparung und der Kraft-Wärme-Kopplung in der Nah- und Fernwärme erweisen. So fällt es tendenziell – vor allem in dünn besiedelten Gebieten – schwerer eine zentrale Wärmeversorgung bei sinkendem Wärmebedarf wirtschaftlich darzustellen (Erhorn und Hauser, 2008). Die Förderung von Wärmenetzen über das KWKG kann im ungünstigen Fall zu einem lock-in in überdimensionierte Infrastruktur führen. Die Erweiterung von Wärmenetzen kann auch zu höheren Verlusten in der Wärmeübertragung führen, so dass auch der klimapolitische Nutzen der Kraft-Wärme-Kopplung abnimmt (Erdmann und Dittmar, 2010). Die pauschale parallele Förderung bei gleichzeitiger Erhöhung des baulichen Wärmeschutzes verschleiert somit tendenziell die Kosten staatlicher Regulierungen. Weniger problematisch ist demgegenüber die Förderung dezentraler wärmegeführte Mikro KWK-Anlagen, da hierbei auf den Aufbau eines Wärmenetzes verzichtet werden kann.

Problematische Instrumenteninteraktionen können sich schließlich bei bestimmten Arten von Energieeinsparungen ergeben. Wird die Energieeffizienz im Gebäude über Stromeinsparungen verbessert (z.B. den Austausch von Nachtstromspeicherheizungen), verringert sich dementsprechend der Energieeinsatz von Energieträgern, die dem Emissionshandelsgesetz unterliegen. Damit verringert sich der Bedarf an Emissionszertifikaten in diesem Sektor. Damit kommt es zu ähnlichen Zurechnungs- und Bewertungsproblemen wie bereits bei der Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor (vgl. Kapitel 4.1.4).

Ein generelles Problem liegt schließlich darin, dass gerade im Gebäudesektor besonders viele und teilweise konkurrierende Zielgrößen bestehen und zu einer Überbestimmung des Zielsystems führen

(Pfaffenberger und Menges, 2008). So wird parallel die Senkung von Treibhausgasen (Emissionshandelssystem, (eigentlich) übergeordnetes Ziel), die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf für Wärme (EEWärmeG, Marktanreizprogramm) und am Bruttoendenergieverbrauch („übergeordnetes“ Ziel erneuerbare Energien), die Steigerung des Anteils von KWK an der Stromerzeugung (KWKG) und die Senkung des Stromverbrauchs (u.a. Stromsteuer) sowie des Wärme- und Primärenergiebedarfs (EnEV, Förderprogramme der KfW und indirekt Marktanreizprogramm, EEWärmeG) verfolgt. Bereits die oben aufgeführten Interaktionen auf der Instrumentenebene zeigen, dass diese Ziele nicht unabhängig voneinander sind. Angesichts dieser Zielvielfalt verwischt auch der Bezug zum zentralen Ziel der Reduktion von Treibhausgasen sowie zu den energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Im Hinblick auf den Klimaschutz wird nicht gewährleistet, dass die Grenzkosten der Emissionsreduktion für Maßnahmen zu Gunsten der Verbesserung der Energieeffizienz und -einsparung, des Einsatzes erneuerbarer Energien bzw. der KWK, der Veränderung des Brennstoffmix oder der Rückhaltung und Speicherung von CO<sub>2</sub> angeglichen werden. Insofern wird die Neutralität der Entscheidung zu Gunsten alternativer CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien im Sinne der Kosteneffizienz beeinträchtigt, wobei diese Verzerrung durch die Vielzahl überlappender Ziele quasi mitverursacht wird. Zwar lässt sich eine Abweichung von dieser „Angleichungsregel“ bei starken Konflikten zwischen statischer und dynamischer Effizienz bzw. besonders hohen dynamischen Effizienzgewinnen begründen (Kapitel 4.1.1). Ebenso können bestimmte Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit (und anderer gesellschaftlicher Oberziele) vorteilhafter sein als andere (z.B. Energieeinsparung gegenüber Kohlenstoffabscheidung und -speicherung). Allerdings lässt die Vielfalt der Zielgrößen in Verbindung mit den detaillierten Festlegungen zu Gunsten bestimmter Technologien – vor allem im EEWärmeG – Zweifel aufkommen, dass es sich hierbei um hinreichend begründbare Abweichungen handelt.

#### **4.3.4 Reformansätze**

Zur erfolgreichen Bewältigung der klimafreundlichen Umgestaltung des Gebäudebestandes bedarf es einer Vielzahl von Maßnahmen. Welche Maßnahmen am effektivsten und effizientesten sind, hängt von einer Vielzahl von Faktoren wie etwa Gebäudeart, bereits realisierten Energieeffizienzmaßnahmen, konkreten Umständen vor Ort, Nutzungsverhalten u.v.m. ab. Angesichts dieser vielfältigen Ausgangsbedingungen spricht ökonomisch viel dafür, den Akteuren möglichst viele Wahlmöglichkeiten bei der energetischen Sanierung und Umgestaltung des Gebäudebestandes zu belassen, zugleich aber klare Signale zu Gunsten des Klimaschutzes zu setzen und die vorhandenen Marktversagenstatbestände und Hemmnisse zu berücksichtigen. Bei der Ableitung von Reformansätzen ergeben sich allerdings gewisse Spannungsfelder. So wird einerseits konstatiert, dass mit den bestehenden Instrumenten die Ziele des Energiekonzepts für den Gebäudebereich nicht erreicht werden können. Daraus resultieren Forderungen, die Instrumente zu effektivieren – insbesondere den Einsatz von Fördermitteln zu verstetigen – und/oder neue Instrumente einzusetzen. Andererseits könnte eine forcierte Effektivitätssteigerung mit (potenziell) vermeidbaren Effizienzverlusten einhergehen. Zu bedenken ist etwa, dass eine zu stark forcierte Erhöhung der Sanierungsrate die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten vermutlich deutlich erhöhen würde und im Lichte anderer CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen (auch außerhalb des Gebäudesektors) ökonomisch problematisch wäre. Im folgenden soll verstärkt danach gefragt werden, welche Effizienzreserven sich im bestehenden Policy-mix auf der Zielebene und der instrumentellen Ebene heben lassen. Am Beispiel des ökologischen Mietspiegels und eines Systems von Einsparquoten bzw. weißen Zertifikaten soll darüber hinaus auf die Rolle zusätzlicher Instrumente eingegangen werden.

Auf der Zielebene bietet es sich an, die Zahl der überlappenden und z.T. konkurrierenden Ziele im Gebäudebereich zu reduzieren. Schulte und Wagner (2008) schlagen vor, den Primärenergiebedarf – neben dem übergreifenden Treibhausgasminderungsziel - als zentrale Ziel- und Steuerungsgröße vorzugeben. Eine Primärenergieeinsparung führt bei fossilen Energieträgern zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion im gleichen Verhältnis. Die Primärenergieeinsparung korrespondiert damit mit sektorübergreifenden CO<sub>2</sub>-Minderungszielen (Gebäude, Verkehr, öffentlicher und privater Konsum, etc.) und auch mit anderen Zielsetzungen wie der Verringerung der Importabhängigkeit. Die Steuerungsgröße Primärenergiebedarf integriert letztlich die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Ausweitung des Beitrags erneuerbarer Energieträger, die Verringerung des Energiebedarfs und die Abhängigkeit von Energieimporten.

Wie im vorigen Kapitel dargestellt sind die Rahmenbedingungen im Gebäudesektor bezüglich der Internalisierung externer Kosten defizitär und verzerren die Preisstrukturen partiell zulasten CO<sub>2</sub>-intensiver Energieträger. Zudem wurde über die ökologische Steuerreform meist nur einmalig bzw. nur bis 2003 und nicht über langsam, aber kontinuierlich steigende Steuersätze ein Knappeitssignal zu Gunsten der CO<sub>2</sub>- und Energieeinsparung gesetzt. Küchler und Nestle (2012) schlagen deshalb in Anlehnung an die Vorschläge der Europäischen Kommission zur dualen Besteuerung auf der Basis des Energiegehalt der Energieträger und der CO<sub>2</sub>-Emissionen Steuererhöhungen bei Heizstoffen vor.<sup>185</sup> Kurzfristig denkbar wäre demzufolge eine Erhöhung der Steuer auf leichtes Heizöl von 2 ct/l (0,2 ct/kWh). Bei Flüssiggas ergibt sich analog eine Erhöhung um 3 ct/kg (0,23 ct/kWh) und bei Erdgas um 0,08 ct/kWh. Ebenso angemessenen wären höhere Heizstoffsteuern für Stein- und Braunkohle sowie schweres Heizöl.<sup>186</sup>

Bei einer Preiselastizität von -0,1 (Industrie) bis -0,2 (private Haushalte, GHD) ergibt sich über die Steueranhebung bei den Heizstoffen (ohne Kohle und schweres Heizöl) ein Verbrauchsrückgang von rund 0,2% beim Erdgas und 0,6% bei leichtem Heizöl. Dies entspricht einer Einsparung von rund 2.600 GWh und 0,7 Mio. t CO<sub>2</sub> -Emissionen pro Jahr, wenn allein der Preiseffekt der Steuererhöhung berücksichtigt wird. Indirekt würde damit auch der Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt attraktiver, ohne dass z.B. das EEG nachjustiert werden müsste. Ebenso würde eine Besteuerung indirekt dazu beitragen, die vor allem von Energieeffizienzstandards und Fördermaßnahmen ausgehenden Mitnahmeeffekte und Rebound-Effekte zu verringern. So würden Mitnahmeeffekte bei einer Erhöhung der Energiepreise c.p. geringer ausfallen. Im Hinblick auf Rebound-Effekte könnte eine Energiebesteuerung reale Einkommensgewinne (und ggf. darüber hinaus auftretende Marktpreissenkungen), die als Folge von Energieeffizienzsteigerungen entstehen und diese zu kompensieren drohen, zumindest auf grobe Weise abschöpfen (Santarius, 2012). Indirekt würde eine zusätzliche Besteuerung schließlich auch erhöhten Handlungsdruck bei den Eigentümern von Gebäuden und Wohnungen erzeugen und könnte im günstigsten Fall der in Kapitel 4.3.2.2 konstatierten Trägheit von Investitionsentscheidungen im Gebäudebereich entgegenwirken.<sup>187</sup>

Ein vor allem kurzfristig größerer klimapolitischer Effekt könnte über die Verwendung des Steueraufkommens erreicht werden. So ergibt sich nach dem Vorschlag von Küchler und Nestle

<sup>185</sup> Der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Änderung der Energiesteuerrichtlinie sieht Mindestsätze für Heizstoffe von 20 € /t CO<sub>2</sub> zuzüglich 0,15 € /GJ vor.

<sup>186</sup> Dies hätte allerdings weniger Lenkungswirkungen im Gebäudebereich. Meyer, Küchler und Hölzinger (2010) schlagen hier z.B. eine Besteuerung auf der Basis des Energiegehalts vor, wobei eine CO<sub>2</sub>-Komponente dafür sorgt, dass Energieträger mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen höher besteuert werden. Dies führt zu einem für Steinkohle um 14% höheren Steuersatz gegenüber leichtem Heizöl von 1,93 €/GJ und bei Braunkohle zu einem um 17% höheren Steuersatz von 1,98 €/GJ.

<sup>187</sup> Ob dies der Fall sein wird, ist allerdings unklar. So können Steuern ebenfalls zu einem Crowding-out freiwillig angestrebter Verhaltensänderungen führen (vgl. Pfaffenberger und Menges, 2008).

(2012) ein zusätzliches Steueraufkommen von rund 0,9 Milliarden € pro Jahr. Vorgeschlagen wird das Steueraufkommen zur Finanzierung von Förderprogrammen zur energetischen Gebäudesanierung zu verwenden (vgl. auch weiter unten). Der Einsatz im KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ würde – unter Zugrundelegung der für dieses Programm angestellten Wirkungsanalysen (IWU/BEI, 2011; Diefenbach et al., 2011) – eine Endenergieeinsparung von mehr als 2.800 GWh und die Vermeidung von rund 1,0 Mio. t CO<sub>2</sub> bewirken. Während damit Klimaschutz und Energieeffizienz im Gebäudesektor quasi über einen doppelten Lenkungseffekt befördert wird (push- und pull- Strategie), erscheint allerdings das verfassungsrechtliche Verbot der Zweckbindung einzelner Steuern an bestimmte Staatsausgaben bedenklich. Allerdings sind diese Bedenken nach der sog. Ökosteuer-Entscheidung des BVerfG unbegründet, wenn die Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers grundsätzlich erhalten bleibt und die quantitative Bedeutung der Zweckbindung relativ unbedeutend bleibt (DLR et al., 2006). Diese Dispositionsfreiheit könnte zum Beispiel dazu führen, dass nicht nur das oben aufgeführte KfW-Programm bedient wird, sondern auch ein Programm zur Förderung erneuerbarer Energien im Gebäudebestand.

Jenseits einer kurzfristigen Steuererhöhung wäre es wünschenswert, weitere Erhöhungsschritte vorzunehmen, um sich auf diese Weise den langfristigen, vermuteten Grenzschäden einer Tonne CO<sub>2</sub> von 70 € anzunähern. Ein transparentes und einheitliches Preissignal und ein langsam, kontinuierlich und stetig ansteigender Steuersatzpfad würde zur Stabilisierung der Erwartungen der Investoren beitragen und würde Klimaschutzmaßnahmen dort anregen, wo sie am günstigsten sind. Zudem könnten gerade in einem solchen Umfeld auch weitere Innovationen angereizt werden (z.B. zur Erschließung der oben diskutierten passiven Solargewinne). Sie würden quasi endogen und nicht wie bislang vorherrschend über z.T. sehr differenzierte Technikvorgaben entstehen.

Darüber hinaus wäre langfristig eine Einbeziehung des Gebäudesektors in einen nach dem upstream- oder midstream-Prinzip reformierten europäischen Emissionshandel vorteilhaft, wobei andere politische Instrumente entsprechend anzupassen sind. Schließlich können auch Steuerlösungen den Nachteil der Segmentierung von Kohlenstoffmärkten (ETS-Sektoren - Nicht-ETS-Sektoren) nicht überwinden.

Einwände gegen eine derartige Steuerlösung werden häufig im Hinblick auf Verteilungswirkungen, Wettbewerbsgesichtspunkte und Fragen der politischen Akzeptanz vorgebracht (Küchler und Nestle, 2012). So müsste mehr als die Hälfte des zusätzlichen Heizstoffsteueraufkommens von den privaten Haushalten geleistet werden. Zudem ist mit einer regressiven Wirkung zulasten einkommensschwächerer Haushalte zu rechnen. Allerdings könnte über die Verwendung der Steuermittel dieses Ungleichgewicht zumindest partiell wieder ausgeglichen werden. So kämen Förderprogramme für die energetische Sanierung dem Haushaltssektor und weniger der Industrie und dem Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor zugute. Bei der Vergabe der Fördermittel der KfW könnten zudem einkommensschwächere Haushalte stärker begünstigt werden.<sup>188</sup> Dies würde nicht zuletzt bestehenden Mitnahmeeffekten entgegenwirken.

Auch die Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen dürften sich - vor allem bei nur einmaligen Steueranpassungen – in relativ engen Grenzen halten, zumal diese zum Teil ohnehin von ökonomisch zweifelhaften Vergünstigungs- und Ausnahmeregelungen in der Energiesteuer (und beim EEG) profitieren. Infolge der Steuererhöhung würden sich die Heizölpreise lediglich dem

---

<sup>188</sup> Zu denken ist auch an zusätzliche Kompensationsmaßnahmen (insbesondere bei nicht nur einmaliger Steuererhöhung).

europäischen Durchschnitt annähern. Die Erdgaspreise für Industriekunden liegen zwar bereits über dem europäischen Durchschnitt, aber noch deutlich unter dem Höchstwert in Dänemark.

Politisch wäre eine – vor allem eine in mehreren Schritten durchgeführte – Steuererhöhung vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit der ökologischen Steuerreform sicherlich heikel. Allerdings bietet sie wie gesagt eine prinzipiell flexible und kostengünstige Möglichkeit zum Klimaschutz und zur Energieeinsparung, während zusätzliche Maßnahmen, die *allein* auf Subventionen und Auflageregelungen setzen, insgesamt sehr wahrscheinlich mit höheren - und diffus streuenden - volkswirtschaftlichen Kosten verbunden wären. Ebenso wären sie im Falle von Subventionen haushaltspolitisch und im Fall von strengereren Energieeffizienzstandards im Wohnungsbestand sozialpolitisch kaum durchzuhalten.

Förderprogramme stellen - unabhängig davon, ob sie durch zusätzliche Steuern oder Mittelumschichtungen finanziert werden - ein bislang wesentliches Instrument zur Schließung der Energieeffizienzlücke im Gebäudebestand dar (Kapitel 4.3.2.2). Nahezu alle jüngeren Untersuchungen zum Gebäudesektor in Deutschland mahnen an, dass die Fördermaßnahmen zu Gunsten der energetischen Sanierung und Modernisierung des Gebäudebestands erhöht oder zumindest verstetigt werden müssen, wenn die längerfristigen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden sollen.<sup>189</sup> Demgegenüber findet der soeben betonte stärkere Beitrag von Energiesteuern nur wenig Berücksichtigung. Dessen ungeachtet werden Vorschläge unterbreitet, wie sich die Effektivität und Effizienz bestehender Fördermaßnahmen verbessern lässt.

Auf prinzipiell breite Zustimmung trifft der Ansatz der KfW sowohl Teilsanierungen bzw. Einzelmaßnahmen als auch Vollsanierungen zu fördern. So sind je nach konkreten Umständen (Alter, Einkommen, Charakteristika des Gebäudes etc.) und Investitionsmotiven unterschiedliche Varianten zielführender. Adolf et al. (2011) legen auf der Basis von Szenariorechnungen zwar nahe, dass die Investitionskosten pro Tonne eingespartem Treibhausgas um etwa 15% niedriger ausfallen, wenn ausschließlich Vollsanierungen gegenüber ausschließlich Teilsanierungen gefördert werden. Dennoch plädieren sie nicht - wie tendenziell Neuhoff et al. (2011) - für eine politische Forcierung umfassender Sanierungen. Vielmehr sehen sie die Erhöhung der Sanierungsrate als wichtiger an als die Erhöhung der Sanierungstiefe: In diesem Fall sind die fallweisen Investitionskosten niedriger und die sanierte Flächen deutlich größer, so dass sich die hohen gesamten Sanierungskosten auf eine größere Zahl von Haushalten verteilen und damit weniger abschreckend wirken. Dennoch sind auch die geförderten Einzelmaßnahmen immer wieder kritisch zu überprüfen und zu beschränken. So kritisieren zum Beispiel Weiß und Vogelpohl (2010), dass der Einbau von Brennwertkesseln bei relativ geringem Einsparpotenzial gefördert wird, während hoch investive Maßnahmen mit hohem Einsparpotenzial relativ schlechter gestellt werden und der Einbau von Heizungen auf der Basis erneuerbarer Energien durch die zeitweise unsichere bzw. ausgesetzte Förderung über das Marktanreizprogramms z.T. unterblieben ist.

Als ein Defizit wird angesehen, dass sich die Fördermittel der KfW nur an dem angestrebten Zielniveau (Energieeffizienzhaus 115, 100 etc.), nicht aber an dem Alter und Ausgangsniveau des Gebäudes und damit an der tatsächlich eingesparten Energie orientieren (IfS, 2012; Weiß und Vogelpohl, 2010). Die energetische Sanierung eines Wohngebäudes aus den 1960er Jahren auf das Niveau eines Energieeffizienzhauses 115 spart aber z.B. in der Regel mehr Energie ein als die energetische Sanierung eines vergleichbaren Wohngebäudes aus den beginnenden 1990er Jahren auf

---

<sup>189</sup> Eine Ausnahme stellen Ameling et al. (2012) dar, die allerdings kaum entsprechende Alternativen diskutieren.

das Niveau eines Effizienzhauses 85 und ist zudem kostengünstiger. Daher wird dafür plädiert, die Förderkonditionen stärker auf die für zwischen 1950 und 1980 errichteten Gebäude auszurichten.

Schließlich wird auch als kritisch angesehen, dass die KfW-Mittel in erster Linie die ohnehin hoch motivierte Gruppe der „überzeugten Energiesparer“ anspricht und damit Mitnahmeeffekte mit sich bringt, während sozial bedürftigere und in der Kreditaufnahme rationierte Bevölkerungsschichten kaum gezielt adressiert werden (OECD, 2012a; Weiß und Vogelpohl, 2010). Zusätzlich können gut verdienende Haushalte eher die steuerliche Absetzbarkeit von allgemeinen Renovierungs- und Modernisierungsmaßnahmen nach §35a Einkommensteuergesetz in Anspruch nehmen (wenn auch nicht zusätzlich für die durch KfW-Programme geförderten Maßnahmen). Folglich sind die Fördermaßnahmen der Breitenförderung verstärkt nach Einkommensobergrenzen zu staffeln. Eine Spitzenförderung könnte dagegen Sanierungen auf hohem Niveau für besonders motivierte Zielgruppen anreizen und Impulse für die Technologieentwicklung und den Markt für Energiedienstleistungen setzen.

Als alternative und/oder komplementäre finanzielle Förderung wird im Vermittlungsausschuss derzeit über die, im Energiekonzept der Bundesregierung bereits vorgesehene, steuerliche Förderung energetischer Sanierungen gerungen. Konkret sollen dazu bis zu 10% der Aufwendungen für energetische Sanierungsmaßnahmen über einen Zeitraum von 10 Jahren im Rahmen der jeweiligen Einkunftsart abgeschrieben werden können (§ 7e EStG) bzw. bei Eigennutzung der betreffenden Immobilie wie Sonderausgaben abgezogen werden können (§ 10k EStG). Steuerliche Abschreibungen könnten eine größere Breitenwirkung mit sich bringen.<sup>190</sup> Sie aktivieren den Steuerspartrieb und lenken so unter Umständen in wesentlich stärkerem Maße als Preissignale die Aufmerksamkeit der Eigentümer auf die Energieeffizienz ihrer Immobilien. Allerdings wäre die geplante Sonderabschreibung wiederum mit regressiven Verteilungswirkungen verbunden, indem die Subventionsquote mit dem zu versteuernden Einkommen anwachsen würde. Ebenso fällt es schwer, Steuervergünstigungen differenziert nach den jeweiligen, stark variierenden Verhältnissen auf den Wohnungsmärkten auszugestalten und bei Bedarf flexibel zu verändern. Damit bringen sie Mitnahmeeffekte mit sich oder führen aufgrund der niedrigen Förderhöhe bei einkommensschwächeren Haushalten dazu, dass lohnende Maßnahmen unterbleiben (vgl. zu weiteren Kritikpunkten auch Thöne, 2011).

Neben Reformen bei den Fördermaßnahmen gibt es verschiedene Vorschläge zur Weiterentwicklung der Energieeinsparverordnung (detaillierter dazu z.B. Weiß und Vogelpohl, 2010). So wird etwa eine verpflichtende Stichprobenregelung als effektives Mittel gegen die Vollzugsprobleme und die fast nie sanktionierten Verstöße gegen die Mindeststandards im Bestand gesehen, da deren Befolgung maßgeblich von der Wahrscheinlichkeit der Bestrafung und weniger von der Höhe der Strafe selbst abhängen. Auch wenn nur wenige Stichproben durchgeführt werden und damit die Kosten überschaubar bleiben, könnte dies die Wirksamkeit der EnEV stärken.

Um die Energieeinsparpotenziale im Bestand besser auszuschöpfen, könnten ungenutzte Gelegenheiten zur Energieeinsparung zum Zeitpunkt der Eigentumsübertragung (und nicht nur bei den seltenen umfassenden allgemeinen Sanierungen) stärker adressiert werden. So könnte eine verpflichtende Beratung dem Eigentümer entsprechenden Handlungsbedarf aufzeigen und/oder eine direkte Verpflichtung zu einem einzuhaltenden Energiebedarfsniveau eingeführt werden, die allerdings die Freiheit über individuell sinnvolle Lösungen dem Eigentümer beläßt und auf Vorgaben bezüglich einzelner Maßnahmen und Bauteile verzichten könnte. Auf diese Weise könnte eine

---

<sup>190</sup> Vgl. zu den gemischten internationalen Erfahrungen (CPI, 2011).

Erhöhung der Sanierungsquote besonders bei Personen mit geringem Interesse und Verständnis für Energieeinsparungsmaßnahmen gefördert werden.

Wesentlich ist schließlich auch, die Bekanntheit, die Übersichtlichkeit und das Verständnis der Regelungen in der EnEV zu verbessern und damit Transaktionskosten zu senken. Gefordert wird in diesem Zusammenhang u.a. auch die konsistente Zusammenlegung von EnEV und EEWärmeG in einem einheitlichen Gesetz. Dies könnte die problematischen, in Kapitel 4.3.3 diskutierten Instrumenteninteraktionen abmildern und dazu beitragen, aus verschiedenen Maßnahmen (Energieeffizienztechnologien, Einsatz erneuerbarer Energien) die jeweils wirtschaftlichste und effizienteste zu wählen.

Zu erwägen ist schließlich noch, den Energieausweis als ein über die EnEV geregeltes Informationsinstrument zu stärken und damit die finanziellen Implikationen von Energieeffizienz stärker ins Bewusstsein zu rücken. So könnte über einen allgemein verpflichtenden Energieausweis, der nicht nur im Fall von Verkauf, Vermietung und Änderung bzw. Erweiterungen von Bestandsgebäuden auszustellen wäre, die Gruppe der wenig im Hinblick auf Energieeffizienz sensibilisierten Eigentümer angesprochen werden. In jedem Fall wäre es nötig, die Verständlichkeit und Vergleichbarkeit von Energieausweisen zu verbessern (zum Beispiel durch Ausweis von Effizienzklassen, durch eine Verknüpfung mit Überschlagsrechnungen für die Wohnnebenkosten) (Amecke, 2011).

Darüber hinaus bestehen Möglichkeiten das Informations-, Beratungs- und Bildungsangebot zur Förderung von Energieeinsparungen im Wohnungsbestand weiter zu verbessern und zu straffen. Angesichts zahlreicher paralleler Beratungsangebote könnten regionale Beratungsanbieter sich stärker abstimmen und vernetzen. Auch die Qualitätssicherung der Beratung könnte über staatlich abgesicherte Zertifizierungssysteme und Mindestanforderungen an die Ausbildung von Energieberatern verbessert werden (detaillierter Novikova et al., 2011; Dunkelberg und Stieß, 2011). Schließlich besteht Handlungsbedarf im Hinblick auf Aus- und Weiterbildung von Handwerkern, Architekten u.ä. In den Bauberufen werden Spezialisten für die energetische Gebäudesanierung für erforderlich gehalten (IfS, 2012).

Angesichts der Unabhängigkeit der Vergleichsmiete im Mietspiegel vom Energieeffizienzniveau einer Wohnung und begrenzter Mieterhöhungsspielräume für den Vermieter konnte das Vermieter-Mieter-Dilemma über das Mietrecht bislang nur teilweise entschärft werden. Ecofys (2010) schlägt daher die Einführung eines ökologischen Mietspiegels vor, der sich an der Warmmiete einer Wohnung orientiert. Die wärmetechnische Beschaffenheit von Gebäuden wird dabei als zusätzliches Ausstattungskriterium von Gebäuden (neben Balkonen, Fahrradabstellplatz u.ä.) berücksichtigt. Ausschlaggebend ist der Primärenergieverbrauch, der sich aus einem - möglichst transparenten - Energieausweis (mit Primärenergiekennwert und Umrechnung in Endenergie) ablesen ließe. Daraus könnte ein Zuschlag berechnet werden, der auch von den konkreten Bedingungen vor Ort (z. B. der Infrastruktur) abhängt. Vorgeschlagen wird die Einführung dieses ergänzenden Mietspiegels für Städte ab 100.000 Einwohner. Für den Vermieter ist es somit möglich, seine Investitionskosten für wärmetechnische Maßnahmen zu decken. Für den Mieter werden die realen Mietkosten inklusive Energiekosten transparenter. Damit könnte langfristig die Wohnungssuche zu Gunsten energieeffizienter Wohnungen mit geringeren Nebenkosten beeinflusst werden.

Angesichts der Tatsache, dass einerseits kontinuierliche Steuererhöhungen auf erheblichen politischen Widerstand treffen dürften und eine grundlegende Reform des Emissionshandels vorerst nicht absehbar ist, andererseits die zur Sanierung und Modernisierung des Gebäudebestands

vorherrschenden Instrumente (rechtliche Standards, Subventionen) an Grenzen stoßen, werden in jüngster Zeit weitere zum Teil alternative, zum Teil komplementäre neue Instrumente diskutiert<sup>191</sup>.

Insbesondere über das nicht nur auf den Gebäudebereich ausgerichtete Instrument eines Energieeinsparquotensystems wird aktuell auch im Rahmen der laufenden Verhandlungen über eine neue EU-Energieeffizienz-Richtlinie intensiv diskutiert (Fraunhofer ISI et al., 2012). Der Richtlinienentwurf der Europäischen Kommission schlägt diesbezüglich vor, dass ein solches System – wie bereits in Frankreich, Großbritannien, Italien, Dänemark und der Region Flandern – verpflichtend in allen EU-Mitgliedstaaten eingeführt werden soll. Vorgesehen ist ein Einsparziel von 1,5% des im vorangegangenen Jahr realisierten Energieabsatzvolumens. Zur Erreichung der Ziele der Energieeffizienzrichtlinie können allerdings auch alternative, nicht näher spezifizierte Maßnahmen ergriffen werden, die von der Kommission genehmigt werden müssen.

Bei einer Einsparquote werden die Energieversorgungsunternehmen oder die Netzbetreiber dazu verpflichtet, eine bestimmte Menge an Energieeinsparungen in einem bestimmten Zeitraum zu erbringen und diese nachzuweisen. Für Maßnahmen, die zu zusätzlichen Energieeinsparungen gegenüber einem Referenzszenario führen, werden Zertifikate in Höhe der Einsparungen ausgestellt. Diese sind entweder handelbar (sog. weiße Zertifikate) oder dienen allein als Nachweis darüber, dass die Einsparung erreicht wurde. Im ersten Fall kann die Einsparquote entweder direkt über die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen beim Konsumenten oder über den Zukauf einer entsprechenden Anzahl weißer Zertifikate erfüllt werden. Im zweiten Fall werden ebenfalls Energieeffizienzmaßnahmen beim Konsumenten durchgeführt. Dabei wird erwogen, dass das verpflichtete Unternehmen bei Nichterfüllung der Quote eine Einzahlung in einen Fonds leisten muss, aus denen dann weitere Energieeffizienzmaßnahmen finanziert werden können. Die Endverbraucher (und damit nicht mehr der staatliche Haushalt) finanzieren letztlich die durchgeführten Effizienzmaßnahmen über Netzentgelte oder Energiepreise, wenn die Kosten von den verpflichteten Akteuren vollständig weitergereicht werden.

Weisse Zertifikate beschränken die Rolle des Staates im wesentlichen auf die Vorgabe von allgemeinen Energieeffizienzzielen.<sup>192</sup> Indem sie die Verantwortung zur Umsetzung dieser Ziele auf die Marktteilnehmer übertragen, lenken sie deren Aufmerksamkeit darauf, nach möglichst effizienten Wegen zur Umsetzung der Einsparziele zu suchen und dabei die individuellen Möglichkeiten und Potentiale einzelner Energieverbraucher stärker zu berücksichtigen als dies durch Förderung

---

<sup>191</sup> In der Literatur finden sich eine Vielzahl von Vorschlägen zu neuen Instrumenten, die hier aus Platzgründen nicht mehr diskutiert werden. Dazu zählt etwa die Einrichtung eines Energieeffizienzfonds, die verbesserte Förderung des Energiespar-Contracting, die Ausweitung der sog. Wohn-Riester Förderung oder die Absenkung der Mehrwertsteuer für Energiedienstleistungen an der Gebäudehülle (vgl. Weiß und Vogelpohl, 2010; Ecofys, 2010). Ein aktueller Vorschlag stammt von Kühler und Nestle (2012). Sie schlagen als neues Instrument in Anlehnung an das EEG eine über die Heizstoffpreise umgelegte Wärmeumlage für energetische Sanierungen im Gebäudebereich und den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich vor. Nach diesem Vorschlag wird die Höhe der Förderung über die Umlage zumindest prinzipiell nicht begrenzt. Damit erhalten Fördermaßnahmen eine prioritäre Stellung im Instrumentenmix, was die in Kapitel 4.3.2.1 diskutierten Nachteil von Subventionen (Mitnahmeeffekte, Preisdruck etc.) besonders brisant erscheinen lässt. Wird die Höhe der Umlage begrenzt, könnte umgekehrt die Effektivität des Instruments leiden. Probleme können sich auch im Hinblick auf die verfassungsmäßige Zulässigkeit (Sonderabgabentatbestand?), die gesellschaftliche Akzeptanz und die konkrete Ausgestaltung ergeben.

<sup>192</sup> Im Hinblick auf die Internalisierung von Umweltexternalitäten und im Hinblick auf die Ressourcenknappheit ist eine derartige pauschale Zielvorgabe allerdings problematisch, weil sie die Energieträger gleichermaßen belastet und die Anreize zu umweltfreundlichem und ressourcenschonendem Wirtschaften nicht richtig setzt (Kapitel 4.3.2.1; Mennel und Sturm, 2009). Sie ist also vor dem Hintergrund der bereits thematisierten Energieeffizienzlücke zu sehen.

bestimmter Maßnahmen etwa im Rahmen von Subventionsprogrammen oder durch Vorgabe technischer Mindeststandards geschehen kann (vgl. bereits etwa RWI, 2006). Überdies stoßen sie im Gegensatz zu Subventionsprogrammen Effizienzmaßnahmen ohne zusätzliche Belastung des Staatshaushalts an. Die verpflichteten Unternehmen führen umgekehrt nur so lange selbst Energiesparmaßnahmen durch, wie die Grenzkosten dafür niedriger sind als der Marktpreis für weiße Zertifikate. Die Preisbildung auf dem Zertifikatemarkt lenkt somit die Energieeinsparmaßnahmen im Prinzip in ihre produktivste Verwendung und garantiert Kosteneffizienz. Gleichzeitig garantiert die Minderungsverpflichtung der Unternehmen, dass ein gewünschtes Einsparziel erreicht wird.

Allerdings stellen sich in der praktischen Umsetzung zahlreiche schwierige Ausgestaltungsfragen, die die Effektivität und Effizienz des Instruments beeinflussen. Dazu zählt neben der Formulierung der Höhe des Einsparungsziels selbst u.a. (Fraunhofer ISI et al., 2012; Küchler und Nestle, 2012)

- die Wahl und Messung der Bezugsgröße des Einsparziels (Endenergie, Primärenergie, CO<sub>2</sub>-Emissionen) und ihr Einfluss auf die durchgeführten Maßnahmen;
- die mögliche Differenzierung des Einsparziels (nach Energieträgern, Verbrauchssektoren);
- die Wahl der verpflichteten Akteure (Endenergielieferanten, Hersteller/Importeure fossiler Energieträger etc.);
- das Verfahren der Allokation des Einsparziels auf die verpflichteten Akteure (Marktanteile, Kundenzahl o.ä.);
- die Festlegung zulässiger Maßnahmen im Hinblick auf den Einsparungsnachweis (nur standardisierte/typisierbare Maßnahmen, auch heterogene/prozessspezifische Maßnahmen)<sup>193</sup>;
- eine mögliche Differenzierung der Maßnahmenanrechnung (Gleichbehandlung versus Differenzierung/Gewichtung nach Innovationsgrad, geographischen Unterschieden o.ä.);
- die schwierige und fehleranfällige Bestimmung der Baseline, aus der sich die Zusätzlichkeit einer Maßnahme ergibt (Bestandsdurchschnitt, Marktdurchschnitt, Lebenszykluskostenstandard etc.);
- die Wahl des Anrechnungszeitraums (einmalig, periodisch) und die Länge des Verpflichtungszeitraums (Jahre);
- die Zulässigkeit von Flexibilisierungsmechanismen (Buy-outs, Banking über Verpflichtungsperioden);
- die Überprüfung der Verpflichteten und des angewandten Verfahrens;
- die mögliche Integration nicht verpflichteter Akteure (spezialisierte Energiedienstleister, Kommunen).

Fraunhofer ISI et al. (2012) haben in Form von umfangreichen Berechnungen ermittelt, inwiefern u.a. eine Einsparquote mit und ohne Handel geeignet ist, Energieeffizienzpotenziale in allen Verbrauchssektoren (ohne Verkehr) auszuschöpfen. Ausgangspunkt für die Bewertung der Instrumente war die Festlegung eines konkreten Einsparziels für das Jahr 2020 in drei Ausprägungen (hoch, mittel, niedrig), das auf der Grundlage der bestehenden Energieeffizienzpotenziale in den Endverbrauchssektoren bestimmt wurde und dabei eine sehr ambitionierte Referenzentwicklung zugrunde legt. Das festgelegte Einsparziel richtet sich damit auf zusätzliche Energieeinsparungen, die mit den Instrumenten in ihrer derzeitigen Ausgestaltung noch nicht erreicht werden. Bei elektrischen Haushaltsgeräten, Stromanwendungen im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und mit Abstrichen bei der Industrie können zusätzliche Einsparpotenziale über eine Einsparquote relativ gut ausgeschöpft werden (Ausschöpfungsraten von 100%, 94% und 50%). Für den Gebäudesektor, für den

---

<sup>193</sup> Dabei ergibt sich insbesondere ein Spannungsfeld zwischen Kosteneffizienz im engeren Sinne und Transaktionskosten. Eine einfache Abwicklung spricht für eine Beschränkung auf standardisierte Maßnahmen, die Kosteneffizienz für die Zulassung möglichst vieler Maßnahmen.

insgesamt deutlich höhere Einsparpotenziale als in anderen Sektoren ermittelt werden, zeigt sich dagegen, dass zusätzliche Einsparpotenziale über eine Einsparquote nur zu etwa 20% ausgeschöpft werden können. Demgegenüber kann über bestehende Instrumente (Ausbau von Förderprogrammen, Anpassung und besserer Vollzug des Ordnungsrechts) der Ausschöpfungsgrad auf 80% im Gebäudebereich gesteigert werden. Somit ist die Einsparquote weniger für ambitionierte Gebäudesanierungen mit hohem Einsparpotenzial, aber auch hohen Investitionskosten und geringer Standardisierbarkeit geeignet. Gut erschließen könnte sie demgegenüber etwa den Austausch von Fenstern oder den Wechsel des Heizungssystems, die jeweils leichter standardisierbar sind, aber auch weniger Einsparpotenziale (z.B. im Vergleich zu einer Fassadensanierung mit Dämmung) aufweisen.

Die Vorteilhaftigkeit eines Einsparquotensystems ist schließlich auch an der Vereinbarkeit mit dem bisherigen Instrumentenmix zu messen. Wenn man davon ausgeht, dass Einsparpotenziale im Gebäudebereich ausgeschöpft werden sollen, aber allein durch ein Einsparquotensystem kaum ausgeschöpft werden können, stellt sich die Frage der Wechselwirkungen mit anderen bestehenden Instrumenten sogar besonders dringlich. Problematische Wechselwirkungen ergeben sich vor allem mit der Energieeinsparverordnung, den Förderprogrammen der KfW und den Emissionshandel.

Unter der Maßgabe, dass die EnEV die Baseline darstellt, gegenüber welcher zusätzliche Einsparungen im Rahmen der Einsparquote anerkannt werden, können Maßnahmen zum Teil nicht angerechnet werden. Dies ist dann der Fall, wenn Sanierungen zu keiner Übererfüllung des Sanierungsstandards der EnEV führen (was gesetzlich nicht verlangt wird), zugleich aber finanzielle Fördermaßnahmen und informatorische Instrumente zu einer Erhöhung der Sanierungsrate beitragen. Vorgezogene Sanierungen würden dann nicht anerkannt. Wenn umgekehrt nicht mehr der EnEV-Standard als Baseline dient, sondern der individuelle energetische Zustand des betreffenden Gebäudes oder eines bestimmten Bestandsdurchschnitts, wäre die Zusätzlichkeit, auf die ein Einsparquotensystem abhebt, erheblich eingeschränkt und es käme zu Mitnahmeeffekten. Aufgrund mangelnder Nachweisbarkeit des Sanierungsanlasses bzw. -auslösers müssten etwa auch alle Sanierungen mitgefördert werden, die nur aufgrund gesetzlicher Vorgaben erfolgt sind.

Im Zusammenspiel mit den Förderprogrammen der KfW ergibt sich das Problem, dass einerseits die Einsparquote auf die Suche nach den günstigsten Einsparungen angelegt ist, die Subventionen andererseits diese Suche durch dezidierte staatliche Privilegierungen einschränken. Zugleich müsste – ähnlich wie bei der EnEV – wiederum eine Überförderung verhindert werden (z.B. durch Doppelförderungsverbote oder trennscharfe Abgrenzungen der Förderbereiche). Damit würden jedoch die Transaktionskosten erhöht. Möglicherweise würde auch die Wirksamkeit der KfW-Programme unterminiert.

Jenseits des Gebäudebereich wäre schließlich konsequenterweise eine nur mittelfristig umsetzbare Integration mit dem europäischen Emissionshandel erforderlich, um einerseits die Kosten für die Endverbraucher zu begrenzen, andererseits die bereits im Kapitel 4.1.4.1 beschriebenen negativen Interaktionseffekte im Bereich Strom und Fernwärme bei der Umsetzung zusätzlicher Instrumente unterhalb des CO<sub>2</sub>-caps zu begrenzen (RWI, 2006). Bei einer Gleichstellung „brauner“ und „weißer“ Zertifikate könnte es allerdings dazu kommen, dass kaum Energieeffizienzmaßnahmen durchgeführt werden und das Effizienzziel verfehlt wird. Die erhöhte Nachfrage nach braunen Zertifikaten würde außerdem dazu führen, dass die Endverbraucher anderer Länder die nationalen Bemühungen zur Erhöhung der Energieeffizienz mitfinanzieren. Alternativ könnten Gutschriften von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten für weiße Zertifikate gewährt werden. Während auf diese Weise das Einsparziel garantiert werden kann, ergeben sich allerdings ebenfalls Umsetzungsproblemen (Gefahr von Doppelanrechnungen, Kompatibilität nationaler Systeme, zusätzliche Kosten für Verbraucher in ungewissem Ausmaß, Transaktionskosten; vgl. auch Küchler und Nestle, 2012).

Insgesamt bieten weiße Zertifikate für sich gesehen ökonomisch Effizienzpotenziale. Sie sind besonders geeignet für die Erschließung standardisierbarer Energieeffizienzmaßnahmen (vor allem bei Stromanwendungen) und müssen im Hinblick auf diese Anwendungsbereiche und die dort greifenden Policy-mixes näher geprüft werden.<sup>194</sup> Ein relativer - bei manchen Studien (Küchler und Nestle, 2012) sehr hoch gewichteter - Vorteil besteht schließlich in ihrer haushaltsunabhängigen Finanzierung. Die schwierigen Fragen der Ausgestaltung des Systems und die problematischen Instrumenteninteraktionen lassen jedoch - gerade im Hinblick auf den Gebäudebereich - erhebliche Zweifel an der Effizienz (inklusive der Transaktionskosten) von Einsparquoten ohne, aber auch mit Handel auftreten. Hinzu kommen schwierige Verteilungsimplikationen und Fragen der politischen Durchsetzbarkeit (dazu auch näher Fraunhofer ISI et al., 2012; Küchler und Nestle, 2012). Zum einen mit Blick auf den Gebäudebereich spricht dies dafür, die bestehenden Instrumente - inklusive der bislang wenig beachteten Heizstoffsteuern mit ihrer Lenkungs- und Finanzierungsfunktion - konsequent weiterzuentwickeln bzw. auszubauen.

---

<sup>194</sup> Dies sprengt dieses, auf den Gebäudebereich fokussierte Kapitel (vgl. Fraunhofer ISI et al., 2012 für differenzierte Einschätzungen dazu).

## **5. Energie-/ Umweltinnovationen, internationaler Technologietransfer und Wettbewerbsfähigkeit**

### **5.1 Einleitung**

Der Begriff des Technologietransfers kann definiert werden als ein weites Spektrum von Vorgängen, die den Austausch von technologieintensiven Gütern und Dienstleistungen, den Informationsfluss und den Erfahrungsaustausch zwischen verschiedenen Akteuren (Regierungen, Privatwirtschaft, Finanzinstitutionen, NGOs und Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen) beeinflussen (vgl. Peterson, 2008; OECD, 2011c). Der Begriff „Transfer“ bezieht sich in diesem Zusammenhang auf die Diffusion von Technologien und Technologiekooperationen zwischen den und innerhalb der einzelnen Staaten.

Technologietransfer kann gebunden oder ungebunden sowie über Märkte oder nicht über Märkte stattfinden. Der marktisierte und gebundene Technologietransfer betrifft den Handel mit Gütern und Dienstleistungen sowie Direktinvestitionen. Marktbasiert, aber weniger bzw. nicht gebunden sind die Vergabe von Lizenzen, die Bildung von Joint Ventures und der internationale Personalaustausch. Der nicht-marktisierte Technologietransfer beruht auf Nachahmung, sog. reverse engineering, veröffentlichten Informationen (durch Publikationen, Testdaten, Patente) und der Personalrotation. Im weiteren Sinne kann der Technologietransfer auch mehr oder weniger ausschließlich durch nationale und internationale Programme – insbesondere die Entwicklungshilfe bzw. -zusammenarbeit – erfolgen. Der größte Teil des internationalen Technologietransfers findet über Handel, ausländische Direktinvestitionen und Lizenzen statt (OECD, 2011c).

Der internationale Technologietransfer verschafft Zugang zu Inventionen und Innovationen und kann damit die makroökonomische Leistungsfähigkeit eines Landes erheblich verbessern. Bis zu 90% des heimischen Produktivitätswachstums können auf ausländische Technologien zurückzuführen sein. Bei Technologien, die internationalen öffentlichen-Guts-Charakter haben, ist der Nutzen des Technologietransfers (darüber hinaus) indirekt und streut breiter. So kann der Transfer von Umwelt- und Klimaschutztechnologien grenzüberschreitende Umweltprobleme und die Gefahr des globalen Klimawandels abmildern. Im Falle des Klimaschutzes ist dies insbesondere der Fall, wenn sie das Zustandekommen eines globalen Klimaschutzabkommens erleichtern (vgl. auch Kapitel 4.1.2).

Aufgrund der Regulierungsbedingtheit (vieler) Umweltinnovationen hängt der Nutzen des internationalen Technologietransfers wesentlich von den nationalen und internationalen politischen Rahmenbedingungen ab. Auf internationaler Ebene sind zum Beispiel multilaterale Umweltabkommen und die für die Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen geschaffenen globalen Fonds (z.B. der bis 2020 mit 100 Milliarden Dollar ausgestattete Green Climate Fonds) wichtig. Aber auch nationale politische Maßnahmen sind wesentliche Triebkräfte des umweltbezogenen Technologietransfers.<sup>195</sup> In Abhängigkeit vom Design der Maßnahmen (wie z.B. der Strickelei, der Glaubwürdigkeit und der Flexibilität) können sie förderlich, aber auch hinderlich sein. Ebenso spielt auch die Handlungs- und Innovationskapazität des Empfängerlandes für das Gelingen des Technologietransfers eine wichtige Rolle.

---

<sup>195</sup> Die Effektivität der nationalen Umwelt- und Energiepolitik ist zugleich gerade im Hinblick auf den Klimaschutz durch nationalstaatliche Maßnahmen nicht mehr gewährleistet (Stichwort „carbon leakage“). Vielmehr ist sie auf entsprechende Klimaschutzmaßnahmen in anderen Ländern angewiesen.

Auf viele der komplexen Fragen des internationalen Technologietransfers kann in folgenden nicht näher eingegangen werden (vgl. Peterson, 2008; OECD, 2011c und die dort zitierte Literatur). Im Vordergrund steht im folgenden Kapitel 5.1 der globale Handel als wesentlicher Teil bzw. Kanal des Technologietransfers und insbesondere die Frage, inwiefern der Export deutscher Klimaschutzgüter und -technologien die heimische Wettbewerbsfähigkeit begünstigt. Kapitel 5.2 widmet sich ergänzend einzelnen Aspekten des (vorwiegend) nicht-marktgebundenen internationalen Technologietransfers. Im Vordergrund stehen in beiden Unterkapiteln erneuerbare Energietechnologien. Sie bieten gerade im internationalen Kontext und angesichts unterschiedlicher naturräumlicher Voraussetzungen und Ressourcen die Chance substantielle Treibhausgasminderungen und andere Umweltvorteile zu generieren. Zugleich bieten sie für Entwicklungs- und Schwellenländer als zunehmend wichtige Empfängerländer des Technologietransfers ein großes Potential für die soziale und ökonomische Entwicklung (Investitionen und Arbeitsmöglichkeiten vor Ort durch lokale Produktion von erneuerbaren Energien, geringere Abhängigkeit vom Import fossiler Treibstoffe u.ä.).

## **5.2 Globale Märkte und Wettbewerbsfähigkeit bei Umwelt- und Klimaschutzgütern**

In diesem Abschnitt wird dargestellt, in welchen Bereichen sich Chancen für Exporte von Umwelt- und Energietechnologien bzw. -gütern aus Deutschland ergeben. Deutschland ist in hohem Maße in die internationale Arbeitsteilung und die globalen Märkte eingebunden und erzielt einen erheblichen Teil seiner Wertschöpfung über - oft technologie- und innovationsintensive - Exporte. Somit ist es verständlich, dass die Grundlagen für diese wirtschaftlichen Erfolge gesichert werden sollen.

### **5.2.1 Die Diskussion um die globalen Märkte für Umwelt – und Klimaschutzgüter**

Die Umweltwirtschaft ist eine Querschnittsbranche, für die in den kommenden Jahren und Jahrzehnten eine weiterhin aufwärtsgerichtete Umsatzentwicklung erwartet wird. Nicht erst seit der Energiewende steht der Klimaschutz dabei auf der politischen Agenda an vorderster Stelle. Die daraus begründeten Ziele und Maßnahmen auf nationaler und internationaler Ebene begünstigen den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien, energieeffizienten Produkten und Produktionsverfahren sowie Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Sequestrierung (vgl. auch Kapitel 2.2.3). Der weltweit steigende Bedarf an Anlagen zur Wasseraufbereitung und Abwasserbeseitigung führt ebenfalls zu einer steigenden Auslandsnachfrage für den Anlagenbau.

Die Diskussion um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Umweltwirtschaft auf den globalen Märkten für Umwelt- und Klimaschutzgüter orientiert sich zunehmend an der Leitidee der „Grünen Zukunftsmärkte“, wie sie in den für Bundesumweltministerium und Umweltbundesamt durchgeführten Studien entwickelt wurde. Schon der erste Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland von 2007 beschreibt sechs „Leitmärkte“ für Umwelttechnologien, wie sie im Folgenden aufgezählt werden (in Klammern angegeben die jeweiligen Weltmarktanteile Deutschlands) (BMU, 2007):

- Umweltfreundliche Energieerzeugung und –speicherung (ca. 30%)
- Energieeffizienz (ca. 10%)
- Rohstoff- und Materialeffizienz (ca. 5%)
- Kreislaufwirtschaft (ca. 25%)
- Nachhaltige Wasserwirtschaft (ca. 5%)
- Nachhaltige Mobilität (ca. 20%)

Im aktuellen Umweltwirtschaftsbericht 2011 von BMU und Umweltbundesamt werden unter der Überschrift „Grüne Zukunftsmärkte“ die sechs Leitmärkte aus dem Umwelttechnologie-Atlas wieder aufgegriffen (BMU und UBA, 2011). Dabei werden folgende leicht veränderten Weltmarktanteile gemäß der Aktualisierung der GreenTech-Studie von 2009 wiedergegeben (BMU, 2009):

- Umweltfreundliche Energieerzeugung und –speicherung (ca. 30%)
- Energieeffizienz (ca. 12%)
- Rohstoff- und Materialeffizienz (ca. 6%)
- Kreislaufwirtschaft (ca. 24%)
- Nachhaltige Wasserwirtschaft (ca. 10%)
- Nachhaltige Mobilität (ca. 18%)

Als Quellen für die Schätzungen der Marktanteile Deutschlands werden Marktstudien und Experteninterviews von Roland Berger angegeben. Da die Methoden für die Quantifizierung dieser Marktanteile jedoch nicht weiter erläutert werden, sind diese aus wissenschaftlicher Sicht eher als grobe Anhaltspunkte denn als verlässliche Schätzungen zu interpretieren. Diese Einschätzung der Marktanteile hat damit eher plakativen als analytischen Charakter. Im Folgenden werden daher präzisere Methoden zur Ermittlung der Marktanteile bei Umwelttechnologien und Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit einzelner Länder in diesem Technologiebereich beschrieben.

## **5.2.2 Statistik der Waren und Dienstleistungen für den Umweltschutz des Statistisches Bundesamtes**

In Deutschland wurde im Jahre 1998 beginnend ab dem Erhebungsjahr 1997 eine Erhebung der Waren und Dienstleistungen für den Umweltschutz nach §16 Abs.1 des Umweltstatistikgesetzes vom September 1994 eingeführt. Diese Erhebung umfasst den Umsatz mit *Waren, Bauleistungen und Dienstleistungen* für den Umweltschutz (die ausschließlich dem Umweltschutz dienen) sowie seit der Novellierung des Umweltstatistikgesetzes von 2005 beginnend mit dem Berichtsjahr 2006 auch die Anzahl der in den Erhebungseinheiten mit der Herstellung von Waren und der Erbringung von Bau- und Dienstleistungen für den Umweltschutz Beschäftigten. Seit dem Berichtsjahr 2006 werden auch die Anbieter von Klimaschutzgütern sowie von Bau- und Dienstleistungen, die dem Klimaschutz dienen, einbezogen.

Die Erhebung ist nach folgenden Merkmalen strukturiert:

⇒ Wirtschaftsabteilungen:

- \* Bergbau, Gewinnung von Steine u. Erden und Verarbeitendes Gewerbe
- \* Baugewerbe
- \* Dienstleistungen (Architektur- und Ingenieurbüros, Institute)
- \* Sonstige Wirtschaftszweige

⇒ Bereiche:

- \* Abfallwirtschaft
- \* Gewässerschutz
- \* Lärmbekämpfung
- \* Luftreinhaltung
- \* Naturschutz und Landschaftspflege
- \* Bodensanierung
- \* Klimaschutz

⇒ Absatzregionen:

- \* Inlandsumsatz
- \* Auslandsumsatz in EU-Ländern
- \* Auslandsumsatz in anderen Ländern

Diese Erhebung erstreckt sich auf höchstens 5.000 (nach der Novellierung 2005: 15.000) repräsentativ ausgewählte Betriebe des Bergbaus und der Gewinnung von Steine und Erden, des Verarbeitenden Gewerbes und des Baugewerbes, die Waren und Bauleistungen herstellen, die ausschließlich dem Umweltschutz dienen, und Architektur- und Ingenieurbüros, Institute und Einrichtungen, die technische, physikalische und chemische Untersuchungen, Beratungen und andere Dienstleistungen für den Umweltschutz erbringen. Die Meldung ist dabei für den gesamten Betrieb abzugeben, so dass auch Verwaltungs-, Reparatur-, Montage- und Hilfsbetriebe, die mit dem meldenden Betrieb örtlich verbunden sind oder in dessen Nähe liegen, einbezogen werden. Den Betrieben werden Erhebungsbögen zugesandt, die einen ausschließlichen Katalog von Waren, Bau- und Dienstleistungen für den Umweltschutz enthalten, was dazu führt, dass in der Mehrheit nur nachgeschaltete Verfahren Berücksichtigung finden.

Im Dienstleistungsbereich werden nur die folgenden Bereiche einbezogen:

- Rechts-, Steuer- und Unternehmensberatung, Markt- und Meinungsforschung, Beteiligungsgesellschaften,
- Architektur- und Ingenieurbüros,
- Technische, chemische und physikalische Untersuchungen
- Erbringung von sonstigen Dienstleistungen überwiegend für Unternehmen

Über Zusatzbögen werden außerdem Dienstleistungen erfasst, die zusätzlich von den Herstellern von Waren (16WD) bzw. den Erbringern von Bauleistungen (16BD) erbracht werden. Hierbei werden ergänzend zu den o.g. Bereichen auch umweltbereichsübergreifende Dienstleistungen erfasst.

Als zusätzliche Information werden bei den Bauleistungen, den Dienstleistungen allgemein und den Dienstleistungen der öffentlichen Hand die Investitionen sowie der Wert der zusätzlich gemieteten und gepachteten Anlagen erhoben.

Der Vorteil der Erhebung des Statistischen Bundesamtes liegt darin, dass bereits seit 1997 eine Zeitreihe vorliegt, mit der die Umsatzentwicklung der deutschen Umweltwirtschaft abgebildet werden kann. Dieser Vorteil relativiert sich allerdings insofern, als Güter, die dem Klimaschutz dienen, erst seit dem Berichtsjahr 2006 erfasst werden, womit hier eine Bruchstelle besteht.

Der Nachteil dieses Ansatzes besteht darin, dass zumindest bis zur Einbeziehung von Klimaschutzzügen in erster Linie nur das Angebot an additiver Umwelttechnik erfasst wurde und außerdem nur ein Teil der umweltorientierten Dienstleistungen. Nicht berücksichtigt sind durch diese Erhebung die Entsorgungsdienstleistungen und die Recyclingindustrie, die eigenständige Branchen der Wirtschaftssystematik sind und deren Umsätze bereits in der Umsatzsteuerstatistik erfasst werden. Die amtliche Statistik deckt damit die Umweltwirtschaft nur in bestimmten Bereichen ab, denn sie beschränkt sich auf Waren und Leistungen, die in ihrem Hauptzweck dem Umweltschutz dienen. Zwar werden aus dem Bereich Ressourcenmanagement die Kategorien erneuerbare Energien sowie Energie- und Wärmeeffizienz weitgehend erfasst, das Angebot an sauberen Technologien und Produkten wird im Rahmen der amtlichen Statistik jedoch nicht abgebildet.

Die Aussagen hinsichtlich der Exportquote werden in Tabelle 5.1 dargestellt. Danach wurden in Deutschland im Jahr 2010 Waren, Bau- und Dienstleistungen für den Umweltschutz in Höhe von 61,2

Mrd. € erstellt. Davon waren 25,3 Mrd. € Auslandsumsatz, womit sich eine Exportquote von 41,3% ergibt. Bei den Waren, Bau- und Dienstleistungen, die dem Klimaschutzgütern dienen, wurde ein Gesamtumsatz von 42,2 Mrd. € erzielt, davon 19,6% im Ausland. Dies ergibt eine Exportquote Deutschlands von 46,4% bei Klimaschutzgütern. Bei den sonstigen Umweltschutzgütern (ohne Klimaschutzgüter) lag die Exportquote nur bei 31,0% (5,2 Mrd. € bei einem Gesamtumsatz von 18,4 Mrd. €). Im Klimaschutz ist die deutsche Umweltwirtschaft demnach exportstärker als in anderen Umwelttechnikbereichen.

Tabelle 5.1: Umsatz (Mrd. €) und Exportquote bei Umwelt- und Klimaschutzgütern 2010

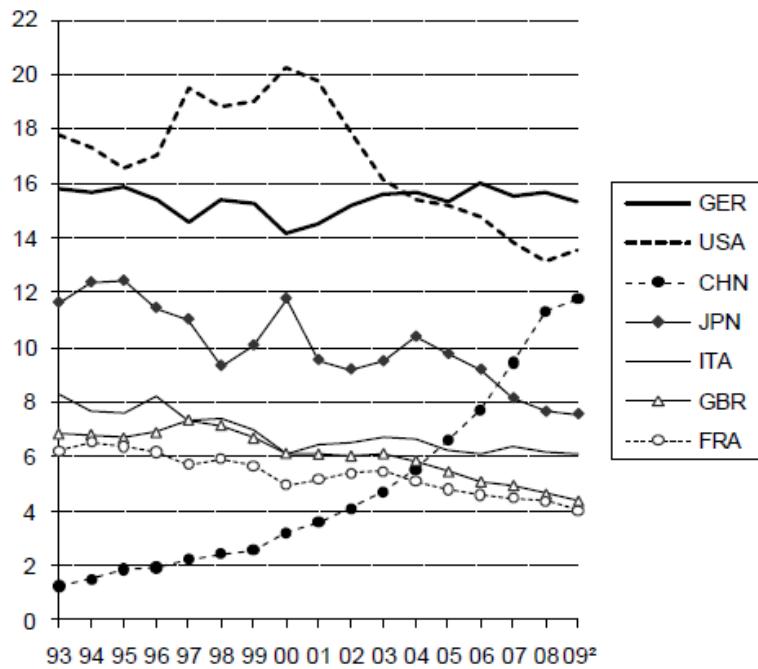
	Inlandsumsatz	Auslandsumsatz	Gesamtumsatz	Exportquote
Umweltschutzgüter insgesamt	35,8	25,3	61,2	41,3%
Klimaschutzgüter	22,6	19,6	42,2	46,4%
Sonstige Umweltschutzgüter	13,2	5,2	18,4	31,0%

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, Reihe 3.3. Umwelt – Umsatz mit Waren, Bau und Dienstleistungen für den Umweltschutz 2010, 31. Juli 2012.

### **5.2.3 Der produktionswirtschaftliche Ansatz des Niedersächsischen Instituts für Wirtschaftsforschung zur Ermittlung der Außenhandelsposition verschiedener Länder bei Umwelt- und Klimaschutzgütern**

Der Umweltwirtschaftsbericht 2011 zitiert neben Roland Berger auch die Welthandelsanteile der Anbieter von Umweltschutzgütern nach dem deutlich präziseren produktionswirtschaftlichen Potenzialansatz des Niedersächsischen Instituts für Wirtschaftsforschung. Danach war Deutschland mit einem Welthandelsanteil von 15,4% im Jahr 2009 wie auch in den drei vorausgegangenen Jahren „Exportweltmeister“ bei Umweltschutzgütern. Danach folgen die USA (13,6%), China (11,8%) Japan, Großbritannien und Frankreich (vgl. Abbildung 5.1) (BMU und UBA, 2011).

Abbildung 5.1: Welthandelsanteile der Anbieter von potenziellen Umweltschutzgütern (Anteil der Ausfuhren eines Landes an den Weltausfuhren in%)



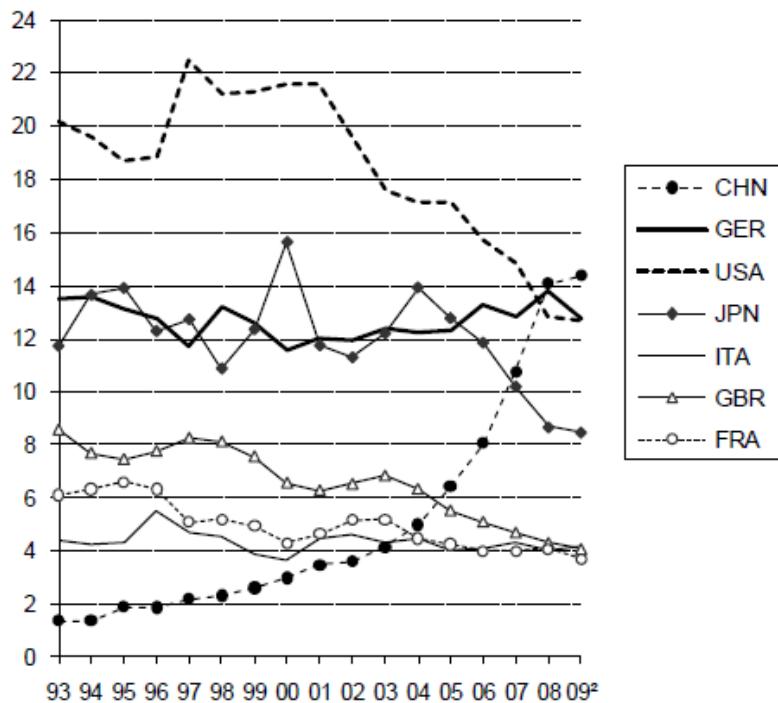
1) Anteil der Ausfuhren eines Landes an den Weltausfuhren in %.

2) Weltausfuhren geschätzt.

Quelle: OECD, ITCS – International Trade By Commodities, Rev. 3 (versch. Jgge.). – COMTRADE-Datenbank. – Berechnungen des NIW.

Mit dem produktionswirtschaftlichen Ansatz des NIW wurden auch die Welthandelsanteile bei potenziellen Klimaschutzgütern ermittelt. Hier war Deutschland 2009 mit einem Welthandelsanteil von 12,8% zweitgrößter Exporteur von Klimaschutzgütern hinter China (14,4%), das seit 2008 die USA von der Spitzenposition verdrängt hat. Die USA hatten seit Beginn des neuen Jahrtausends einen eklatanten Verlust an Weltmarktanteilen bei Klimaschutzgütern zu verzeichnen, Japan in etwas geringerem Ausmaß seit 2004, wogegen China in den letzten Jahren eine äußerst positive, dynamische Entwicklung durchlief (vgl. Abbildung 5.2) (BMU und UBA, 2011).

Abbildung 5.2: Welthandelsanteile der Anbieter von potenziellen Klimaschutzgütern (Anteil der Ausfuhren eines Landes an den Weltausfuhren in%)



1) Anteil der Ausfuhren eines Landes an den Weltausfuhren in %.

2) Weltausfuhren geschätzt.

Quelle: OECD, ITCS – International Trade By Commodities, Rev. 3 (versch. Jgge.). – COMTRADE-Datenbank. – Berechnungen des NIW.

Der produktionswirtschaftliche Ansatz basiert auf amtlichen statistischen Daten zu Produktion, Exporten und Importen, die nach einer selbstgewählten Systematik ausgewertet wird, die in diesem Fall auf Listen von Gütern beruht, die ihrer Art nach dem Umweltschutz bzw. dem Klimaschutz dienen können (Edler et al., 2009). Dieses Vorgehen wird deshalb auch als potenzialorientierter Ansatz bezeichnet. Es beruht ursprünglich auf einer Kombination von Listen von auf dem Umweltmarkt aktiven Unternehmen mit der Produktionsstatistik, um zu ermitteln welche Güter(gruppen) von diesen Unternehmen vorrangig produziert werden. Grundlage der NIW-Untersuchungen zum internationalen Handel mit Umweltschutzgütern sind hierbei Güterlisten des Statistischen Bundesamtes zu Gütern des „klassischen“ Umweltschutzes (Abfall/Recycling, Gewässerschutz/ Abwasserbehandlung, Luftreinhaltung, Lärmdämmung sowie Mess-, Steuer- und Regelungstechnik) und des Fraunhofer ISI zu Klimaschutzgütern. Diese liegen in der Nomenklatur der Produktions- bzw. der Außenhandelsstatistik vor und können zur differenzierten Auswertung dieser amtlichen Statistiken verwendet werden<sup>196</sup>. Der Ansatz ist grundsätzlich sowohl für die deutschen Exporte mit potenziellen Umweltschutzgütern als auch für die entsprechenden Importe anwendbar. Allerdings trägt dieser Ansatz aus verschiedenen Gründen nur wenig dazu bei, das tatsächlich realisierte Volumen des Auslandsumsatzes der deutschen Umweltenschwirtschaft und

<sup>196</sup> Dieser Ansatz ist nicht nur von NIW in zahlreichen Analysen zur technologischen Leistungsfähigkeit der deutschen Umweltenschwirtschaft im internationalen Vergleich verwendet worden, sondern z.B. auch in Studien von ECOTEC (2002) oder der Ernst & Young (2006), die auch Indikatoren zum Welthandel analysieren – allerdings mit sehr verkürzten Güterlisten (vgl. z.B. Ernst & Young (2006) S. 70f). Analysen zum Welthandel in DIW/Fraunhofer ISI/Roland Berger (2007) beruhen ebenfalls auf dem NIW-Ansatz.

dessen sektorale Struktur zu ermitteln. Neben der Nichtberücksichtigung von umweltrelevanten Dienstleistungen und der weitgehenden Untererfassung von integrierten Technologien und des produktintegrierten Umweltschutzes, ist dies vor allem auf die „dual-use“- oder „multi-purpose“-Problematik zurückzuführen. Eindeutig dem Umweltschutz zuzuordnen ist nämlich nur ein Teil der mit dem Potenzialansatz erfassten Güter. Zu einem anderen Teil können die Güter ihrer Art nach zwar Umweltschutzzwecken dienen, genauso gut aber auch andere Funktionen erfüllen, d.h. es ist unklar, welcher Anteil des ermittelten Außenhandels mit potenziellen Umweltschutzgütern tatsächlich mit dieser Funktion eingesetzt wird: Reale Export- und Importvolumen an Umweltschutz- und Klimaschutzgütern werden deshalb massiv überschätzt, wenn nicht die tatsächliche „Ausschöpfung“ des Potenzials kontrolliert werden kann, was derzeit nicht der Fall ist. Aktuelle und valide Informationen zu den Ausschöpfungsquoten bei Produktion und Außenhandel sind nicht verfügbar. Allgemeine Schätzungen, die von einer Ausschöpfungsquote bei der Produktion von 35 bis 40% ausgehen, beruhen auf Ergebnissen, die auf die 90er Jahre zurückgehen (Gehrke, Legler und Schasse, 1995).

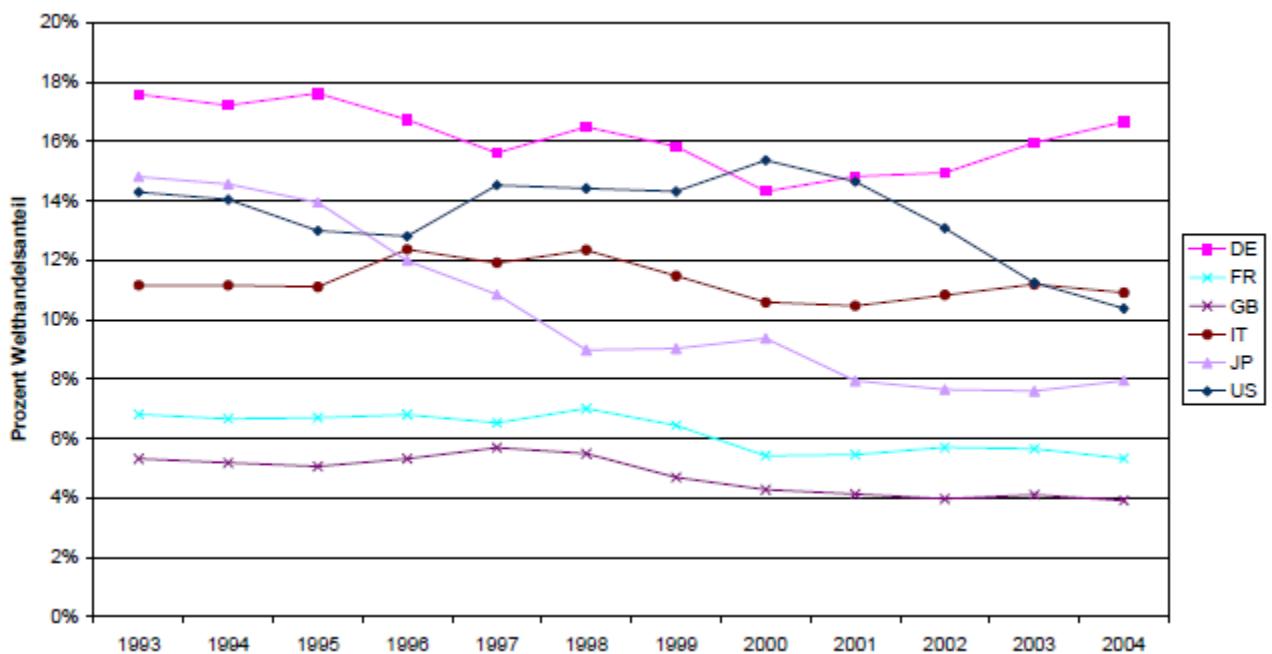
#### **5.2.4 Von Welthandelsanteilen zu Spezialisierungskennziffern**

Ungeachtet der geschilderten methodischen Unschärfen knüpft auch die gemeinsam von Fraunhofer ISI, Borderstep, Zukünftige Technologien Consulting und VDI Technologiezentrum Düsseldorf durchgeführte Studie zur Innovationsdynamik und Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands in grünen Zukunftsmärkten am produktionswirtschaftlichen Potenzialansatz an. Dabei wird darauf hingewiesen, dass bei diesem Potenzialansatz nicht die tatsächlich realisierte Anwendung für den Umweltschutz im Vordergrund steht, sondern die technologische Leistungsfähigkeit, die ihrer Art nach für umweltfreundliche Produktionsprozesse und Produkte mobilisiert werden könnte (Walz et al., 2008a). Im Bereich des Außenhandels werden somit auf Basis der UN-COMTRADE-Datenbank, die den gesamten Welthandel erfasst, die Welthandelsanteile (WHA) gebildet, das heißt die Anteile der Ausfuhren (a) der jeweiligen Länder am Welthandel insgesamt. Die prozentualen Anteile der einzelnen Länder i am Welthandel des Gutes j ergeben sich entsprechend der Formel:

$$WHA_{ij} = 100 * \left( a_{ij} / \sum_j a_{ij} \right)$$

Die folgende Abbildung 5.3 illustriert die Entwicklung der Welthandelsanteile der wichtigsten Exportländer im Handlungsfeld Energieeffizienz. Dabei zeigt sich, dass Deutschland zwischen 1993 und 2000 einen leichten Rückgang zu verzeichnen hatte, in den folgenden vier Jahren seine Position aber wieder festigen konnte, während die USA einen deutlichen Rückgang hinzunehmen hatten und Japan eine leichte Delle, wogegen die Welthandelsanteile Frankreichs, Großbritanniens und Italiens einigermaßen stabil gehalten werden konnten (ebda., 2008a).

Abbildung 5.3: Entwicklung der Welthandelsanteile der wichtigsten Exportländer im Handlungsfeld Energieeffizienz



Quelle: Walz et al. 2008a

Zusätzlich zu den Welthandelsanteilen, die die absolute Stärke eines Sektors im internationalen Vergleich beschreibt, wird eine Spezialisierungskennziffer gebildet, die angibt, welchen Stellenwert die hier interessierenden Technologien und Waren im Verhältnis zum Durchschnitt aller Technologien und Waren innerhalb des betrachteten Landes aufweisen. Fällt diese Kennziffer positiv aus, so sind die Kompetenzen des jeweiligen Landes im untersuchten Bereich überdurchschnittlich gut ausgebildet. Beim Außenhandel ist diese Kennziffer der RCA (Revealed Comparative Advantage), der neben den Ausfuhren (a) auch die Einfuhren (e) mitberücksichtigt und daher als umfassender Indikator der Außenhandelsposition gilt:

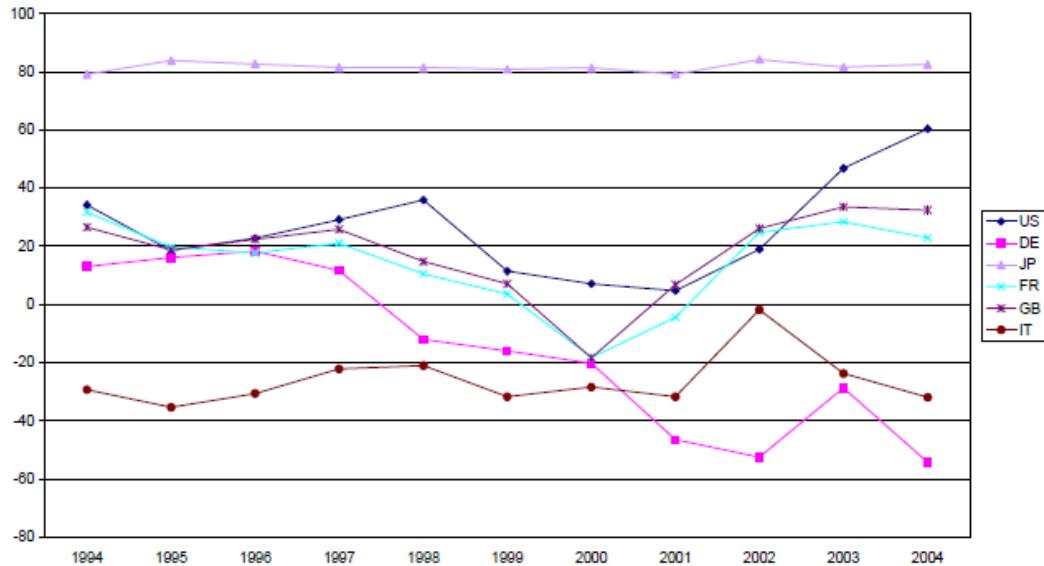
$$RCA_{ij} = 100 * \tanh \ln [ (a_{ij} / e_{ij}) / (\sum a_{ij} / \sum e_{ij}) ]$$

Positive Vorzeichen weisen auf komparative Vorteile, also auf eine starke internationale Wettbewerbsposition des betrachteten Kompetenzfeldes im jeweiligen Land hin und negative Vorzeichen auf komparative Nachteile, also eine schwache internationale Wettbewerbsposition (ebda., 2008a).

Die folgende Abbildung 5.4 zeigt die RCA-Werte verschiedener Länder für die Produktgruppe Erneuerbare Energien. Dabei variiert der deutsche RCA zwischen 1994 und 2004 von einer leicht

positiven Spezialisierung zu einer negativen Spezialisierung während Japan über die ganze Periode hinweg einen stark positiven RCA von rund 80 aufrecht hält. Bei anderen Ländern wie den USA, Frankreich und Großbritannien kehrte sich ein Trend zu negativer Spezialisierung im Zeitverlauf wieder um. Als Grund für die Entwicklung in Deutschland wird angeführt, dass der massive Nachfrageschub bei den erneuerbaren Energien insbesondere bei der Windkraft und der Photovoltaik so stark ausfiel, dass der Kapazitätsaufbau im Inland kaum Schritt halten konnte und ein erheblicher Teil der Nachfrage durch Importe gedeckt worden ist.

Abbildung 5.4: RCA-Werte der wichtigsten Exportländer für die Produktgruppe Erneuerbare Energien.



Quelle: Walz et al. 2008a.

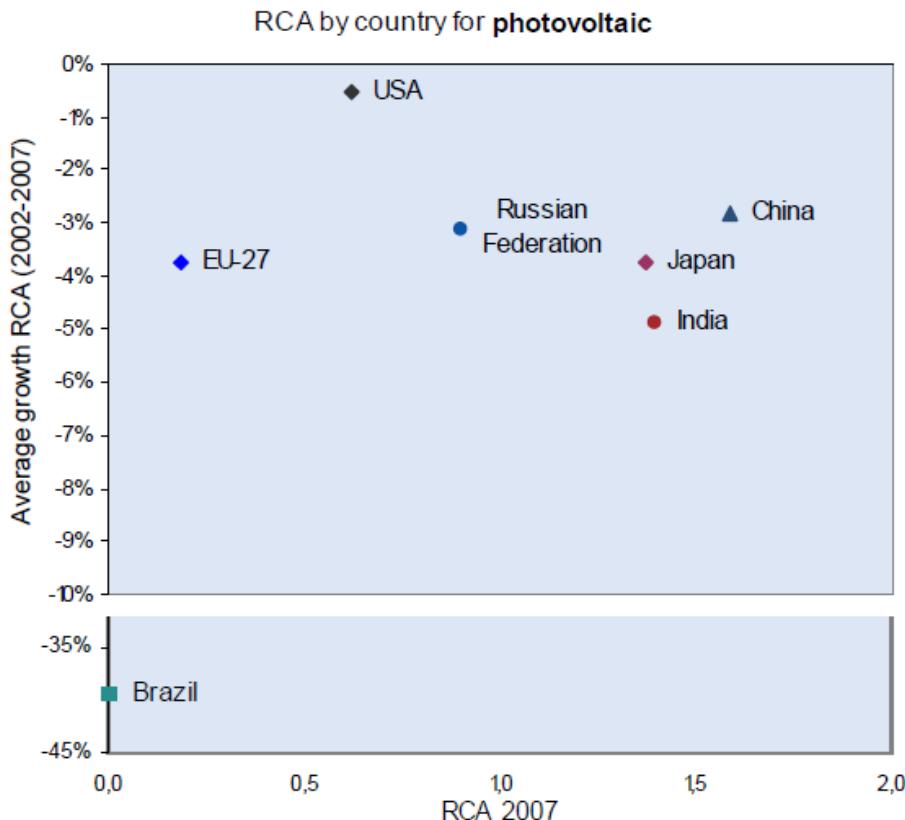
In einer Studie für die Europäische Kommission ermittelt Ecosys den RCA-Wert bei verschiedenen Umwelttechnologien für die Europäische Union im Vergleich zu Brasilien, China, Indien, Japan, Russland und den Vereinigten Staaten (ECORYS et al. 2009). Hierbei wird die Veränderung des RCA in den Jahren 2002- 2007 dem aktuellen Wert von 2007 gegenübergestellt. Daraus ergibt sich unter anderem:

- Die Europäische Union ist die einzige Weltregion mit einer Handelsspezialisierung (gemessen am RCA) in sechs von sieben untersuchten Sektoren, mit der Ausnahme der Photovoltaik, in der asiatische Länder die höchste Spezialisierung aufweisen.

Bei der Photovoltaik ist die EU eine der am wenigsten spezialisierten Regionen und der komparative Vorteil Asiens ist hier deutlich am stärksten (Vgl.

Abbildung 5.5).

Abbildung 5.5: RCA 2007 und durchschnittliche Veränderungsrate des RCA für EU-27, BRIC-Staaten, Japan und Vereinigte Staaten



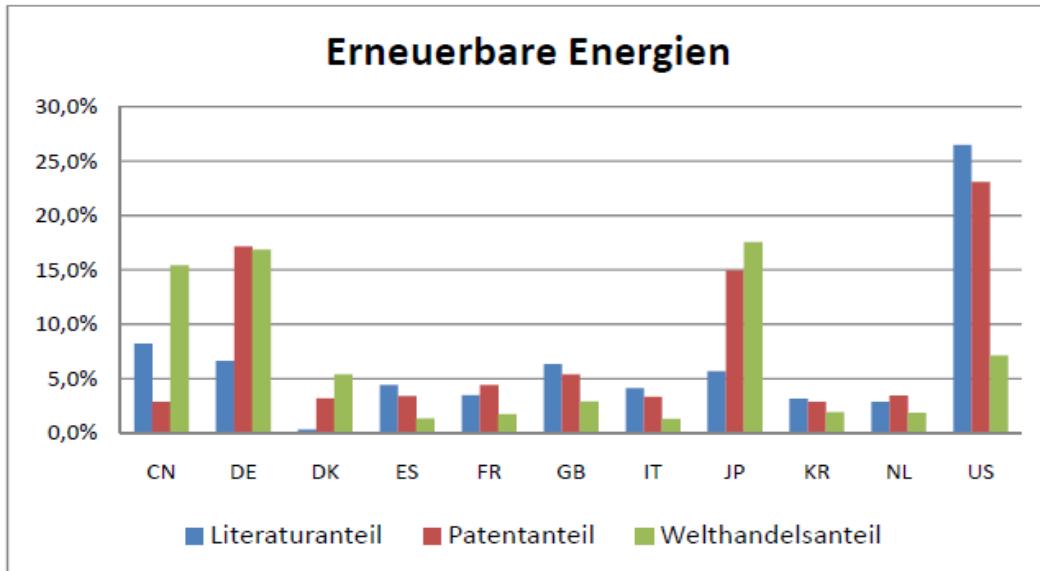
Quelle: ECORYS et al. 2009, S. 96 f.

### 5.2.5 Gegenüberstellung von Patenten und Exporttätigkeit

Zusammenhänge zwischen den Patentaktivitäten und der Exporttätigkeit in bestimmten Technologiebereichen lassen Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Forschungsaktivitäten die Wettbewerbsfähigkeit in der betrachteten Branche begünstigen. So werden in Abbildung 5.6 die Anteile einzelner Länder an den Literaturfundstellen, den Patentanmeldungen und am Welthandelsanteil verglichen. Dabei zeigt sich, dass Deutschland 2007 fast identische Anteile an den weltweiten Patentanmeldungen und am Welthandelsanteil bei Erneuerbare-Energietechnologien hatte. Für Japan übertrifft der Außenhandelsanteil den Patentanteil leicht, dies ist auch für Dänemark der Fall. Bei den anderen dargestellten kleineren Ländern überwiegen die Patentanmeldungen gegenüber den Welthandelsanteilen. Ein völlig gegensätzliches Bild bieten die USA im Vergleich zu China: Für die USA bleibt ihr Welthandelsanteil weit hinter ihren weltweit höchsten Patentanteil bei EE-Technologien zurück, für China ist es genau umgekehrt: Hier resultiert ein geringer Patentanteil in dem dritthöchsten Welthandelsanteil (nach Japan und Deutschland). Dies ist ein Indiz dafür, dass die

Exportaktivitäten Chinas wesentlich stärker auf Imitation denn auf Innovation beruhen und verdeutlicht, dass nicht nur eine Innovationsstrategie, sondern auch eine Imitationsstrategie erfolgreich sein kann.<sup>197</sup>

Abbildung 5.6: Literatur-, Patent- und Welthandelsanteil bei Erneuerbare-Energien-Technologien im Jahr 2007



Quelle: Walz/Ragnitz 2011

### 5.2.6 Weltmarktanteile bei subventioniertem Wettbewerb

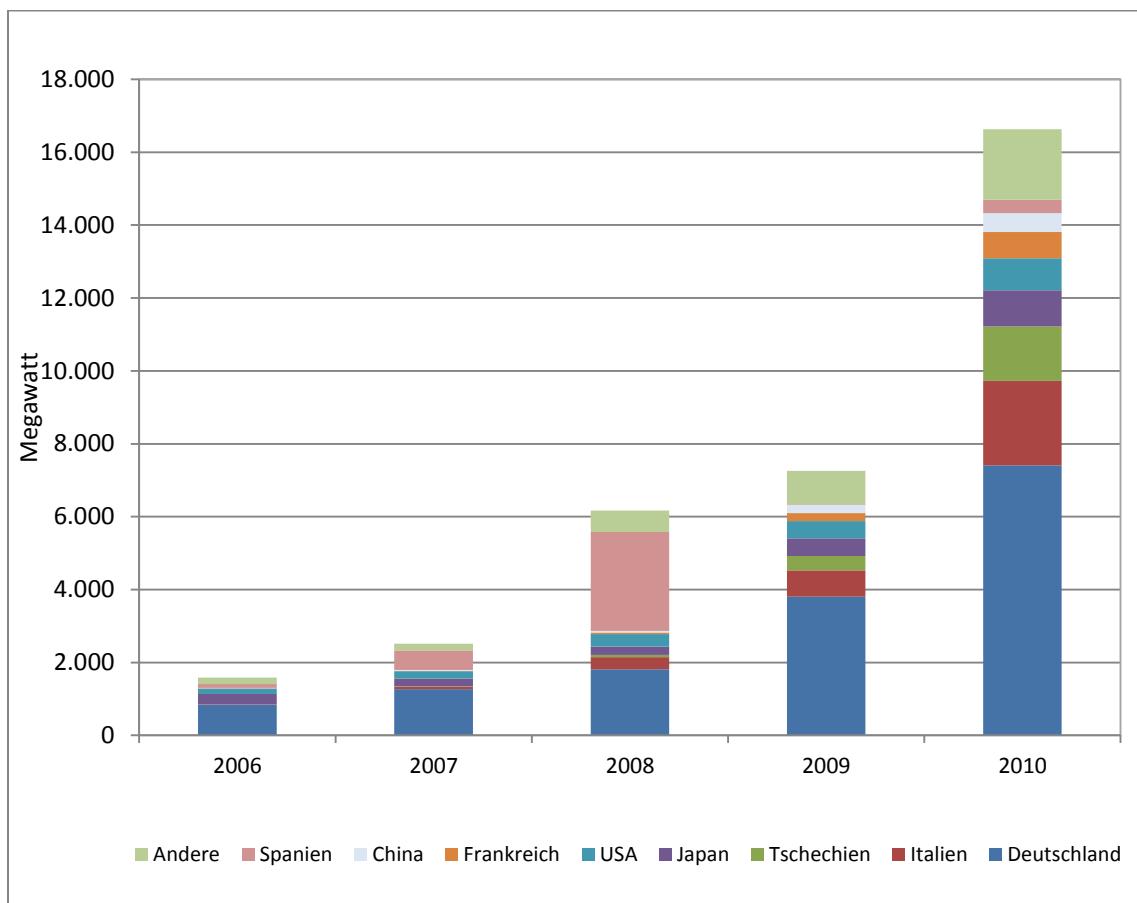
Wenn hohe Welthandelsanteile beobachtet werden, werden daraus Rückschlüsse auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit des entsprechenden Sektors gezogen. Dabei stellt sich die Frage, ob diese Wettbewerbsfähigkeit auf den Stärken der jeweiligen Branche beruht, oder ob sie durch Subventionierung hergestellt wird. Dies zeigt sich aktuell am Beispiel der Photovoltaik, in der chinesische Produzenten die Oberhand gewonnen haben, wobei China eine Exportsubventionierung vorgeworfen wird. Die Wettbewerbsverhältnisse lassen sich in diesem Fall an den schlichten Produktionszahlen darstellen. So ist China bei der Solarzellenproduktion seit 2008 weltweit führend, obwohl der Großteil der weltweiten Leistung in Europa installiert wurde, und hier wiederum v.a. in Deutschland. Bis zum Ende des Jahres 2010 wurden weltweit Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtkapazität von fast 40 Gigawatt installiert. Von diesen 40 Gigawatt (GW) Solarstromkapazität entfielen allein auf Deutschland 17 GW bzw. 43% der weltweit installierten Leistung. Mit gehörigem Abstand folgten Spanien (3,8 GW bzw. 9,6%), Japan (3,6 GW bzw. 9,1%) und Italien (3,5 GW bzw. 8,9%). Die USA verfügten über eine Photovoltaik-Kapazität von 2,5 GW (6,3%), Tschechien über knapp 2 GW (5%) und Frankreich über rund 1 GW (2,5%). China lag mit 893 Megawatt (MW) Leistung (2,2%) noch darunter. Schon in den vorangegangenen fünf Jahren war Deutschland

<sup>197</sup> Eine separate Darstellung für die Patente bzgl. der Entwicklung bei erneuerbaren Energien im Zeitablauf und im Ländervergleich nach der OECD/EPO-Datenbank findet sich bereits in Kapitel 2.1.4.3. Auch hier zeigt sich die dominante Stellung der USA bei Erfindungen.

hinsichtlich der jährlich neu installierten Leistung durchgängig führend. Im Jahr 2010 wurde mit einem Ausbau der Kapazitäten um 7,4 GW allein in Deutschland mehr zugebaut als noch in 2009 weltweit (7,3 GW). Es folgte Italien mit einer Neuinstallation von 2,3 GW in 2010 nach 0,7 GW in 2009 und Tschechien, das den Ausbau der Photovoltaik mit 1,5 GW nach nur 0,4 GW in 2009 erheblich forcierte. Japan und die USA, die noch 2006 und 2007 an zweiter bzw. dritter Stelle lagen, fielen 2010 mit knapp 1 GW bzw. 0,9 GW hinter die genannten Länder zurück. Gleichzeitig investierte auch Frankreich mit 0,7 GW deutlich stärker in die Photovoltaik als noch 2009 mit 0,2 GW. In Spanien dagegen brach der Markt im Jahr 2009 auf nur noch 369 MW gegenüber 2,7 GW in 2008 zusammen, nachdem wegen der ausufernden Kostenbelastung durch die Förderung des Solarstroms der jährlich geförderte Zubau auf 500 MW begrenzt wurde (vgl. Abbildung 5.7).

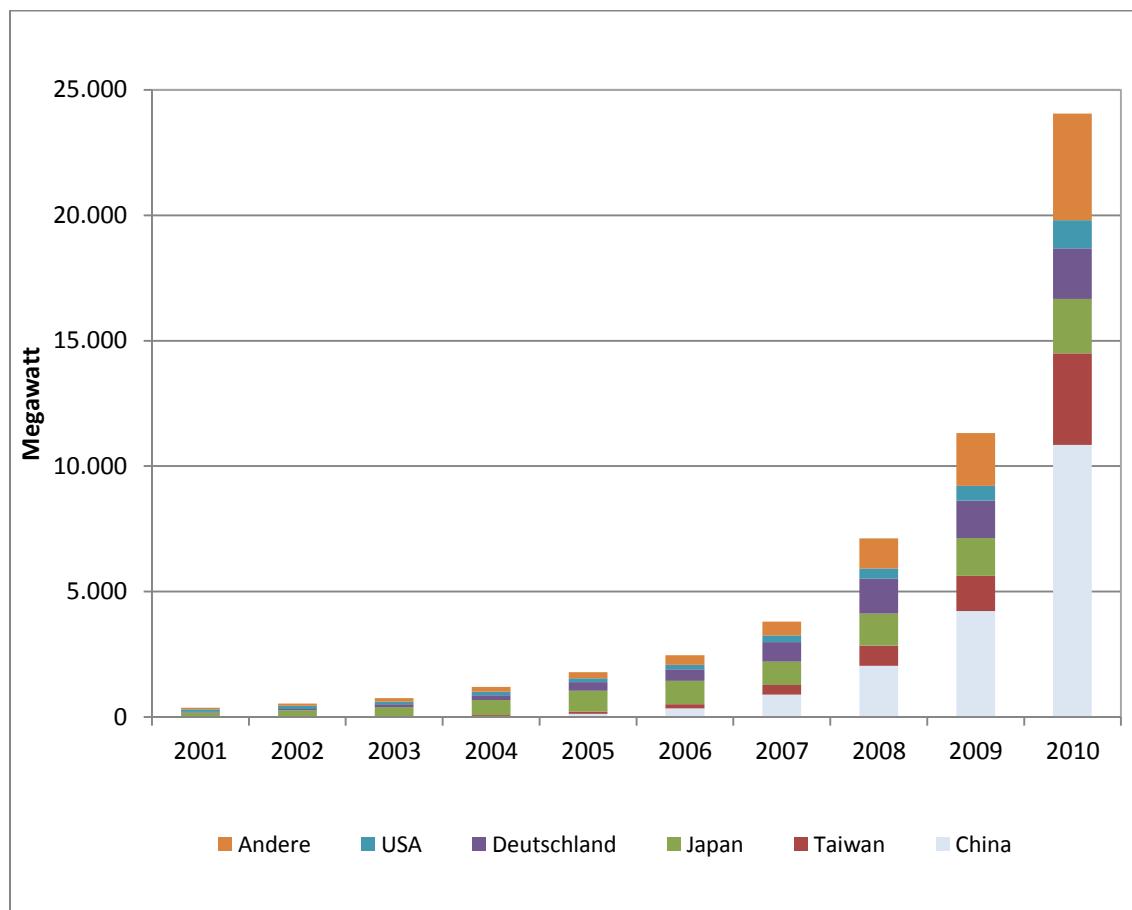
Chinesische Photovoltaikunternehmen produzierten dagegen trotz der geringen Nutzung im eigenen Land schon in 2008 Solarzellen mit einer Gesamtleistung von 2 GW, gefolgt von deutschen Herstellern mit einer Produktion von 1,4 GW und japanischen Unternehmen mit 1,3 GW. In 2009 verdoppelte sich die chinesische Produktion auf 4,2 GW, die deutsche und japanische Produktion nahm dagegen nur geringfügig auf jeweils rund 1,5 GW zu, taiwanische Hersteller kamen dem mit 1,4 GW schon sehr nahe. 2010 schließlich nahm sowohl die chinesische als auch die taiwanesische Produktion um den Faktor 2,5 zu und erreichte Spitzenwerte von 10,9 GW bzw. 3,6 GW, weit vor Japan mit 2,1 GW und Deutschland mit 2,0 GW. Doch auch US-amerikanische Hersteller verdoppelten fast ihre Produktion auf 1,1 GW gegenüber 580 MW in 2009 (vgl. Abbildung 5.8). Die größte Diskrepanz zwischen Herstellung und Eigennutzung besteht damit in China: Dort ist die Produktion von Solarzellen zwanzigmal höher als die Installation von Photovoltaikanlagen im eigenen Land. Auch in Japan ist es noch über das Doppelte, in den USA dagegen liegt die Produktion nur um 30% über der Kapazitätserweiterung. In Deutschland wurden dagegen in 2010 nur 27% der neu installierten Leistung im eigenen Land hergestellt. 2009 waren es immerhin noch 39% und 2008 sogar 78%. Die Ursache für diese Diskrepanz liegt darin, dass die Produktionskapazitäten in Europa nicht mehr mit der durch Einspeisevergütungen subventionierten Nachfrage mithalten konnten (wie schon in der Studie von Walz et al. thematisiert wurde) und darüber hinaus aufgrund der hohen Nachfrage v.a. außereuropäische Konkurrenten aufgrund des Wirksamwerdens erheblicher Skaleneffekte wesentlich kostengünstiger produzieren konnten als die europäischen Unternehmen (Wackerbauer und Lippelt, 2012a).

Abbildung 5.7: Jährlich installierte Photovoltaik-Kapazität nach Ländern



Quelle: Earth Policy Institute

Abbildung 5.8: Jährliche Photovoltaik-Produktion nach Ländern

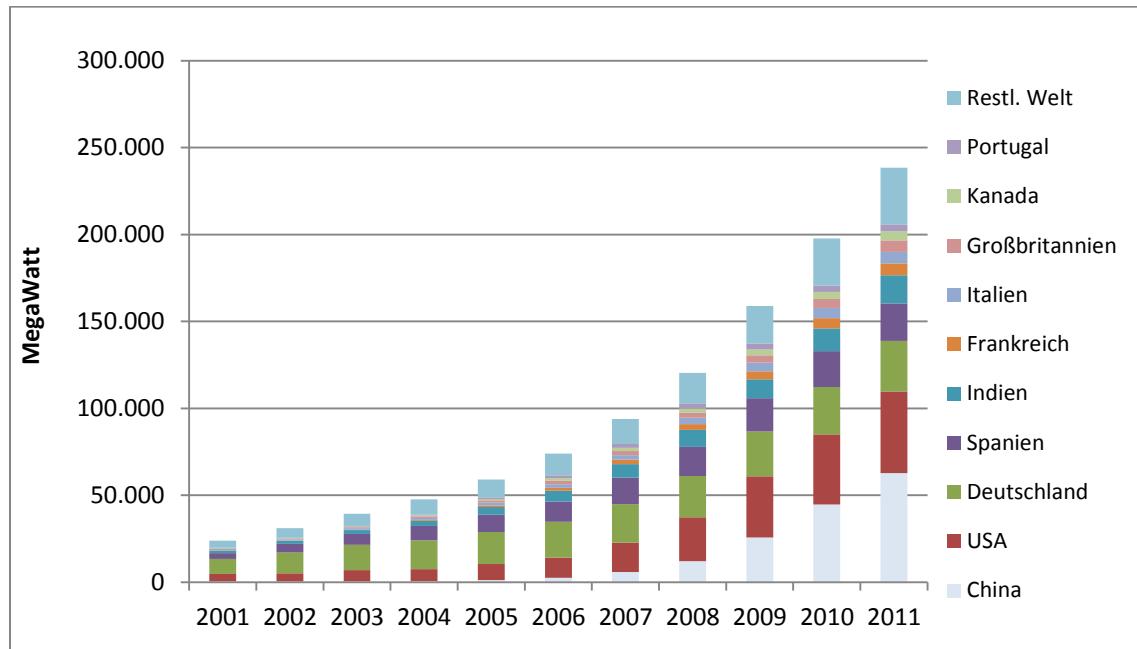


Quelle: Earth Policy Institute

Etwa anders verhält es sich bei der Windenergie. Hier liegt China nicht nur an der Spitze der weltweiten Produktion, sondern auch an der Spitze der weltweit installierten Kapazitäten und ist daher weiterhin Netto-Importeur von Windkraftanlagen (Wackerbauer und Lippelt, 2012b). Zwischen 2001 und 2011 hat sich die weltweit installierte Windkraft-Kapazität von 23,9 Gigawatt (GW) auf 238,4 GW in etwa verzehnfacht. Dabei war Deutschland 2001 noch das führende Windenergieland mit 8,8 GW installierter Leistung (36,6% der weltweiten Leistung), gefolgt von den Vereinigten Staaten (4,3 GW), Spanien (3,3 GW), Indien (1,5 GW) und Italien (0,7 GW). Doch ab der Mitte des Jahrzehnts startete China eine spektakuläre Aufholjagd und schob sich bis 2011 endgültig an die Spitze der globalen Windenergiekapazität (vgl. Abbildung 5.9). Jetzt liegt das Land der Mitte mit 62,7 GW installierter Leistung weltweit an erster Stelle, die Vereinigten Staaten halten mit 46,9 GW weiterhin Platz 2 und Deutschland ist mit 29,1 GW auf den dritten Platz abgerutscht, gefolgt von Spanien (21,7 GW) und Indien (16,1 GW). Damit wurde in China die gesamte Windkraftkapazität gegenüber 0,4 GW in 2001 um den Faktor 155 erhöht. In den USA und Indien verelfachte sich die Windenergie-Leistung, in Italien verzehnfachte sie sich annähernd auf 6,7 GW, in Spanien wuchs sie um den Faktor 6,5 und in Deutschland verdreifachte sie sich. Hohe Zuwachsrate von einem niedrigen Ausgangsniveau aus konnten Frankreich mit einer Erhöhung um den Faktor 73 (von 0,7 GW auf 6,8 GW), Portugal mit einem Faktor von 31 (von 130 MW auf 4,1 GW), Kanada mit einem Faktor von 26,5 (von 0,2 GW auf 5,3 GW) und Großbritannien mit knapp einer Vervierzehnfachung der Kapazität (von 474 MW auf 6,5 GW) verzeichnen. Für die restliche Welt ist zwischen 2001 und 2011 eine

Verachtung der Kapazität von 4,1 GW auf 32,4 GW festzustellen. Während auf Deutschland also 2001 noch über ein Drittel (36,6%) der weltweiten Leistung entfiel, weitere 17,9% auf die USA und 14,0% auf Spanien, hat nunmehr China mit 26,3% den weltweit höchsten Anteil gegenüber nur 1,7% Anteil in 2001, gefolgt von den USA mit 19,7%, Deutschland mit 12,2% und Spanien mit 9,1%. Indien konnte seinen Anteil zwischen 2001 und 2011 mit 6,1% bzw. 6,7% in etwa stabil halten.

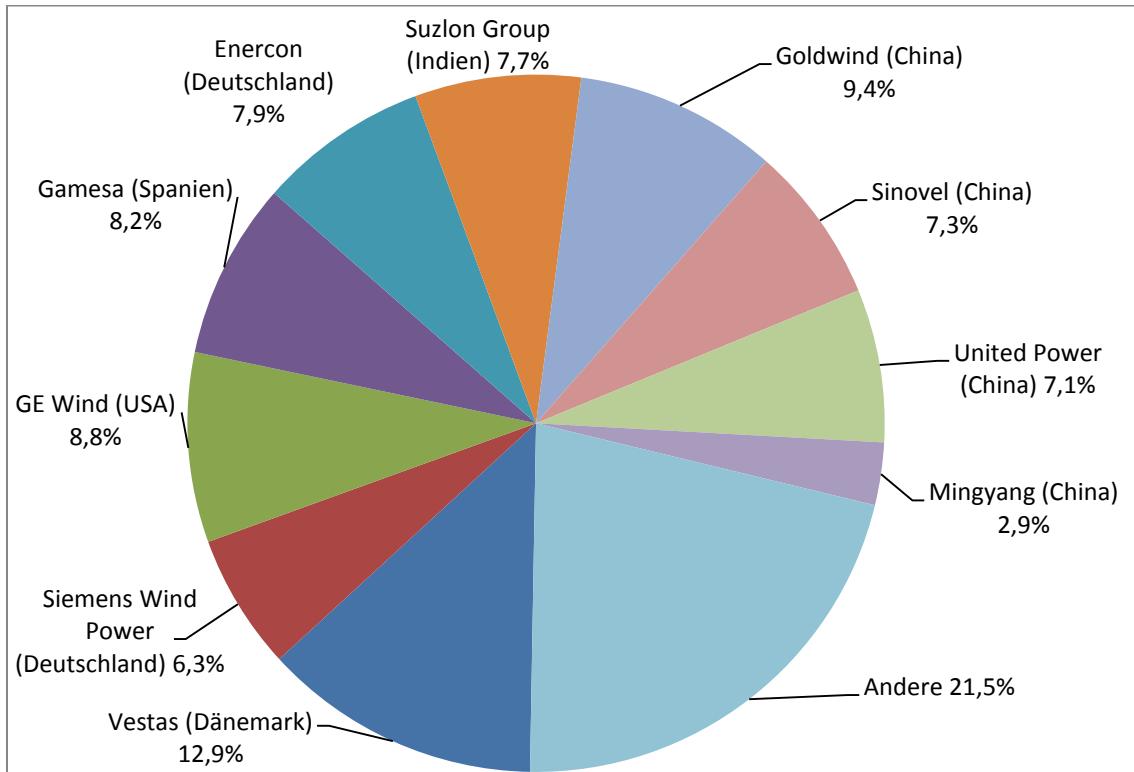
Abbildung 5.9: Weltweit installierte Windkraft-Kapazität nach Ländern



Quelle: Earth Policy Institute 2012

Nachdem die Windenergie anfänglich vor allem in Europa und in den Vereinigten Staaten entwickelt wurde, gewinnen nun zunehmend asiatische Hersteller von Windkraftanlagen gegenüber europäischen und US-amerikanischen Firmen an Gewicht. Der Weltmarktführer der Windanlagenbauer ist zwar nach wie vor Vestas aus Dänemark mit einem Anteil von 12,9% an der globalen Produktion von Windkraftanlagen (über 40 GW in 2011). Doch schon an zweiter Stelle folgt Goldwind, China mit einem Weltmarktanteil von 9,4% An dritter Stelle steht General Electric Wind, USA, mit 8,8% Weltmarktanteil, gefolgt von Gamesa, Spanien (8,2%) Enercon, Deutschland (7,9%) und der indischen Suzlon Group mit 7,7% Weltmarktanteil. Auf den beiden folgenden Plätzen befinden sich wiederum chinesische Windanlagenbauer: Sinovel mit 7,3% und United Power mit 7,1%. Danach folgen Siemens mit 6,3% und Mingyang (China) mit 2,9% Weltmarktanteil (vgl. Abbildung 5.10). Auf die chinesischen Anbieter entfällt damit zusammen genommen über ein Viertel (26,7%) der weltweiten Herstellung von Windkraftanlagen. Im Jahr 2008 waren es noch 11%, wogegen die dänische Vestas als weltweit größter Anbieter noch über einen Marktanteil von 28% verfügte. Das Land der Mitte ist damit bei der Windenergie ähnlich wie bei der Photovoltaik zum global dominierenden Hersteller geworden, nur mit dem Unterschied, dass ganz im Gegenteil zur Photovoltaik die Produktion (rund 10 GW in 2011) noch deutlich hinter dem Zubau im Inland (18 GW in 2011) zurückbleibt.

Abbildung 5.10: Weltmarktanteile der weltweit größten Windturbinen-Hersteller 2011



Quelle: Renewable Energy Policy Network for the 21st century 2012

### 5.2.7 Möglichkeiten der Exportförderung für Klimaschutztechnologien

Grundsätzlich versuchen nationale Regierungen die Handelsströme bei Klimaschutztechnologien zu beeinflussen, um heimische Hersteller auf den internationalen Märkten zu stärken. Dies kann durch Handelsbarrieren für die Importe von Klimaschutztechnologien geschehen oder durch die Exportförderung für inländische Produzenten (Jordan-Korte, 2011). Während Handelsbarrieren nicht marktkonform sind und internationalen Handelsabkommen zuwiderlaufen, kann Exportförderung als marktkonform betrachtet werden, wenn sie sich auf die Beseitigung von Exporthemmnissen konzentriert. Auf dem Inlandsmarkt stellen v.a. unzureichende Exportkreditversicherungen, unzureichende Informationen über Finanzierungsmöglichkeiten und unzureichende Informationen über Auslandsmärkte die bedeutendsten Hemmnisse dar. Auf den Auslandsmärkten können Hemmnisse in Gestalt von komplexen bürokratischen Regulierungen, mangelnder Förderung erneuerbarer Energien und Know-how-Defizite in Bezug auf EE-Technologien auftreten. Die Exportförderung in Deutschland versucht, Handelshemmnisse über drei Kanäle entgegenzutreten: über die deutschen Außenhandelskammern, über die deutschen Botschaften und über die Bundesagentur für Außenwirtschaft – vormals Bundesstelle für Außenhandelsinformation (bfai) bzw. jetzt: Germany Trade and Invest GmbH (GTAI). Speziell für den Bereich der Erneuerbaren Energien wurde 2002 eine Exportinitiative geschaffen, die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie verwaltet und durch die deutsche Energie Agentur (dena) koordiniert wird (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2012).

Die Exportinitiative hat folgende drei Aufgabenschwerpunkte:<sup>198</sup>

1. Netzwerkbildung und Koordination: Die Exportinitiative koordiniert ein Netzwerk von Entscheidungsträgern aus Politik, öffentlichen Institutionen und Wirtschaftsvertretern. Es dient der Bildung strategischer Ansätze, erschließt Synergien und bietet wertvolle Kontakte, Informationen sowie Lösungsansätze in Problemfeldern.
2. Export-Know-how für deutsche Unternehmen: Die Exportinitiative informiert über die aktuellen branchenspezifischen Potenziale und Rahmenbedingungen in ausländischen Zielmärkten durch Bereitstellung von Länderprofilen, dem dena-Marktinformationssystem (Exporthandbücher und Praxisreports) sowie Durchführung von Fachveranstaltungen, bei dem Expertenwissen aus erster Hand in Form von Informationsveranstaltungen zu Zielmärkten sowie über aktuelle Entwicklungen für spezifische Technologien in bestimmten Märkten vermittelt wird. Die Kontaktanbahnung wird gepflegt durch den Empfang internationaler Delegationen, d.h. Besuche von Unternehmen und politischen Entscheidungsträgern aus dem Ausland. Sie bieten der Branche die Möglichkeit, ihr spezifisches Know-how zu präsentieren und unmittelbar Kooperationen einzugehen.
3. Auslandsmarketing mit „renewables – Made in Germany“: Unter diesem Label bietet die Exportinitiative deutschen Unternehmen der EE-Branche eine werbewirksame Plattform zur Erschließung relevanter Auslandsmärkte. Ein Export-Marketingpaket bestehend aus Internetportal, gedrucktem Katalog und CD-Rom, eine Technologieausstellung sowie ein Imagefilm informieren über verschiedene Technologien und präsentieren deutsche Anbieter, Projekte und Produkte.

In Ergänzung zur Exportinitiative die KfW Bankengruppe Exportfinanzierungen für weltweite Projekte in den Bereichen Windenergie, Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie und Solarenergie zu günstigen Zinssätzen und Kreditlaufzeiten. Ergänzend werden Exportkreditversicherungen in Kooperation mit der Euler-Hermes Kredit Versicherung, der offiziellen deutschen Exportversicherungsagentur, bereitgestellt.

### **5.2.8 Zusammenfassung und abschließende Bemerkungen**

Die verschiedenen Ansätze zur Messung der Außenhandelsposition Deutschland bei Umwelt- und Klimaschutzgütern attestieren der deutschen Umweltwirtschaft eine hohe Wettbewerbsfähigkeit in diesem Technologiebereich. Die Gegenüberstellung von Patentstatistiken und Außenhandelskennziffern lassen für Deutschland und andere Industrieländer den Schluss zu, dass hohe Weltmarktanteile mit einer hohen FuE-Aktivität einhergehen. Die große Ausnahme bildet allerdings China, das als einziges Land in den vergangenen Jahren hohe Zuwachsraten bei den Weltmarktanteilen in Umwelt- und Klimaschutztechnologien verzeichneten konnte und gleichzeitig geringe Patentaktivitäten aufweist. Daran zeigt sich, dass eine erfolgreiche Exportstrategie auch auf Produktimitation beruhen kann, wenn andere Länder bereits die erforderlichen Innovationsanstrengungen geleistet haben.

Abschließend zu diesem Abschnitt über die internationale Wettbewerbsfähigkeit soll aber auch darauf hingewiesen werden, dass Exportüberschüsse per se keinen Wert an sich darstellen, sondern nur dann volkswirtschaftlich sinnvoll sind, wenn sie im Sinne der internationalen Arbeitsteilung die Güterversorgung des Inlandes durch Nutzung der komparativen Vorteile der Handelspartner

---

<sup>198</sup> Vgl. Internetfundstelle <http://www.exportinitiative.de/>

verbessern. Dies ist z.B. dann nicht gewährleistet, wenn Exportüberschüsse auf einer Unterbewertung der eigenen Währung beruhen oder wenn, wie es während der Weltfinanzkrise der Fall war, ein Land Exportgüter gegen Wertpapiere mit fraglicher Bonität eintauscht. Für das einzelne Exportunternehmen mag dies positive Auswirkungen auf seinen Umsatz haben, gesamtwirtschaftlich entsteht dann jedoch ein Wohlfahrtsverlust.

Umso verwunderlicher scheint es daher zu sein, dass gerade von Seiten ökologisch orientierter Kreise und Institutionen die Exporttätigkeit bei Umwelt- und Klimaschutzgütern als Argument für die Bedeutung der heimischen Umweltwirtschaft so hoch gehängt wird. Zieht doch der internationale Handel wiederum Umweltprobleme durch erhöhte Verkehrsströme und Emissionen sowie Landschafts- und Naturverbrauch nach sich. Erklärbar ist dies wohl nur als eine Abwehrstrategie gegenüber reinen Wirtschaftsinteressen. Diese Strategie zielt darauf ab, die Zielsetzungen des Umwelt- und Klimaschutzes mit dem Hinweis auf positive ökonomische Begleiterscheinungen noch stärker zu legitimieren und zu untermauern. Deutlich wird diese Motivation gerade auch in Bezug auf die gerne ins Feld geführten positiven Beschäftigungseffekte des Umweltschutzes. Dabei wird schon an Hand theoretischer Überlegungen klar, dass ein Strukturwandel zu umweltfreundlicheren Produktionsweisen unter sonst gleichen makroökonomischen Rahmenbedingungen nur zu geringen Netto-Beschäftigungswirkungen führen kann. Denn wenn sich an den Rahmenbedingungen, die durch die Fiskalpolitik, die Geldpolitik und die Lohnpolitik gesetzt werden, im Vergleich zu einer eher umweltschädlichen Produktionsstruktur nichts ändert (und dies ist notwendig, um die Wirkungen des Strukturwandels isolieren zu können, da die Effekte sonst eher den genannten Politikbereichen zuzurechnen wären als der Umweltpolitik), so kann sich bei einem unveränderten Leistungsbilanzsaldo die Beschäftigung im Inland nur dann erhöhen, wenn die umweltfreundlichen Verfahren arbeitsintensiver sind als die konventionellen Alternativen und das Lohnniveau in den Gewinnerbranchen niedriger liegt als in den Verliererbranchen, was auch tatsächlich der Fall ist, wie es bereits Ende der 1990er Jahre nachgewiesen wurde (Wackerbauer, 1999).

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass Exportüberschüsse und eine hohe internationale Wettbewerbsfähigkeit bei Umwelt- und Klimaschutzgütern nicht nur der Kompensation von Nachfragerückgängen auf einigen Marktsegmenten des inländischen Umweltschutzmarktes dienen, sondern dass der Strukturwandel zu einer „Green Economy“ durch einschlägige Exporterfolge flankiert werden muss, um deutliche Netto-Beschäftigungsziele zu erreichen und die Akzeptanz der Umwelt- und Klimaschutzpolitik zu erhöhen. Ob diese immer gelingen, kann an dieser Stelle jedoch nicht abschließend beurteilt werden.

### **5.3 Einzelne Aspekte des (vorwiegend) nicht-marktgebundenen internationalen Technologietransfers bei Energietechnologien**

#### **5.3.1 Patentstudien**

In der neueren Patentliteratur, in der die Mehrfachanmeldung von Patenten und die Häufigkeit von Zitationen bestimmter Patente als Maß für die Verbreitung von Wissen genutzt wird, werden eindeutige Verbreitungseffekte des technischen Fortschritts im Energiebereich nachgewiesen.

Dechezleprêtre et al. (2011) zeigen für 13 klimarelevante Technologieklassen, dass im Zeitraum von 1978 bis 2005 die Patentanmeldungen für saubere Energietechnologien hauptsächlich (ca. 60%) aus Japan, Deutschland und den USA stammen. Allerdings patentieren auch China, Südkorea und Russland in zunehmendem Maße. Bis zum Jahre 1990 werden die Patentanmeldungen hauptsächlich

durch die Energiepreise getrieben, seitdem spielt auch die Umwelt- und Klimapolitik eine wichtigere Rolle. Die Quote der Mehrfachanmeldungen in mindestens zwei Ländern beträgt dabei 25%. Diese Wissenstransfers finden dabei aber zu 75% in andere entwickelte Länder statt. Für den Wissenstransfer zwischen entwickelten und nicht-entwickelten Ländern („Nord-Süd“) wird aber ein zunehmendes Potenzial gesehen. Dies gilt auch für den Wissenstransfer zwischen nicht-entwickelten Ländern („Süd-Süd“), insbesondere weil die Technologien besser an die jeweiligen Bedürfnisse angepasst sein könnten. Mit der Analyse kann allerdings nicht genau gezeigt werden, welche Politikmaßnahmen den Wissenstransfer begünstigen.

Zu ähnlichen Ergebnissen gelangen Braun, Schmidt-Ehmcke und Zloczysti (2010), die ebenfalls in einer Patentanalyse für 21 OECD-Länder im Zeitraum 1978 bis 2004 untersuchen, wie Innovationen im Wind- und Solarenergiebereich entstehen. Für Innovationen in beiden Zweigen der erneuerbaren Energien wird Wissen aus der jeweils eigenen Branche absorbiert. Zudem reagieren Windinnovationen – anders als Solarinnovationen – auch auf intersektorale Spill-over. Dieses wird auch durch frühere Fallstudienergebnisse belegt (Ragnitz et al., 2009). Gemäß Braun, Schmidt-Ehmcke und Zloczysti (2010) sind die Wissens-Spillover-Effekte jedoch vorwiegend nationale Phänomene, internationale Spillover-Effekte sind zu vernachlässigen. Für „late movers“ ohne eigene Wissensbasis zu erneuerbaren Energietechnologien wird es daher schwer sein, von ungebundenem Technologietransfer zu profitieren und die Position der technologisch führenden Länder zu erreichen, auch wenn in Ländern wie China, Indien und Südafrika die Patentanmeldungen von klimarelevanten Technologien ebenfalls ansteigen (vgl. Hascic et al., 2010).<sup>199</sup>

Verdolini and Galeotti (2011), die Energietechnologien für 17 Länder zwischen 1979-1998 untersuchen, kommen allerdings zu dem Ergebnis, dass eine Erhöhung der Wissensbasis im Ausland die Wahrscheinlichkeit von neuen (patentierten) Innovationen im Inland deutlich verbessern kann. Für die bisher technologisch führenden Länder ist die Wirkung der Erhöhung der ausländischen Wissensbasis vergleichbar mit der Wirkung der Erhöhung der heimischen Wissensbasis. Für die weniger innovativen Länder ist die Bedeutung des ausländischen Wissens dagegen viel größer als die des inländischen Wissens. Wichtig für den ungebundenen Technologietransfer sind darüber hinaus die geographische Nähe und die „technologische Ähnlichkeit“ der Länder.

Im Luftreinhaltebereich, einem klassischen Umweltbereich, gelangen Rave, Götzke, Triebwetter (2012) sowie Triebwetter und Rave (2012) in einer ökonometrischen Auswertung von Patentzitationen sowie in einer Fallstudie zur NOx-Gesetzgebung in der Glasindustrie zu dem Ergebnis, dass umweltrelevantes Wissen in Form von Patentanmeldungen als verzögerte Reaktion auf nationale Umweltstandards interpretiert werden kann. Die internationale NO<sub>x</sub>-Gesetzgebung hat vor allem auf das Patentanmeldeverhalten spezialisierter Glasöfenhersteller einen maßgeblichen Einfluss. Diese Firmen exportieren weltweit und gewinnen Marktanteile im Ausland, wenn dort die Umweltpolitik strenger wird. Die Analyse von Patentzitationsflüssen bestätigt auch für den Umweltbereich die obigen Ergebnisse des Themenfeldes erneuerbare Energien, dass vor allem nationales Wissen benutzt wird und Wissensflüsse vor allem zwischen entwickelten Ländern stattfinden.

Auch wenn die bisherigen Ergebnisse aus der Literatur noch uneinheitlich sind, ist es zumindest naheliegend, dass der ungebundene internationale Technologietransfer voraussetzungsvoll ist und internationale Spillover-Effekte gering sein können. Damit könnte es zu kostspieligen

---

<sup>199</sup> Allerdings spielen auch die (in der Studie nicht untersuchten) Produktionsbedingungen in den jeweiligen Ländern eine wichtige Rolle (z.B. Arbeitskosten u.ä.).

Doppelaktivitäten bei Innovationsanstrengungen von Entwicklungsländern kommen. Der Aufbau von Absorptionskapazitäten und vor allem auch eine koordinierte Forschungs- und Entwicklungsstrategie sowie der Austausch von „failure and success stories“ könnten den technischen Fortschritt in Entwicklungsländern beschleunigen (siehe folgendes Kapitel).

### **5.3.2 Rahmenbedingungen und Beispiele des internationalen Technologietransfers**

Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass eine hohe quantitative Innovationskapazität eines Landes auch zu Innovationen im Umwelt- und Energiebereich führt (Hascic et al., 2010). Im Rahmen einer Untersuchung zur Forschungs- und Technologiekompetenz für eine Nachhaltige Entwicklung in den BRICS<sup>200</sup>-Staaten ermitteln Walz et al. (2008b), dass die FuE-Intensität in den BRICS-Staaten deutlich hinter derjenigen der OECD-Länder zurückbleibt. Weitere allgemeine Rahmenbedingungen werden in Indikatoren zu Humankapital, technologischer Absorption, Innovationsfreundlichkeit und Bedeutung des Umweltschutzes abgebildet. In allen vier Kategorien besitzt Deutschland die beste Position für die Entwicklung von Innovationen, in Russland dagegen werden die allgemeinen Rahmenbedingungen am ungünstigsten eingeschätzt. Insgesamt hält Deutschland daran gemessen eine gute Ausgangsposition als potenzieller Technologielieferant für die BRICS-Staaten.

Zwar ist es laut Walz et al. (2008b) das politische Ziel in allen fünf BRICS-Ländern, die Innovationstätigkeit im Unternehmenssektor zu stärken, aber es existiert keine spezielle Innovationspolitik, die dabei auf die Reduktion des Umwelt- und Ressourcenverbrauchs ausgerichtet ist. Trotzdem haben sich laut Einschätzung von Experten in allen BRICS-Staaten bereits nationale Innovationsstärken herausgestellt. In Brasilien ist dies der Fokus auf die Nutzung erneuerbarer Energien aus Biomasse, mit Abstand gefolgt von Forschung und Entwicklung zum Gewässermanagement; in Russland soll Primärenergie effizienter gefördert werden; in Indien liegt der Schwerpunkt auf der Diffusion von dezentralen erneuerbaren Energieträgern; China will verstärkt den Ausbau erneuerbarer Energien forcieren; in Südafrika nennen die Experten Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten zu Gewässermanagement an erster Stelle. In allen Ländern, außer China, wird jedoch der Mangel an wissenschaftlichem Nachwuchs als zentrales Hemmnis für den Aufbau von Kapazitäten in der Nachhaltigkeitsforschung gesehen.

Patent- und Außenhandelsindikatoren weisen zudem darauf hin, dass die technologische Leistungsfähigkeit in den BRICS-Staaten noch sehr gering ist. Dennoch gibt es Anzeichen dafür, dass sich Diffusions- und Innovationsprozesse beschleunigen. Dies gelingt – angesichts der Bedeutung von Regulierungen für Umweltinnovationen (vgl. Kapitel 3.3) – u.a. dadurch, dass deutsche Unternehmen in ihren Niederlassungen in den BRICS-Staaten deutsche Umweltgesetze anwenden. Allerdings bestehen etliche Hemmnisse entlang der Wertschöpfungskette, wo einzelne Produkte oder Akteure für eine nachhaltige Entwicklung noch fehlen. Außerdem wirken Mentalitätsunterschiede zwischen Deutschland und den BRICS-Staaten z.B. bei der Umsetzung von Vorschriften zu Umwelt- und Qualitätsstandards noch hemmend für die Beschleunigung von Innovations- und Diffusionsprozessen.

Die in Kapitel 5.2.7 erwähnte Exportinitiative Erneuerbare Energien kann an dieser Stelle noch einmal beispielhaft aufgeführt werden. Denn sie fördert jenseits des bloßen Exports auch die Technologiekooperation zwischen Deutschland und Schwellen- und Entwicklungsländern. Sie trägt damit auch deutlich entwicklungspolitische Züge. So besteht für die Nutzung erneuerbarer Energien in vielen Entwicklungsländern ein hohes Potenzial angesichts hoher Verfügbarkeit von natürlichen

---

<sup>200</sup> BRICS steht für Brasilien, Russland, Indien, China und Südafrika.

Ressourcen, das jedoch häufig kaum genutzt wird. Eines der Hauptprobleme ist der Mangel an politischer Unterstützung kombiniert mit dem Mangel an verfügbarer lokaler Expertise in Planung, Design, Implementierung und Wartung der Technologien aus dem Bereich Erneuerbare Energie (vgl. Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, 2011).

Konkret beinhaltet die Exportinitiative das sog. Projektentwicklungsprogramm für Schwellen- und Entwicklungsländer. Dieses Programm wird von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH in enger Zusammenarbeit mit den Außenhandelskammern durchgeführt. Es ist ein junges Instrument der Exportstrategie, das 2007 mit einer Pilotmaßnahme im Senegal startete (VDI/VDE, 2010). Das Ziel des Projektentwicklungsprogramms ist es, deutsche kleine und mittelständische Unternehmen bei der Erschließung neuer Märkte in mehreren Branchen der erneuerbaren Energien in Schwellen- und Entwicklungsländern zu unterstützen. Mithilfe von der GIZ organisierten Informations-, Beratungs- und Unterstützungsleistungen findet ein Austausch zwischen relevanten Akteuren in Deutschland und in der Zielregion statt. Nach dem Start des Programms im Jahre 2007 wurde das Projektentwicklungsprogramm aufgrund der positiven Erfahrungen auf die gesamte Region Ostafrika ausgedehnt und mit einem Projektvolumen von 1,52 Mio. EUR für anderthalb Jahre ausgestattet. Ostafrika wurde u.a. deshalb ausgewählt, weil es für ein breites Spektrum der erneuerbaren Energien Anwendungsmöglichkeiten bietet und durch einen wachsenden Energiebedarf gekennzeichnet ist. Darüber hinaus existiert eine Vielzahl von weiteren Erneuerbare Energien-Initiativen, die die Zusammenarbeit zwischen Deutschland und Entwicklungsländern fördert. Diese Initiativen werden von Universitäten, Entwicklungsgesellschaften, lokalen Behörden, Nichtregierungsorganisationen und Unternehmen durchgeführt (vgl. ebda., 2011).

Vor diesem Hintergrund wurde das o.g. Projektentwicklungsprogramm (PEP) für Schwellen- und Entwicklungsländer der Exportstrategie für Erneuerbare Energien vom VDI/VDE (2010) evaluiert. Zahlreiche Unternehmen beurteilen demzufolge das Projektentwicklungsprogramm als sehr nützlich, da sich das Programm sehr schwierig zu erschließenden Märkten widmet. Neben reziproker Informations- und Kontaktanbahnung zwischen Deutschland und Ostafrika mittels Firmenbesuchen und vielfältigen business-to-business-Kontakten werden den teilnehmenden Verbänden und Unternehmen auch konkrete Projektentwicklungsmöglichkeiten zur Verfügung gestellt, z.B. zu einem Windpark in Kenia. Da in der Zielregion häufig nicht die Rahmenbedingungen gegeben sind, den Ausbau erneuerbarer Energien zu unterstützen, bietet das Projektentwicklungsprogramm auch ein Modul zu den Rahmenbedingungen und zum Umfeldmanagement. Entscheidungsträger werden in diesem Modul zu Fragen der Vergütung und zu Qualitätsstandards beraten. U.a. wurden Potenzialberechnungen zur Erzeugung von Biogas und Empfehlungen zur Tarifgestaltung bei der Verstromung von Biogas bereits ausgearbeitet. Dieses Modul wurde als Instrument der Politikberatung im Zielland von den Projektevaluatoren als besonders positiv evaluiert. Das Projektentwicklungsprogramm sollte nach Meinung der Evaluatoren auch auf größere Märkte z.B. im Rahmen der Südostasienstrategie ausgedehnt werden.

Die Erfahrungen aus dem Projektentwicklungsprogramm zeigen letztlich, dass Technologiekooperation mehr ist als die Übertragung von Technologie in ein anderes Land (Liptow, 2011). Denn nur wirtschaftlich vertretbare Ansätze versprechen langfristigen Erfolg in Schwellen- und Entwicklungsländern. Das Projektentwicklungsprogramm schafft die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für den effizienten Einsatz und die Weiterentwicklung der weitergegebenen Technologien.

## **6. Ausgewählte institutionelle und organisatorische Aspekte der Politikkoordination**

### **6.1 Einleitung und Ausgangslage**

Wie bereits im Kapitel 2.2 dargestellt und in Kapitel 4 für ausgewählte Handlungsfelder vertieft, ist es in den letzten zwei Jahrzehnten zu einer zunehmenden Verschmelzung von Energie- und Umweltpolitik in Deutschland (und Europa) gekommen. Zugleich verstärken sich die Berührungspunkte zu Innovationen und Innovationspolitik. Mit der Abkehr von einer rein (energie-)anlagenbezogenen Perspektive, dem Aufkommen des von seiner Problemstruktur anders gearteten Klimaschutzthemas und der Entscheidung für eine aktive bundesdeutsche und europäische Klimapolitik „von unten“ treten vermehrt Querschnittsaufgaben auf. Unter dem Banner der Nachhaltigen Entwicklung gilt es Umweltgesichtspunkte vermehrt in anderen Politikbereichen zu verankern (Prinzip der Umweltpolitikintegration, vgl. z.B. Jacob und Volkery, 2007). Neben fachpolitischen Aufgaben (zum Beispiel Luftreinhaltepolitik, Gewässerschutz, Abfallpolitik) hat sich durch diese zunehmende Querschnittsperspektive das Konflikt niveau zwischen Umwelt- und Energiepolitik erhöht.

Ein Kristallisierungspunkt sind in Deutschland die Konflikte zwischen Umwelt- und Wirtschaftsministerien (Vorholz, 2012). Diese Konflikte sind zwar nicht neu. So etablierte sich mit Beginn der Umweltpolitik in den 1970er Jahren eine strukturelle Rivalität zwischen ökologischen Anliegen und klassischen Wirtschaftsinteressen auch auf administrativer Ebene. Vielfach „gelöst“ wurden diese Konflikte, in dem Umweltaspekte zerlegt und „herunterkoordiniert“ wurden (z.B. Jörgens, 1996). Mit der aufkommenden Klimapolitik und vor allem einer Politik, die erneuerbare Energien und Maßnahmen der Energieeffizienz und Energieeinsparung nicht nur „nebenbei“ bzw. „zusätzlich“ fördert, sondern den Anspruch einer Transformation des Energiesystems verfolgt, erweist sich diese Konfliktlösungsstrategie als immer weniger effektiv und tragfähig. Zugleich hat sich das Konflikt niveau erhöht. Es äußert(e) sich in einer bremsenden Rolle des Wirtschafts- und einer voranpreschenden Rolle des Umweltressorts bei fast allen wichtigen energiepolitischen Maßnahmen (CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramme, Stromeinspeisungsgesetz, EEG, KWKG, ETS etc.) (vgl. zuletzt etwa Lobo, 2011). Im Ergebnis werden immer wieder Blockaden und Lähmungstendenzen beklagt. Ebenfalls zu bedenken ist, dass mit dem Aufkommen des Klimaschutzthemas und der Umgestaltung des Energiesystems auch andere Ministerien zunehmend in die interministerielle Abstimmung einbezogen werden müssen (vgl. Tabelle 6.1, die einen groben Überblick über die Zuständigkeiten und die Verflechtungen zwischen den Bundesministerien bietet). Für zusätzliche Komplexität sorgt zudem die Koordination zwischen Bund und Ländern auf politischer und administrativer Ebene (kritisch etwa Wirtschaftsrat Deutschland, 2012; von Altenbockum, J., 2012).

Tabelle 6.1: Überblick über Zuständigkeiten der Bundesministerien in der Klima- und Energiepolitik

	<b>BMWi</b>	<b>BMU</b>	<b>BMELV</b>	<b>BMVBS</b>	<b>BMBF</b>	<b>BMF</b>	<b>AA</b>
Grundsatzfragen Klima-/Energiepolitik*	X	X		X	X	X	
<u>Erneuerbare Energien</u>	wZ	Ff Ff Ff Ff wZ		Ff			
EE Solar		Ff					
EE Wind		Ff					
EE Wasser		Ff					
EE Geothermie		Ff					
EE Bioenergie		wZ					
<u>Energieeffizienz</u>	wZ	wZ		Ff			
Gebäude	wZ	wZ		Ff			
KWK	Ff	wZ					
Industrie	Ff	wZ					
Verkehr		wZ		Ff			
<u>Konvent. Energieträger</u>	Ff wZ	Ff				wZ wZ	
Fossile Energieträger	Ff					wZ	
Nukleare Energieträger	wZ	Ff				wZ	
<u>Netze</u>	Ff wZ	wZ Ff					
Netze allgemein	Ff	wZ					
Netze EE**	wZ	Ff					
<u>Klimaschutz allgemein</u>	wZ wZ	Ff Ff	wZ wZ	wZ	wZ wZ	wZ wZ	wZ wZ
Intern. Vermeidung	wZ	Ff	wZ	wZ	wZ	wZ	wZ
Anpassung***	wZ	Ff	wZ	wZ	wZ	wZ	wZ
<u>FuE Energie</u>	Ff Ff wZ wZ	wZ Ff wZ wZ	wZ Ff Ff		wZ Ff		
Allgemein	Ff	wZ	wZ		wZ		
EE (ohne Bioenergie)		Ff					
Konventionelle Energien							
EE Bioenergie							
Verkehr/ Mobilität							
Instit. Förderung von FuE							

Quelle: grobe Zuordnung auf der Basis der im Internet verfügbaren Organigramme der Ministerien und der Aufgabenbeschreibungen im Internet; vgl. auch BMWi (2011)

Anmerkungen: Ff: Federführung; wZ: weitere Zuständigkeiten; BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; BMBF: Bundesministerium für Bildung und Forschung; BMVEL: Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft; BMVBS: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; BMF: Bundesministerium der Finanzen; AA: Auswärtiges Amt.

\* Vertreten jeweils aus den Blickwinkeln der primären Politikaufgaben der Ministerien; \*\* Zuständigkeitsverteilung zwischen BMWi und BMU ist beim Offshore-Netzanschluss undurchsichtig; \*\*\* Alle, auch nicht gelistete, Ministerien sind an der deutschen Anpassungsstrategie beteiligt.

Viele dieser Konflikte gehen weit über aktuelle Fragen der administrativen Koordination hinaus und schwelen quasi (noch) unter der Oberfläche. So scheinen einige der in Kapitel 4 beispielhaft diskutierten Spannungsfelder zwischen Instrumenten und Zielen nur in Fachkreisen und weniger in der breiteren Öffentlichkeit und zum Teil auch der Administration bekannt zu sein. Im Kontext der aktuellen Energiedebatte treten Konflikte dennoch bereits hervor, wobei insbesondere die Parallelität der Förderung erneuerbarer Energien und die unzureichenden Voraussetzungen der System- und Marktintegration betont werden. Diese Parallelität drückt sich dabei auch in gewissem Maße in der administrativen Zuständigkeitsverteilung und Problembearbeitung aus. Neben einer allgemeinen konstatierten unzureichenden simultanen Problemverarbeitungsfähigkeit der Administration wird etwa speziell beklagt, dass (dpa, 30.05.2012; dpa, 08.08.2012; von Altenbockum, 2012; Bauchmüller, 2012; Dehmer, 2012; Geers, 2012; Vorholz, 2012)

- die Umsetzung des Netzausbau auch wegen der komplexen Abstimmung zwischen den Beteiligten zu schleppend vorangeht;
- Unsicherheiten bezüglich der weiteren Förderung erneuerbarer Energie und ihrer Finanzierung durch gegensätzliche Aussagen von mehreren zuständigen Bundesministerien bestehen (zuletzt bei der Offshore- Windenergie, davor bei der Fotovoltaik);
- das Erscheinungsbild und die Kommunikation der Bundesministerien nach außen uneinheitlich ist (z.B. zuletzt durch unkoordinierte Umbenennungen bzw. Erweiterungen von Abteilungen und Referaten im BMU und BMWi);
- Verantwortung nicht institutionalisiert und personalisiert werden kann;
- die Zusammenarbeit des Bundes mit den Ländern (und ihren eigenen 16 Energiekonzepten) verwirrend bzw. unzureichend ist.

Vor dem Hintergrund interministerieller Konflikte und Blockaden und den Veränderungen im Politikfeld der Energie- und Umweltpolitik stellt sich daher die Frage, welche Möglichkeiten der Verbesserung der administrativen Koordination bestehen und welche Kosten und Nebenwirkungen zu erwarten sind.

Prinzipiell kann administrative Koordination und Ressortbildung als sequenzieller Differenzierungsprozess verstanden werden (vgl. Derlien, 1996): Über die Genese neuer administrativer bzw. politisch zu bearbeitender Aufgaben und die Differenzierung bestehender Aufgaben können neue Zuständigkeiten entstehen und Veränderung in der Geschäftsverteilung ausgelöst werden. Denkbar sind hierbei strukturelle und prozedurale Lösungen. Strukturelle Lösungen beinhalten in erster Linie Veränderungen im Ressortzuschnitt (jenseits bloßer Namensänderung). Dabei kann es sich auch um Veränderungen auf der Ebene der Abteilungen und Referate der Ministerien (Ressortstruktur) handeln. Prozedurale Lösungen beziehen sich auf die administrative Koordination im Beteiligungsverfahren (z.B. Veränderungen bei der Federführung von über mehrere Ministerien verteilten Zuständigkeiten). Als prozedurale Maßnahmen zu werten sind auch das Beauftragtenwesen, die Einrichtung spezieller Kabinettsausschüsse (wie z.B. bereits für den Aufbau Ost) und im weiteren Sinne und jenseits der Administration das Kommissionswesen (wie z.B. die bereits 2011 etablierte Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung).

Für den Außenstehenden erweist es sich allerdings als sehr schwierig - jenseits von Stimmen aus den Tagesmedien - ganz konkret administrative Koordinationsdefizite nachzuweisen und zugleich darzulegen, welche alternativen Koordinationsformen bessere Politikergebnisse generieren können. Ein Grundproblem liegt im weitgehenden Mangel an empirischer Forschung. Er begründet sich nicht zuletzt aus der Tatsache, dass die Administration selbst wenig Interesse an einer derartigen Forschung

haben dürfte, die womöglich ihre starke Präferenz für die Beibehaltung des Status quo infrage stellen könnte. Ein weiteres „Grundproblem“ besteht darin, dass Veränderungen in der administrativen Koordination sich nicht nur aus dem Zusammenspiel von Entwicklungen in einem bestimmten Politikfeld und ihrer organisatorisch-administrativen Bearbeitung ergeben. Vielmehr kommt es zu einer Interaktion mit schwer greifbaren bzw. prognostizierbaren politischen Faktoren der Machterhaltung bzw. des Machtgewinns.<sup>201</sup> Im Ergebnis produziert Politik mithin „Strukturen, ohne dass aus organisationstheoretischer Sicht der Optimierung eines Entscheidungsprozesses eine solche Bildung nahelag“ (Derlien, 2001, S.89).

Im Folgenden sollen einige Überlegungen zu strukturellen Lösungen vor allem mit Blick auf die Bundesebene angestellt werden. Den aktuellen Hintergrund bilden Forderungen nach der Einrichtung eines Energieministeriums in Deutschland.<sup>202</sup> Dies würde die Gründung eines neuen Ministeriums (z.B. Ministerium für Energie und Klimaschutz) verbunden mit einer Umstrukturierung bestehender Aufgabenverteilungen (z.B. erneuerbare Energien im Bundesumweltministerium und Energieeffizienz im Wirtschaftsministerium) nach sich ziehen. Dazu werden zunächst einige verwaltungswissenschaftliche Überlegungen zu Ressortzuschnitt und Ressortstruktur angestellt. Daraufhin werden Erfahrungen im Ausland zu Energieministerien bzw. integrierten Energie- und Klimaministerien beleuchtet. Abschließend erfolgt ein kurzes Fazit.

## **6.2 Verwaltungswissenschaftliche Überlegungen zu Ressortzuschnitt und Ressortstruktur**

Die maßgebliche Person hinsichtlich des Ressortzuschnitts ist der Bundeskanzler (bzw. die Bundeskanzlerin). Mit der Bestimmung über die Zahl der Ministerien ist es ihm erlaubt, Ministerien zu bilden, aufzulösen, zusammenzulegen oder zu trennen. Gemäß der Geschäftsordnung der Bundesregierung wird der Geschäftsbereich der einzelnen Bundesminister in den Grundzügen durch den Bundeskanzler festgelegt. Über seine Richtlinienkompetenz (Art.65 S.1. GG) erhält er zudem Ausgestaltungsrechte in Form von Bereichsverschiebungen. Ob er diese Befugnis wahrnimmt, hängt jedoch u.a. von der Position des Bundeskanzlers in der eigenen Partei, der Koalitionskonstellation und dem persönlichen Geschick im politischen Geschäft ab (Rudzio, 2005; Schamburek, 2010). Grenzen bestehen auch dahingehend, dass bestimmte Ministerien Verfassungsrang haben (Justiz, Verteidigung, Finanzen, im weiteren Sinne auch Innenministerium und Auswärtiges Amt). Jenseits dieser mehr oder weniger ausgeprägten Eingriffe des Regierungschefs leitet jeder Bundesminister seinen Geschäftsbereich selbst und bestimmt die Struktur seines Ressorts.

Ein, beim Ressortzuschnitt zu beachtender Aspekt betrifft die Zahl der Ministerien insgesamt (Kabinettsgröße). Zu viele Ministerien würden eine Fraktionsbildung innerhalb des Kabinetts begünstigen und dessen kollegiale Funktion unterminieren. Bei zu wenigen Ministerien wäre die Verantwortlichkeit gegenüber dem Parlament gefährdet, da es dem Minister zunehmend schwer fällt, sein Ressort zu kontrollieren und zu leiten. Insgesamt erscheint die Zahl der Ministerien in

---

<sup>201</sup> Derlien (1996) spricht von einem dreifachen Optimierungsversuch zwischen politikfeldspezifischen Imperativen, organisatorischen Beschränkungen und politischen Zwängen.

<sup>202</sup> Zu den Befürwortern eines Energieministeriums zählen u.a. die SPD, die CSU, die Freien Wähler sowie neben Bayern die Länder Sachsen-Anhalt, Baden-Württemberg und Niedersachsen sowie Teile der Wirtschaft wie z.B. der Verband kommunaler Unternehmen und der Berufsverband Führungskräfte. Die Bundeskanzlerin hat sich dahingehend geäußert, dass ein Energieministerium in Zukunft denkbar wäre (Tagesschau, 18.05.2012; dapd, 2012; dradio.de, 2012; Reck, 2012; Rothkirch, 2012).

Deutschland (14) im internationalen Vergleich noch im unteren Mittelfeld, so dass ein zusätzliches Ministerium in diesem Sinne vertretbar wäre (Derlien, 1996).

Neben der Zahl der Ressorts insgesamt können Ministerien vergrößert oder verkleinert werden. Der Vorteil von großen Ministerien ist die Vereinfachung von Kommunikation und administrativer Koordination aufgrund der Verlagerung interministerieller Konflikte auf ein Ministerium (Busse, 2003, S.409). Zwar ist es prinzipiell möglich, dass die horizontale Informationsverarbeitung zwischen Referaten und Abteilungen über verschiedene Ministerien hinweg genauso gut funktioniert, wie ressortinterne Abstimmungsprozesse. Für die höhere Effizienz interner Koordinationsprozesse spricht allerdings, dass im Falle von Konflikten letztlich der Minister entscheidet (Derlien, 1996, S.570). Bei fragmentierten Zuständigkeiten über Ministeriumsgrenzen werden Probleme, die nicht auf unteren Hierarchieebenen gelöst werden (z.B. auch wegen Nähe zu unterschiedlichen Interessengruppen), dagegen tendenziell auf höhere Ebene verlagert, bis sie letztendlich im Kabinett landen. Das Kabinett ist dann leicht arbeitsmäßig überlastet oder nicht in der Lage die komplexen Problemzusammenhänge zu erkennen. Ebenfalls für ressortinterne Konfliktregelung spricht die Tatsache, dass interministerielle Abstimmungsprozesse typischerweise länger dauern und zu suboptimalen Kompromisslösungen führen können. Derartige Kompromisslösungen können reduziert werden, wenn die Zahl der „autonomen“ Konfliktpartner reduziert wird und die Möglichkeit besteht, dass (bereits) der Minister das „letzte Wort“ spricht. Aus dieser Verlagerung der Auseinandersetzung vom Kabinettstisch auf die Staatssekretärs- oder Abteilungsebene könnte zudem der politische Vorteil entstehen, das konfliktträchtige Sachfragen in der Öffentlichkeit nicht als „Streit innerhalb der Regierung“ wahrgenommen wird (Schamburek, 2010).<sup>203</sup>

Jenseits der Frage nach der Regelung von Konflikten wird argumentiert, dass große Ministerien die sozio-ökonomische Umwelt ressortintern passend abbilden und Probleminterdependenzen umfassender analysieren können. In stark arbeitsteilig dezentralisierten und spezialisierten Arbeitseinheiten (Abteilungen, Referate) richtet sich die Aufmerksamkeit auf eng definierte Problemausschnitte, die innerhalb des Zuständigkeitsbereiches liegen, während darüber hinausreichende Fragen weniger gut erfasst oder vernachlässigt bzw. externalisiert werden. Über eine Vergrößerung von Ministerien könnten Problemzusammenhänge besser wahrgenommen werden, die den Zuständigkeitsbereich mehrerer Einheiten innerhalb eines Ministeriums umfassen. Idealerweise käme es zur Zusammenarbeit zum gegenseitigen Vorteil (sog. positive Koordination). Ebenso kommt es idealerweise durch eine Zusammenführung von Kompetenzen dazu, dass bisherige starre Abwehrfronten abgebaut werden (Müller, 1999).

Schließlich bieten Vergrößerungen von Ministerien, die zugleich aus (Teil-)Fusionen bestehender Ministerien resultieren, prinzipiell die Möglichkeit, über Skaleneffekte Verwaltungskosten einzusparen. So könnten neben den oben angesprochenen geringeren Kosten interministerielle Koordination zum Beispiel auch neue Managementverfahren eingeführt oder Planungsspezialisten besser ausgelastet werden (Derlien, 1996, 566).

Mit einer Vergrößerung von Ministerien entstehen allerdings auch Nachteile. Diese Nachteile können durch eine Umstrukturierung von Ressorts jedoch prinzipiell abgemildert werden. Der Hauptnachteil einer Ministeriumsvergrößerung besteht darin, dass die oben beschriebenen Koordinations- und Kommunikationsvorteile die Kontrollspanne seitens der Minister überdehnen können. Wie bereits im Zusammenhang mit der Kabinettsgröße angemerkt haben Minister von großen Ressorts es schwer, den

---

<sup>203</sup> Ein Hauptgrund für die Zusammenlegung der Ministerien für Wirtschaft und Arbeit zu einem „Superministerium“ ist die Vorstellung gewesen, interministerielle Konflikte zwischen Wirtschafts- und Arbeitsressort in einem Ministerium zu konzentrieren (ebda., 2010).

inhaltlichen Überblick über alle Tätigkeiten in ihrem Ministerium zu bewahren, ihren Verwaltungsapparat effektiv zu steuern und ihrer Verantwortlichkeit gegenüber Kanzler und Bundestag gerecht zu werden. Wenn allerdings die Zahl der Ministerien insgesamt vergrößert wird, relativiert sich dieser Nachteil wieder. Im Rahmen einer Umorganisation bisheriger Ressortstrukturen – wie der Auslagerung der Kompetenzen erneuerbarer Energien aus dem Umwelt- und der Kompetenzen für Energieeffizienz, konventionelle Energieträger und Netze aus dem Wirtschaftsministerium – könnte sich im Gegensatz zu einer vollständigen Fusion die Kontrollspanne der Minister verringern. Eine Umstrukturierung ermöglicht im Gegensatz zu einer bloßen Vergrößerung auch prinzipiell, ein Ressort so auszugestalten, dass programmatische Erwartungen an den leitenden Minister gestellt werden, die dieser inhaltlich vertreten kann. Die von dem Ressort betriebene Politik wird damit personalisiert. Der Minister wird als Zurechnungsobjekt etabliert, auf welches sich positive sowie negative Sanktionen beziehen können. Verantwortlichkeit seitens des Ministers wird somit institutionalisiert.

Ungünstiger wäre allerdings eine Situation, bei der es infolge der Zunahme der Zahl der Ministerien bei gleichzeitiger Umstrukturierung von bisherigen Ressorts zu einer Hierarchisierung im Kabinett kommt, sich also eine Art Rangsystem unter den Ministern herausbildet (Schamburek, 2010). Ebenso könnten neue ressortübergreifende Abstimmungsprobleme auftauchen (z.B. zwischen Naturschutz und der Förderung erneuerbarer Energien, also Bereichen die derzeit (noch) beide im Bundesumweltministerium angesiedelt sind). Dem müsste wiederum gegebenenfalls durch eine stärkere Koordinationsfunktion des Bundeskanzleramts oder andere Koordinationsmechanismen (z.B. mit den Bundesländern) entgegengewirkt werden.

Auch die oben beschriebenen Vorteile ressortinterner Koordination bei der Konfliktregulierung können sich unter ungünstigen Umständen in einen Nachteil verkehren. So könnte ein Zusammenwachsen unterschiedlicher Ressortstrukturen im Sinne „erzwungener Hochzeiten“ gegebenenfalls dazu führen, dass gegensätzliche Positionen nicht hinreichend gewürdigt bzw. einer breiteren öffentlichen Diskussion zugeführt werden. Auch dieser Gefahr müsse daher zum Beispiel durch verstärkte Stakeholder- Beteiligung o.ä. entgegengewirkt werden.

Schließlich sind auch die Vorteile der aufgeführten Kosteneinsparungen ungewiss. Derlien (1996) zufolge haben Ministeriumsvergrößerungen diesbezüglich keine durchschlagende Wirkung gezeigt. Bei einer Umstrukturierung entstehen kurzfristige Kosten in Form unvermeidlicher Reibungsverluste, während langfristig – unsichere – Kosteneinsparungen resultieren können.<sup>204</sup>

### **6.3 Ausländische Erfahrungen zu Energie- und Klimaministerien**

Im Ausland liegen bereits Erfahrungen zur Bildung von Energieministerien bzw. integrierten Energie- und Klimaministerien vor. Instruktive positive Beispiele stellen Großbritannien und Dänemark gar, während die USA in dieser Hinsicht eher als Negativbeispiel zu sehen ist.

Großbritannien ist ein Land, das ein Energieministerium geschaffen hat, das auch für den Klimaschutz zuständig ist. Der Gründung im Jahre 2008 war eine Kritik an der bisherigen Energie- und Klimapolitik der Regierung in politischer und administrativer Hinsicht vorausgegangen (vgl. auch Übersicht 6.1).

---

<sup>204</sup> Derartige Reibungsverluste werden etwa vom Bund für Umwelt und Naturschutz befürchtet (Rosenthal, 2012).

Politisch galt es vor dem Hintergrund der Klimaverhandlungen in Kopenhagen hervorzuheben, dass Großbritannien eine Führungsrolle im Kampf gegen den Klimawandel in Anspruch nimmt. Der politische Konsens, dass Großbritannien besonders weitreichende Ziele und Maßnahmen zum Klimaschutz zu treffen gedenkt, war bereits in den Jahren zuvor gefasst worden. Die Ministeriumsneugründung konnte – so das politische Kalkül – dies nun strukturell untermauern. Zugleich sollte mit einer klaren Fokussierung die Kommunikation mit der Öffentlichkeit und insbesondere der Wirtschaft (z.B. bezüglich zu tätiger Investitionen in die Energieinfrastruktur) verbessert werden (Woolfrey, 2009). Die Internationale Energie Agentur hatte in ihrem Länderbericht im Jahre 2007 zudem kritisiert, dass die Breite der klima- und energiepolitischen Maßnahmen in Großbritannien nicht mit Undurchsichtigkeit und Komplexität in administrativen Strukturen beantwortet werden sollte. Die Gründung einer zentralen Koordinationsstelle würde dem entgegenwirken. Regierungsweite FuE-Tätigkeiten sollten darüber hinaus effektiver im Hinblick auf langfristige Klima- und Energieziele koordiniert und gesteuert werden (IEA, 2007a).

#### Übersicht 6.1: Einige Meilensteine der jüngeren britischen Klima- und Energiepolitik

**2003:** Die Regierung legt unter Federführung des Department of Trade and Industry seine klima- und energiepolitischen Vorstellungen in einem Energy White Paper (EWP) offen. In dem EWP wird dargestellt, dass weitere Maßnahmen zu ergreifen sind, um negative Folgen des Klimawandels abzuwenden. Zu diesem Zweck sollen bis 2050 die Treibhausgasemissionen um mindestens 60% (später 80%) unter möglichst geringen Kosten verringert werden.

**2006:** Die Regierung veröffentlicht die sog. Energy Challenge. Das Dokument stellt eine Bewertung der seit 2003 geführten Klima- und Energiepolitik dar. Es wird angemerkt, dass zur Erreichung der gesteckten Klima- und Energieziele mehr Planungssicherheit für Unternehmen notwendig sei. Auch Informationsflüsse in Richtung der Öffentlichkeit müssten gestärkt werden.

**2008:** Zusammen mit der Gründung des Klima- und Energieministerium (DECC) werden der Energy Bill, der Climate Bill und der Planning Act gesetzlich verankert. Der Energy Bill passt die bestehende Gesetzgebung im Energiebereich den neusten Techniken (z.B. carbon-capture and storage) an und beinhaltet neue Maßnahmen zur Sicherstellung der Energiegrundversorgung (z.B. Offshore Gas Storage). Der Planning Act implementiert Strategien, die die Planung und Umsetzung von Energieinfrastrukturprojekten beschleunigen. Der Climate Change Bill verankert gesetzlich bindende Emissionsziele (80% Emissionsreduktion bis 2050). Es wird auch ein Committee on Climate Change als unabhängiges Beratungsgremium gegründet.

Quelle: DECC (2012); IEA (2007a)

2008 wurde dann - obwohl kein Regierungswechsel anstand - das Department of Energy and Climate Change (DECC) unter Minister Edward Davey gegründet. Dem DECC wurde die Federführung über die strategische Ausarbeitung von klima- und energierelevanten Maßnahmen aus anderen Ministerien zugesprochen (hauptsächlich aus dem Wirtschaftsministerium (Department for Trade and Industry) und dem Umweltministerium (Department for Environment, Food and Rural Affairs)). In der vom DECC formulierten Mission wird die Verkoppelung von Energie- und Klimapolitik besonders deutlich: "Our creation reflects the fact that climate change and energy policies are inextricably linked – two thirds of our emissions come from the energy we use. Decisions in one field cannot be made without considering the impacts in the other" (DECC, 2012).

Mit 1,5 Mrd. Pfund als Budget ist es ein vergleichsweise kleines Ministerium. Es fungiert als zentrale Koordinationsstelle auf dem Weg der englischen Wirtschaft in Richtung einer "Low-Carbon Economy". Dazu bündelt es Kernkompetenzen in der Klima- und Energiepolitik (u.a.

Treibhausgasminderung im allgemeinen, Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Energiemarkte und –infrastruktur, Kernenergie und Reaktorsicherheit). Andere Ministerien sind jedoch weiterhin in die interministerielle Abstimmung eingebunden und für energie- und klimapolitisch relevante Teilbereiche zuständig. Dies gilt für das Department for Environment, Food and Rural Affairs (Anpassung an den Klimawandel, Nachhaltige Entwicklung, anlagenintegrierter Umweltschutz, weiterer Umwelt- und Naturschutz), das Department of Transport (Energieeffizienz im Transportsektor, Biokraftstoffe, Elektromobilität), das Department of Business, Innovation and Skills (Green-Growth-Strategie), das Department of Communities and Local Government (vor allem Energiestandards bei Gebäuden) und das HM Treasury (Steuerpolitik) (IEA, 2012). Die Regulierung der Gas- und Elektrizitätsnetze sowie die Überwachung von Monopolen im Gas- und Elektrizitätsmarkt übernimmt in Großbritannien das Office for Gas and Electricity Markets (Ofgem). Ofgem ist eine unabhängige Agentur, arbeitet jedoch mit dem DECC als Partner zusammen, ist dem Parlament gegenüber verantwortlich und verpflichtet sich in seiner Mission zum Klimaschutz beizutragen.

Das DECC wurde auch damit beauftragt die energie- und klimabezogene FuE-Tätigkeiten der Regierung zu koordinieren. Grundlage dafür bildete die sog. “Low Carbon Innovation Delivery“-Studie unter Leitung des DECC, in der bestimmte Koordinationsmängel diagnostiziert wurden (DECC, 2011b). So wurde etwa die unzureichende Koordination von Ministerien und mit energierelevanter FuE beauftragten Institutionen (u.a. Carbon Trust, Energy Technologies Institute) bemängelt. Zur Lösung dieses Problems wurde die Low Carbon Innovation Group (LCIG) gegründet und im DECC verankert. Ihr gehören FuE-betreibende Institutionen sowie Vertreter relevanter Ministerien an. Kritisiert wurde auch, dass Teile der Fördermittel (sog. low-carbon innovation budget) in Technologien fließt, welche den Klima- und Energiezielen der Regierung nicht zuträglich sind. Daraufhin wurde von der LCIG ein Technology Innovation Needs Assessment (TINA) veranlasst (DECC, 2011b).

Die Koordination mit subnationalen Akteuren fällt in Großbritannien weniger schwer als z.B. in Deutschland. Dies liegt daran, dass den Regionen generell nur wenige Kompetenzen zufallen und sie vor allem für den Vollzug nationaler Regelungen und Programme zuständig sind.

Das DECC übernimmt auch eine Führungsrolle in dem neuen britischen Energiekonzept von 2011. Auffällig daran ist u.a., dass Ziele und Maßnahmen detailliert aufgelistet, Zuständigkeiten schriftlich festgehalten und kontinuierliche Informationen über Status-quo und Probleme bei der Zielerreichung bereitgestellt werden (DECC, 2011a). Vierteljährliche Aktualisierungen über die Erreichung von Meilensteinen werden beim DECC veröffentlicht und sorgen für ein hohes Maß an Transparenz. Die Kommunikation gegenüber der Öffentlichkeit kann diesbezüglich als vorbildlich angesehen werden.

In Dänemark gibt es ebenfalls ein Energieministerium, das auch für den Klimaschutz zuständig ist. Dänemark kann gleichermaßen als eines der führenden OECD-Länder in der Klimaschutzpolitik gelten und ist bestrebt, diesen Status beizubehalten.

Das 2007 gegründete Klima- und Energieministerium scheint dort das Produkt einer sich immer weiter entwickelnden Integration von Klima- und Energiepolitik gewesen zu sein. So liegt laut IEA (2011) die dänische Motivation zur Schaffung des Klima- und Energieministeriums in Anstrengungen begründet, eine umweltfreundlichere und nachhaltigere Gesellschaft zu fördern.<sup>205</sup> Begünstigt wurde

---

<sup>205</sup> “...was created as a part of the government's increased efforts to promote a greener and more sustainable society” (IEA, 2011b). Eine Anfrage bei dem Ministerium selbst bestätigte diese Auffassung (Korrespondenz mit Sprotte-Hansen, 2012).

dies 2007 dann auch durch den Beginn einer neuen Legislaturperiode. Doch auch organisatorisch-administrative Probleme begünstigten wohl die Errichtung eines integrierten Ressorts. So merkt die OECD im Jahr 2007 an, dass die Implementierung von Nachhaltigkeitsprojekten im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie in Dänemark durch die unzureichende horizontale Koordination und interministerielle Abstimmung behindert wird (siehe Übersicht 6.2).

#### Übersicht 6.2: Einige Meilensteine der dänischen Klima- und Energiepolitik

**1990er:** Bereits seit den 1990er Jahren kann man in Dänemark - vor allem als Folge der dänischen Verpflichtung zur CO<sub>2</sub>-Emissionsverringerung von 1990 - eine stärkere Verzahnung der Klima- und Energiepolitik feststellen. Dies wurde durch ein politisch-administratives Mandat zur Schaffung eines Ministeriums für Umwelt und Energie (1994 - 2001) gefestigt (Knudsen, 2009). In 2001 wanderten Energiekompetenzen aus dem bisherigen Umwelt- und Energieressort in das damalige Wirtschaftsministerium. In 2005 wurden sie an das Verkehrsministerium weitergereicht.

**2002:** In 2002 erlässt die dänische Regierung eine nationale Nachhaltigkeitsstrategie (NSDS) unter Federführung des Umweltministeriums. In seinem Environmental Performance Review von 2007 kritisiert die OECD, dass diese NSDS umweltschützende Maßnahmen über Programme und Ressorts verteilt, ohne für ausreichend horizontale Kohärenz und Koordination zu sorgen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass die Federführung des Umweltministeriums einer Konsensbildung bei ministerienübergreifenden Fragen entgegenwirkt.

**2005:** Eine Weiterführung der in 2002 entwickelten klima- und energiepolitischen Ziele wird unter der Energy Strategy 2025 verabschiedet.

**2007:** Im November 2007 werden mit der Gründung des Ministeriums für Klima und Energie zum dritten Mal Energiekompetenzen während eines Regierungswechsels verschoben.

**2008:** Die dänische Regierung veröffentlicht das Energy Agreement 2008 – eine Fortführung von in 2004 und 2005 ausgearbeiteten Richtlinien der langfristigen Energieversorgung Dänemarks, welche u.a. darauf abzielt, bis 2011 20% des dänischen Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu speisen.

Außerdem wird eine dem Klima- und Energieministerium zugehörige Commission on Climate Change gegründet, die beratend tätig ist.

**2012:** Auf Basis der Untersuchungsergebnisse der Commission on Climate Change erlässt die Regierung das 2012 Energy Agreement. Demnach soll bis 2050 die gesamte dänische Energieversorgung aus erneuerbaren Energien geleistet werden.

Quellen: OECD (2008b), IEA (2011)

Dem Klima- und Energieressort wurden die zuvor dem Verkehrsministerium und die dem Umweltministerium obliegenden Zuständigkeiten in der Energie- bzw. Klimapolitik zugesprochen. Auch die Danish Energy Agency (DEA) wurde aus dem Verkehrsministerium in das Klima- und Energieressort eingegliedert. Das so entstandene Klima- und Energieministerium (MoCEB) selbst sieht seine Hauptaufgabe darin, zum einen Klima- und Energiepolitik weiterzuentwickeln und den Bedarf an interner Koordination klima- und energiepolitisch relevanter Sachverhalte administrativ zu bearbeiten. Darüber hinaus sieht es seine Verantwortung auch in der „externen“, interministerielle

Koordination. Schließlich soll insbesondere der Bezug zur internationalen Klimapolitik und zur EU-Ebene über das Ministerium hergestellt werden.<sup>206</sup>

Die Danish Energy Agency befasst sich mit der Implementierung der Ziele des Kyoto-Protokolls, insbesondere im Hinblick auf den EU-Emissionshandel. Die Netzregulierung wird von Energienet durchgeführt, einer unabhängigen, staatlichen Organisation ähnlich der Bundesnetzagentur. Auch sie untersteht dem Klima- und Energieministerium. Die Danish Energy Regulatory Authority überwacht die Elektrizitäts- und Gasmärkte, wobei der Vorsitzende vom Klima- und Energieminister eingesetzt wird. Der Danish Energy Saving Trust kümmert sich um die Verbesserung der Energieeffizienz in allen Sektoren außer dem Verkehrssektor (IEA, 2011b).

Im Bereich der energiebezogenen Forschung & Entwicklung ist die Koordination unter den Beteiligten wohl weniger stark ausgeprägt als in Großbritannien. Zwar gibt es eine übergeordnete Energieforschungsstrategie. Die Umsetzung und Evaluierung von Projekten erfolgt jedoch weitgehend dezentral und auf einer ad hoc Basis. Die IEA regt hier eine stärkere Formalisierung an (IEA, 2011b).

Die Koordination mit subnationalen Akteuren fällt in Dänemark weniger schwer als z.B. in Deutschland. Dies liegt daran, dass den Regionen generell nur wenige Kompetenzen zufallen und sie vor allem für den Vollzug nationaler Regelungen und Programme zuständig sind.

Generell spricht einiges dafür, dass die noch vor zehn Jahren beklagten Koordinationsdefizite heute weniger stark ausgeprägt sind. Zumindest wird in dem jüngsten Bericht der IEA die dänische Klima- und Energiepolitik als vorbildlich anerkannt. Ebenso ist nicht mehr von Koordinationsproblemen die Rede, was darauf hindeutet, dass die neuen Strukturen ihren Zweck erfüllen. Im Vergleich zu Großbritannien ist noch in stärkerem Maße eine 1-Ressort-Lösung umgesetzt worden, was sich darin äußert, dass die Ausarbeitung energie- und klimapolitischer Programme und Maßnahmen weniger stark an andere Ministerien delegiert wird.

In den USA gibt es schon seit 1977 ein Energieministerium. Im Gegensatz zu Großbritannien und Dänemark wird in den USA die Bekämpfung des Klimawandels dagegen nicht als politische Priorität angesehen. Internationale Vereinbarungen wie das Kyoto Protokoll wurden nicht ratifiziert und eine nationale Nachhaltigkeitsstrategie wurde bislang nicht formuliert (UN SDS, 2012).

Aufgabe des Energieministeriums (DoE) ist es nach eigener Angabe zur Sicherheit und Wohlfahrt der USA beizutragen, indem es eine umfangreiche sowie ausbalancierte Energie-, Klima- und Nuklearpolitik betreibt (DoE, 2012). Um dies zu erreichen, soll das DoE FuE-Aktivitäten bei konventionellen sowie erneuerbaren Energie leiten und koordinieren, die Führungsrolle in der Entwicklung einer nationalen Energiestrategie einnehmen und die nukleare Altlast der USA verwalten. Von primärer Bedeutung für das DoE sind damit die Energieforschung, die nukleare Sicherheit und durch die unabhängige Federal Energy Regulation Commission (FERC) die Netzregulierung.

Dennoch ist das DoE nur ein energiepolitischer Akteur unter mehreren und verfügt nur teilweise über Kompetenzen in klima- und energiepolitischen Fragen. So sind Zuständigkeiten für Klima- und Energiepolitik in Wirklichkeit zwischen Department of Energy (DoE), Environmental Protection Agency (EPA), Council of Environmental Quality (CEQ), Department of State (DoS) und der Domestic Policy Council (DPC) aufgeteilt. Das CEQ und das seit 2011 in das DPC integrierte Office of Energy and Climate Change Policy scheinen für klimapolitische Fragen i.e.S. zuständig zu sein und

---

<sup>206</sup> “The Department is responsible primarily for coordination and development of domestic climate and energy policy, negotiation and implementation of international agreements and EU regulations, and inter-ministerial coordination” (MoCEB, 2012).

sind direkt mit dem Presidential Office verbunden. Die genaue Identifikation von Zuständigkeiten und Verantwortungsbereichen sind jedoch selbst für Insider schwierig (Bachmann, 2009).

Problematisch ist, dass jede dieser Institutionen eigene Ziele zu verfolgen scheint und eine kohärente Klima- und Energiestrategie z.B. nach Auffassung der Internationalen Energieagentur nicht ersichtlich ist (IEA, 2007b). Vielmehr führt trotz des Vorhandenseins eines Energieministeriums die Aufsplittung von Kompetenzen und Zuständigkeiten zu einer Diffusion von Verantwortung und zu Problemen bei der Planung einer (politisch ohnehin umstrittenen) einheitlichen Energie- und Klimaschutzstrategie (Dorgan et al., 2011; Sovacool, 2007).

Neben dieser Aufteilung von klima- und energierelevanten Kompetenzen auf mehrere Regierungsinstitutionen wird auch das Energieministerium selbst kritisiert (Sovacool, 2007). So hat das DoE nicht nur Probleme mit der externen Koordination, sondern leidet aufgrund der Komplexität der inneren Strukturen auch unter internem Missionsverlust (“loss of mission”). Laut Sovacool (2007) führen etwa unklare Zuständigkeiten und die Abwesenheit einer kohärenten Strategie zu inkonsistenter, kurzfristig angelegter und zu gering bemessener Energieforschungsförderung.<sup>207</sup>

Insgesamt zeigt das Beispiel USA, dass das Vorhandensein eines Energieministeriums nicht automatisch zu einer besseren Koordination in der Klima- und Energiepolitik und zu mehr Stringenz im Politikfeld führt. Im Fall der USA mangelt es vielmehr an einer einheitlichen nationalen Energiestrategie und dem politischen Willen zum Klimaschutz.

## 6.4 Fazit

Die dänischen und britischen Erfahrungen lassen vermuten, dass die jeweiligen Klima- und Energieressorts aus politischen sowie auch teilweise aus administrativen Gründen geschaffen wurden. Auf der einen Seite verlangte die zunehmend anerkannte Notwendigkeit einer aktiven Klima- und Energiepolitik nach struktureller Repräsentation. Durch die integrierten Ressorts ist die Verantwortlichkeit in der Klima- und Energiepolitik gewissermaßen institutionalisiert. Besonders wichtig war dies, da Großbritannien und Dänemark eine internationale Führungsrolle in der Klima- und Energiepolitik für sich beanspruchten. In beiden Ministerien sind dann auch relativ weitgehende Maßnahmen, Ziele und Strategien zum Klimaschutz und zur Energieversorgung erarbeitet worden (im Sinne einer positiven Koordination).

Auf der anderen Seite hat die Gründung eines Klima- und Energieministeriums wohl die horizontale Koordination über administrative Grenzen hinweg erleichtert. Zu bedenken ist schließlich, dass auch bei einer Veränderung der Ressortzuschnitte weiterhin Koordinationsbedarf besteht. In Dänemark hat das Klima- und Energieministerium dabei eine zentralere Stellung, was den Koordinationsbedarf verringert. In Großbritannien arbeitet das DECC dagegen stärker mit anderen “front-line departments” zusammen, nimmt aber einen herausgehobenen strategischen Stellenwert ein.

---

<sup>207</sup> Aufgrund der immer größer werdenden Bedeutung einer kohärenten Energiestrategie für die Wahrung der politischen Versorgungssicherheit haben sich z.B. Vertreter des Bipartisan Policy Center für die Einsetzung einer zentralen, direkt verantwortlichen Führungsrolle in energiepolitischen Fragestellungen eingesetzt (Dorgan et al., 2011). Diese würde dabei helfen, Klarheit über die Machtverteilung zwischen den Vorsitzenden der an energierelevanten Fragestellungen beteiligten Parteien zu schaffen und einen ersten Schritt in Richtung einer einheitlichen Strategie darstellen.

Zusätzlich fungieren die stärker integrierten Ministerien als zentrale Anlaufstellen in der Öffentlichkeitsarbeit. Das Resultat in beiden Ländern – so scheint es – ist mehr Transparenz für die Bürger und verbesserte Planungssicherheit für die Unternehmen. Dagegen kann in dieser Hinsicht die USA als Negativbeispiel angeführt werden.

Ähnlich wie Großbritannien und Dänemark beansprucht Deutschland eine führende Rolle in der Klimapolitik und hat sich bei der Umgestaltung des Energiesystems besonders weitgehende Ziele und Maßnahmen gesetzt. Vor dem Hintergrund der britischen und dänischen Erfahrungen erscheint daher die Gründung eines Energie- und Klimaministeriums auf Bundesebene in Deutschland vorteilhaft. Es könnte der Energiewende ein Gesicht verleihen, vorhandene Zuständigkeiten bündeln, zu mehr Transparenz beitragen und den verbleibenden Koordinationsbedarf besser bewältigen.

Allerdings sollten wohl auch nicht zu hohe Erwartungen an ein solches Ministerien gesetzt werden. Schließlich geben Verwaltungswissenschaftler zu bedenken, dass derartige Organisationsentscheidungen weniger sachlich-rational begründet werden, sondern vorwiegend aus symbolpolitischen und koalitionstaktischen Erwägungen heraus getroffen werden. Daher ist es gut möglich, dass die Vorteile einer stärkeren Konzentration von Zuständigkeiten faktisch nicht zum Tragen kommen bzw. die Nebenwirkungen und Kosten einer Konzentration größer sind als erwartet. Auch die Häufigkeit, mit der in Dänemark die Energiekompetenzen in den letzten Jahren zwischen den Ministerien verschoben wurden, mahnt zu einer gewissen Vorsicht.

In der Hoffnung, dass Verbesserungen in der administrativen Koordination dennoch erzielt werden können, sollten konkrete Lösungen für Deutschland näher geprüft werden.<sup>208</sup> Dazu zählt auch eine nähere Prüfung der Verbesserungspotenziale bei bestehenden interministeriellen Abstimmungen bzw. eine Prüfung anderer prozeduraler Lösungen.

---

<sup>208</sup> Dies kann angesichts der Komplexität politisch-administrativer Strukturen wie gesagt hier nicht hinreichend genau geleistet werden.

## 7. Fazit

Die Koordination von Innovationspolitik, Energiepolitik und Umweltpolitik erweist sich als zunehmend notwendiges, aber zugleich komplexes Unterfangen. Im Kontext der deutschen Energiewende und erst recht den Handlungsnotwendigkeiten auf der europäischen und internationalen Ebene ist sie notwendig, weil ein unreflektiertes bzw. ungeregeltes Nebeneinander zu Verfehlungen auf der Ebene politischer Ziele und ökonomischer und gesellschaftlicher Potenziale, zu unnötigen Kosten und zu unerwünschten Nebenwirkungen (vor allem distributiver Art) führt. Die Komplexität von Koordination ergibt sich schon aus der Tatsache, dass sich die drei Politikfelder in den letzten Jahren und Jahrzehnten erheblich ausdifferenziert haben und mitunter nur schwer institutionell und nationalstaatlich verorten lassen. Dieser Prozess reflektiert – wie es der schillernde Begriff Governance ausdrückt – zugleich eine gesellschaftliche Ausdifferenzierung bei den Steuerungssadressaten und den „Steuerungszentren“. Trotz dieser Ausdifferenzierung folgen die drei Politikfelder jedoch auch weiterhin – gewissermaßen pfadabhängig – bestimmten tradierten Steuerungsformen (z.B. weiterhin starke Stellung des Ordnungsrechts in der Umweltpolitik). Ebenfalls ein erhebliches Maß an Komplexität resultiert aus der Tatsache, dass Koordination in verschiedenen Formen und auf verschiedene Ebenen stattfindet. Koordination zwischen den Politikfeldern ist zum Teil gängige Praxis, wie es etwa die über Ressorts abgestimmte High-Tech Strategie zum Ausdruck bringt. Sie ist über Länder- und Zuständigkeitsgrenzen hinweg in vielen Fällen noch wenig ausgeprägt und entsprechend ausbaufähig (z.B. im Hinblick auf einen abgestimmten Netzausbau in einem zunehmend auf erneuerbaren Energien ausgerichteten Strommarkt).

Gegenstand dieser Literaturstudie war es, das komplexe Zusammenspiel der drei Politikbereiche etwas näher zu beleuchten und Empfehlungen vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland abzuleiten. Die Genese und Bestandsaufnahme der drei Politikfelder in Kapitel zwei und die Ableitung eines allgemeinen theoretischen Rahmens in Kapitel drei bildeten die Grundlage für eine Analyse von Interaktionen und Policy-mixes aus der ökonomischen Effizienzperspektive in Kapitel vier, das den Schwerpunkt dieser Studie bildet. Auf Fragen administrativer und politischer Koordination i.e.S. wird darüber hinaus in Kapitel sechs eingegangen. Ebenso werden verschiedene einzelne Themen im Untersuchungsfeld vertieft behandelt (z.B. die Rolle von Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen in der Energieforschung in Kapitel 2.1.5 oder des Technologietransfers/der Exporte in Kapitel 5).

Die Studie bietet aus verschiedenen Gründen keine Blaupause für eine optimale Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik. So steht die empirische und angewandte Policy-mix Analyse in vielen Teilen der Untersuchung noch am Anfang, so dass sich die Politikinteraktionen nur teilweise bzw. nur qualitativ benennen lassen.<sup>209</sup> Aber selbst wenn die empirische Analyse weiter fortgeschritten wäre, gäbe es nicht eine Untersuchungsmethode, die alle Interaktionen erfassen und bewerten könnte. Die hier vorgestellte Literaturstudie stellt somit in pragmatischer Absicht die Ergebnisse methodisch unterschiedlicher „primärer“ Studien zusammen. Angesichts der Heterogenität und Komplexität der Thematik und zugleich dem begrenzten zeitlichen und finanziellen Rahmen dieser Untersuchung muss auch notwendigerweise selektiv und illustrativ vorgegangen werden. Dazu werden wesentliche Handlungsfelder des Energiekonzepts der

---

<sup>209</sup> Es kann vermutet werden, dass die Nachfrage nach Policy-mix Analysen von politisch-administrativer Seite zu gering ausfällt, da Untersuchungen zu einzelnen Politikinstrumenten und -programmen leichter verarbeitet werden können und politisch attraktiver und leichter verständlich sind. Insoweit handelt es sich nicht nur um ein empirisches, sondern um ein strukturelles Problem.

Bundesregierung aufgegriffen und die dort wirksamen Policy-mixes betrachtet. Andere, oft eng verwandte Handlungsfelder werden demgegenüber nicht vertieft, wobei zu hoffen bleibt, dass in Zukunft auf der Basis der in Kapitel zwei und drei gelegten Grundlagen auch hierzu weitere primäre Studien und Metaanalysen hervorgehen.

Gegen die Ableitung einer Blaupause für die Politik spricht auch die Tatsache, dass die Energiewende inhaltlich ein komplexes und langfristig angelegtes Unterfangen ist. Sie spannt einen Zeithorizont bis ins Jahr 2050 auf und ist schon aufgrund des großen Forschungs-, Entwicklungs- und Erprobungsbedarfs in vielen Bereichen einer umweltfreundlichen Energietechnik, -versorgung und -infrastruktur nur als Prozess vorstellbar, dessen genauen Verlauf und genaues Ergebnis sich möglicherweise erst in Jahrzehnten manifestieren wird. Hindernisse und zwischenzeitliche Fehlschläge sind angesichts der großen Unsicherheiten über Richtung und Geschwindigkeit des energietechnischen Fortschritts dabei unvermeidbar und dürfen nicht dazu genutzt werden, die Energiewende als Ganze infrage zu stellen.

Starke Detailvorgaben des Staates zur Gestaltung der Energiewende, die auf den ersten Blick für Investitions- und Planungssicherheit bei den Steuerungsadressaten geeignet scheinen, können zu unerwünschten Lock-in Effekten führen und die Kosten einer nachhaltigen Energieversorgung unnötig in die Höhe treiben. Zu genaue bzw. zu umfangreiche staatliche Vor- und Auswahlentscheidungen zu Gunsten bestimmter Energietechnologien und –nutzungsformen sind zugleich aufgrund von kaum zu vermeidenden Informations- und Wissensdefiziten stets mit der Gefahr verbunden, dass der Staat die „falschen Technologien“ fördert, d.h. solche Technologien, die sich längerfristig nicht am Markt durchsetzen werden, oder Technologien, zu denen es eine bessere Alternative gibt, die der Staat jedoch nicht kennt bzw. nicht kennen kann. Vor dem Hintergrund multipler und sich zum Teil gegenseitig verstärkender Marktversagenstatbestände und -hemmnisse sowie von spezifischen Umsetzungsbarrieren sind zu allgemeine Vorgaben andererseits der Gefahr ausgesetzt, wirkungslos zu verpuffen oder gar bestehende Pfadabhängigkeiten und Strukturen im Energiesystem noch zu festigen. Die Politik hat sowohl bei der Ausgestaltung der Technologieförderung als auch bei der konkreten Organisation des Transformationsprozesses eine Abwägung zwischen den Effizienzrisiken zu detaillierter und inflexibler staatlicher Vorgaben und dem Risiko vorzunehmen, durch zu allgemeine Vorgaben die Umsetzung der Energiewende im klimapolitisch notwendigen Zeitrahmen zu gefährden. Dieser potentielle Konflikt zwischen ordnungspolitischen Grundsätzen und der notwendigen staatlichen Rolle, der in dieser Abwägung aufscheint, prägt letztlich die Analyse aller Politikansätze zur Gestaltung der Energiewende (siehe auch ifo-Institut und FfE, 2012).

Aus ökonomischer Sicht erscheint derzeit die Gefahr besonders groß, dass die Politik sich in Detailregelungen verliert, die in dieser Studie – zumindest teilweise – aufbereiteten negativen Interaktionseffekte ignoriert und – auch aus Unwissenheit über die Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge – in einen Kreislauf ständiger Nachbesserungen, Gesetzesnovellierungen und damit verbundener Kompetenzstreitigkeiten verfällt. Spiegelbildlich erscheint es bedenklich, dass marktwirtschaftliche Anreizsysteme im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung nur einen vergleichsweise beschränkten Stellenwert einnehmen. Ihr Vorzug liegt ganz generell darin, dass sie flexible und ergebnisoffene Anpassungen der Akteure zulassen und fördern. Der natürliche Wissensvorsprung der an den Energiemarkten beteiligten Akteure kann auf diese Weise besser genutzt werden, und die Wahl kosteneffizienter Alternativen wird wahrscheinlicher. Ihre wohlüberlegte Weiterentwicklung und höhere Gewichtung könnte zugleich den Bedarf an ständigem Nachsteuern im sonstigen „Instrumentenkasten“ verringern und zu einer Verstetigung des sich in den letzten Jahren stark verbreiterten und zunehmend unübersichtlichen Policy-mix im Kontext der drei Politikfelder führen.

Illustriert wird die Funktion marktwirtschaftlicher Anreizmechanismen im Policy-mix in den drei untersuchten Handlungsfeldern. Im ersten Handlungsfeld (Emissionshandelssystem und Förderung erneuerbarer Energie) ist zunächst kritisch zu sehen, dass der – in der derzeitigen Politikdebatte kaum vorkommende – Emissionshandel seine langfristige und dynamische Anreizwirkung bislang kaum entfaltet, was zu einem gewissen Teil auch auf die Existenz überlappender Regulierung (u.a. über das EEG) zurückzuführen ist. Die mangelnde Anreizwirkung hat zudem auch weitere Folgewirkungen, da die Versteigerungserlöse des Energie- und Klimafonds geringer ausfallen als gedacht. Die vorherrschende Förderung erneuerbarer Energien über das EEG entspricht demgegenüber nur bedingt ökonomischen Anforderungen einer auf die Diffusion von Umweltinnovationen ausgerichteten Politik und leidet vor allem unter Einbußen an Kosteneffizienz. Zudem hat sich über die Jahre ein erhebliches Missverhältnis zwischen FuE- und Diffusionsförderung zulasten ersterer herausgebildet. Eine stärkere Gewichtung und Verfestigung der (nicht über das EEG implementierten) FuE-Förderung kann längerfristige Effizienzgewinne realisieren und ist zudem weniger anfällig für negative Interaktionseffekte mit dem Emissionshandel, so dass auch eine klarere Trennung von forschungspolitischen und mengenbezogenen CO<sub>2</sub>-Einsparzielen eintreten würde. Auch Reformen innerhalb der Diffusionsförderung bieten Effizienzpotenziale. Jenseits von Kosteneinsparungsmöglichkeiten im bestehenden Fördersystem hängen sie wesentlich von der Ausgestaltung der Transformation des Energiesystems selbst ab.

Im zweiten Handlungsfeld wird daher die Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund eines historisch gewachsenen Stromversorgungssystems betrachtet, das vor allem in puncto Versorgungssicherheit nicht auf hohe Anteile erneuerbarer Energien ausgelegt ist. Auch bei der Bewältigung des Transformationsprozesses bieten marktwirtschaftliche Anreizmechanismen - neben anderen Instrumenten - die Möglichkeit Kostensenkungs- und Innovationspotenziale zu realisieren. Sie können den Koordinationsbedarf der Transformation innerhalb des Versorgungssystems sinnvoll und effizient steuern. Dies betrifft etwa den Netzausbau und -umbau (kostensenkende Skaleneffekte durch länderübergreifende Ausschreibungen, Anreize zu Innovationen auf der Verteilnetzebene u.a.m.), die Möglichkeiten zur effizienten Engpassbewirtschaftung und Netznutzung (Auktionierung von Netzkapazitäten, räumlich differenzierte Netzbepreisung über die Netzentgelte, flexible Auslegung bestehende Regelung im Sinne von smart contracts u.ä.), und schließlich Maßnahmen zu Gunsten von Stromspeichern (verstärkte FuE-Förderung) und zur Flexibilisierung der Nachfrage (Verbesserung der Kommunikationsinfrastruktur für intelligente Stromzähler u.a.). Darüber hinaus ist das Strommarktdesign angesichts technologischer Besonderheiten des Strommarkts ein kritischer Faktor einer effizienten und zuverlässigen Stromversorgung. In längerfristiger Perspektive spielen vor dem Hintergrund des Missing-money Problems bzw. des Mangels an effizienten Investitionsanreizen in Erzeugungskapazitäten zusätzliche Marktkomponenten in Form direkter oder indirekter Kapazitätsmechanismen eine wichtige Rolle, die es möglichst anreizkompatibel auszugestalten gilt. Zugleich gilt es insbesondere in mittel- bis längerfristiger Perspektive die weitere Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien voranzutreiben. Diese Marktintegration erfordert, dass die Anlagenbetreiber von Grünstrom zum einen überhaupt in den Strommarkt (und die Regelenergiemärkte) eingebunden werden und räumliche und zeitliche Marktsignale erhalten und zum anderen die erzielbaren Erlöse in möglichst effizienter Form ergänzt werden. Vielversprechend ist hierbei ein (gegenüber dem bereits bestehenden) revidiertes und auf Erzeugungskapazitäten zielendes Marktprämienmodell, das die jeweils herrschenden Marktpreise ergänzt und zwischen dargebotsabhängigen und dargebotsunabhängigen Grünstrom-Technologien differenzieren könnte. Längerfristig wäre auch ein derzeit noch ambivalent bzw. voraussetzungsvoll erscheinendes Grünstromzertifikatesystem im europäischen Kontext denkbar.

Im dritten, auf den Gebäudesektor zielendes Handlungsfeld werden die Steuerungskraft und die Effizienzpotenziale marktwirtschaftlicher Anreizmechanismen auch nur partiell genutzt. Die politische Diskussion ist vielmehr neben den Energieeffizienzstandards der detailreichen und komplizierten Energieeinsparungsverordnung stark auf eine Vielzahl von Förderprogrammen auf Bundes-, aber auch auf Ebene der Länder und Kommunen verengt. Deren Finanzierungsgrundlage steht vor dem Hintergrund ambitionierter politischer Ziele im Gebäudebereich, der unsicheren Haushaltsslage und dem ausgezehrten Energie- und Klimafonds zudem auf wackliger Grundlage. Wenig Beachtung findet demgegenüber die Tatsache, dass im Gebäudesektor bzw. im Wärmemarkt die Internalisierung negativer externer Klimaeffekte – auch im Vergleich zum Verkehrsbereich – in unzureichendem Maße gewährleistet ist. Während der Emissionshandel weitgehend außen vor bleibt, weist die Energiesteuer eine mangelnde Orientierung am CO<sub>2</sub>-Ausstoß oder auch am Energiegehalt auf. Sie fällt auch in Bezug auf die Höhe der Steuersätze relativ moderat aus. Die Energieeinsparverordnung greift hier nur partiell und diskontinuierlich und ist leicht mit Effizienzeinbußen verbunden (mangelnde Rücksicht auf die Kostenstruktur, Rebound-Effekte u.ä.). Fördermaßnahmen entsprechen dagegen nicht dem Verursacherprinzip und weisen ebenfalls ähnliche Effizienzeinbußen auf (Mitnahmeeffekte, Rebound-Effekte u.a.m.). Ohne eine nur längerfristig denkbare grundlegende Reform des Emissionshandels im Sinne eines upstream-Ansatzes bieten Steuererhöhungen bei Heizstoffen Effizienzpotenziale. Von Steuererhöhungen (insbesondere langsam und kontinuierlich steigenden Steuersätzen) könnte zugleich ein endogener Innovationsanreiz ausgehen. Ein doppelter Lenkungseffekt (push- und pull- Strategie) könnte über die Verwendung des Steueraufkommens im Gebäudebereich erreicht werden, wobei verfassungsrechtliche Restriktionen im Hinblick auf die Zweckbindung zu beachten sind. Damit könnte zugleich und zumindest indirekt das Mittelaufkommen von Förderprogrammen verstetigt werden. Die Effektivität und Effizienz bestehender Maßnahmen der Förderung, Beratung und Bildung sowie der Energieeinsparungsverordnung kann auch selbst verbessert werden, um die Energieeffizienzlücke im Gebäudebereich zu verringern. Zur Schließung der Energieeffizienzlücke bieten schließlich auch weitere Instrumente ökonomische Effizienzpotenziale (vor allem die Einführung eines ökologischen Mietspiegels).

Neben der Ergänzung einer partiell defizitären Marktordnung sowie der Abstimmung und Ausgestaltung eines Policy-mix sind direkte Formen der Koordination auf politischer und administrativer Ebene von besonderer Bedeutung für den weiteren Verlauf der Energiewende. Allerdings gibt es bezüglich der verschiedenen Koordinationsformen und –modi (z.B. innerhalb der Verwaltung) nur wenig zugängliches, empirisch belastbares und zugleich aktuelles Untersuchungsmaterial, so dass diese Formen der Politikkoordination weniger stark beleuchtet werden können. Näher betrachtet wurden auf der Basis organisationstheoretischer Überlegungen und Erfahrungen aus dem Ausland die Vor- und Nachteile der Gründung eines Energie- bzw. Energie- und Klimaministeriums. Vor dem Hintergrund der britischen und dänischen Erfahrungen scheinen die Vorteile der Gründung eines Energie- und Klimaministeriums auf Bundesebene in Deutschland zu überwiegen. Es könnte der Energiewende ein Gesicht verleihen, vorhandene Zuständigkeiten bündeln, zu mehr Transparenz beitragen und den verbleibenden Koordinationsbedarf besser bewältigen. Neben der horizontalen Koordination muss die vertikale Koordination im Verhältnis der föderalen Ebenen ebenfalls näher überprüft werden.

## Literaturverzeichnis

- Acemoglu, D. et al. (2012): The Environment and Directed Technical Change, American Economic Review, 102(1), 131-166.
- Adolf, J. et al. (2011): Shell Hauswärme-Studie: Nachhaltige Wärmeerzeugung für Wohngebäude, Fakten, Trends und Perspektiven, Hg. v. Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg.
- Ambec, S. et al. (2011): The Porter hypothesis at 20: Can environmental regulation enhance innovation and competitiveness?, Resources for the Future Discussion Paper 11/01, Washington.
- Amecke, H. (2011): Energieausweis: ein Beispiel für wenig genutztes Potenzial, DIW Wochenbericht Nr. 34, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Amecke, H. und Neuhoff, K 2011): Map of policies supporting thermal efficiency in Germany's residential building sector, Climate Policy Initiative, Berlin.
- Amelung, A. et al. (2012): Auswirkungen staatlicher Eingriffe zur Förderung der Gebäudesanierung auf die Akteure des Immobilienmarkts, Discussion Paper Nr. 3/2012, Otto Wolff Institut für Wirtschaftsordnung, Universität Köln.
- Andor, M. et al. (2011): Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 2/11, S. 22-25.
- Arthur, W.B. (1988): Competing technologies: An overview. In: Dosi, G., Freeman, C., Nelson, R.R., Silverberg, G., Soete, L. (Hrsg.): Technical Change and Economic Theory. Pinter, London/New York, S. 590–607.
- Asendorf, D. (2012): Mit schlauer Power, Die Zeit Nr. 34, S. 31f., Hamburg.
- Aune, F. R. et al. (2012): Implementing the EU renewable target through green certificate markets, Energy Economics 34, S. 992-1000.
- Azuma-Dicke, N. (2005): Zweitbeste (Second-best) Instrumente der deutschen Politik zur Reduktion von CO<sub>2</sub>, Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, Dissertation an der Fakultät Wirtschafts- und Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart.
- Bach, S. (2009), Zehn Jahre ökologische Steuerreform: Finanzpolitisch erfolgreich, klimapolitisch halbherzig, DIW Wochenbericht Berlin Nr. 14/2009, S. 218-227.
- Bach, S. et al. (2001): Die ökologische Steuerreform in Deutschland: eine modellgestützte Analyse ihrer Wirkungen auf Wirtschaft und Umwelt, Berlin, Heidelberg.
- Bachmann, G. (2009): Energie Ministerium – Vergleich administrativer Lösungen in anderen Staaten, Geschäftsstelle des Rats für Nachhaltige Entwicklung, Berlin.
- Barth, R., Weber, C., Swider, D.J. (2008): Distribution of Costs Induced by the Integration of RES-E Power, Energy Policy 36, S. 3107-3115.
- Battle, C. et al. (2012): Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing, Energy Policy 41, S. 212-220.

Battles, S., Clò, S. und Zoppoli, P. (2012): Policy Options to Stabilize the Carbon Price within the European Emissions Trading System: Framework for a Comparative Analysis, Working Paper, Electronic copy available at: <http://ssrn.com/abstract=2062753>.

Bauchmüller, M. (2012): Aigner macht Wind, Süddeutsche Zeitung vom 21.08.2012, online verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/anbindung-von-offshore-windparks-ilse-aigner-macht-wind-1.1446737>.

Bauer, J., Lang, A. und Schneider, V. (2012): Innovation policy and governance in high-tech industries – The complexity of coordination, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg.

Bauknecht, D. und Koch, M. (2010): Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/2010.

Baumol, W. J. und Oates, W. E. (1975): The Use of Standards and Prices for Protection of the Environment, in: Swedish Journal of Economics 73, S. 42-54.

BBSR (2011): Struktur der Bestandsinvestitionen, Hrsg. v. BBSR-Berichte KOMPAKT, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011), online verfügbar unter: [www.bdew.de](http://www.bdew.de).

Bechberger, M., Körner, S. und Reiche, D. (2003): Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt, FFU-Report 01/2003, Forschungsstelle für Umweltpolitik, FU Berlin.

Beise, M. und Rennings, K. (2005): Lead markets and regulation: a framework for analyzing the international diffusion of environmental innovations, Ecological Economics 52, S. 5-17.

Bennear, L.S. und Stavins, R.N. (2007): Second-best theory and the use of multiple policy instruments, Environmental Resource Economics 37, S. 111-129.

Bergek, A. und Jacobsson, S. (2003): The emergence of a growth industry: a comparative analysis of the German, Dutch and Swedish wind turbine industries. In: S. Metcalf und U. Cantner (eds): Change, Transformation and Development, Physica- Verlag, Heidelberg, S. 197-227.

Bergek, A. und S. Jacobsson (2010) Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008, Energy Policy 38, S. 1255-1271.

BET, E-Bridge, IAEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Aachen/Bonn.

Beuermann, C. (2000): Germany: Regulation and the Precautionary Principle, in: Lafferty, W. M. and Meadowcroft, J. (Hrsg.): Implementing Sustainable Development, Strategies and Initiatives in High Consumption Societies, Oxford: University Press.

Blesl, M., Fahl, U., Voß, A. (2005): Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

Bloom, N., M. Schankerman, und J. Van Reenen (2007): Identifying Technology Spillovers and Product Market Rivalry, National Bureau of Economic Research Working Paper No. 13060.

Böckem, A. (1999): Umsetzungsprobleme in der deutschen Klimapolitik: Eine empirische Überprüfung polit-ökonomischer Erklärungsansätze, HWWA-Report 189, Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv, Hamburg.

Bode, S. und Groscurth, H.M. (2011): Das Mengen-Markt-Modell – Ein Vorschlag zur Schaffung bzw. Sicherstellung von Investitionsanreizen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter Nutzung marktorientierter Instrumente, Discussion Paper 4.

Böhringer, C. und Keller, A. (2011): Energy security: An impact assessment of the EU climate and energy package, Wirtschaftswissenschaftliche Diskussionspapiere V 335-11, Universität Oldenburg.

Böhringer, C. und Rosendahl, K.E. (2009): Green serves the dirtiest. On the interaction between black and green quotas, Discussion Papers 581, Statistics Norway, Discussion Papers in Economics V-315-09, Oldenburg University und CESifo Working Paper No. 2837.

Böhringer, C. und Rosendahl, K.E. (2011a): Greening Electricity More Than Necessary: On the Cost Implications of Overlapping Regulation in EU Climate Policy, Journal of Applied Social Science Studies / Schmollers Jahrbuch, 131(3), S. 469 – 492.

Böhringer, C. und Rosendahl, K.E. (2011b): Green promotes the dirtiest: on the interaction between black and green quotas in energy markets, Journal of Regulatory Economics 37, S. 316-325.

Böhringer, C., Hoffmann, T., Rutherford, T.F. ( 2007): Alternative strategies for promoting renewable energy in EU electricity markets, Applied Economics Quarterly 53, Supplement, S. 9–30.

Böhringer, C., Koschel, H., Moslener, U. (2005): Emissionshandel, Ökosteuer und Förderung erneuerbarer Energien: Ökonomische Überlegungen zum Zusammenwirken dreier Instrumente in der Praxis, Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (1), S. 39-46.

Böhringer, C., Lange, A. (2012): Der europäische Emissionszertifikatehandel: Bestandsaufnahme und Perspektiven, Wirtschaftsdienst 2012/Sonderheft, S. 12-16.

Böhringer, C., Rutherford, T.F. und Tol, R.S.J. (2009): The EU 20/20/2020 Targets: An overview of the emf22 assessment, Environmental Sustainability Research Institute (ESRI) Working Paper No. 325.

Borggrefe, F. und Paulus, M. (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany, Applied Energy 88, S. 432-441.

Borras, S. (2009): The widening and deepening of innovation policy: what conditions provide for effective governance?, Center for Innovation, Research and Competence in the Learning Economy, Lund University.

Brandstätt, C., Brunekreeft, G. und Friedrichsen, N. (2011a): Improving investment coordination in electricity networks through smart contracts, Bremer Energie Institut, Paper Series No. 10, Bremen.

Brandstätt, C., Brunekreeft, G. und Friedrichsen, N. (2011b): Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?, Utilities Policy 19, S. 244-254.

Braun, D. (2008): Organising the political coordination of knowledge and innovation policies, *Science and Public Policy* 35, S. 227–239.

Braun, F. G., Schmidt-Ehmcke, J., Zloczysti, P. (2010), Innovative Activity in Wind and Solar Technology: Empirical Evidence on Knowledge Spillovers Using Patent Data, Discussion Paper No. 7865, German Institute for Economic Research (DIW), Berlin.

Bräuninger, M. et al. (2010): Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Raffineriesektors in Deutschland, HWWI Policy Report Nr. 14, Hamburgisches Weltwirtschafts-Institut, Hamburg.

Breitschopf, B. et al. (2011): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Brunekreeft, G. et al. (2011): Innovative Regulierung für intelligente Netze (IRIN) – Abschlussbericht, gefördert aus Mitteln des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bremer Energie Institut, Bremen.

Brunekreeft, G. und Bauknecht, D. (2009): Regulierung und Innovationstätigkeit: eine ökonomische Perspektive, Duncker & Humblot, Berlin.

Brunekreeft, G. und Meyer, R. (2011): Kapitalkosten und Kraftwerksinvestitionen bei zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien – Die Diskussion um Kapazitätsmärkte, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 60(1), S. 62-73, Lucius & Lucius, Stuttgart.

Bruns, E. et al. (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland: Eine Biographie des Innovationsgeschehens, Universitätsverlag der TU Berlin.

Buckmann, G. (2011): The effectiveness of renewable portfolio standard banding and carve-outs in supporting high-cost types of renewable electricity, *Energy Policy* 39: 4105-4114.

Bühler, T. (2010): Studiengänge und schulische Ausbildungsangebote für Erneuerbare Energien, Wissenschaftsladen Bonn e.V.

Bühler, T., Klemisch, H. und Ostenrath K. (2007): Ausbildung und Arbeit für erneuerbare Energien – Statusbericht 2007, Wissenschaftsladen Bonn e.V.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2006): Die Hightech-Strategie für Deutschland, Berlin.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2007): Die Hightech-Strategie zum Klimaschutz, Berlin.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2010a): Bundesbericht Forschung und Innovation 2010, Bonn, Berlin.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2010b): Ideen. Innovation. Wachstum – Hightech-Strategie 2020 für Deutschland, Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010). BMU-Stellungnahme zur erneuten RWI-Kritik am EEG: Altbekannt und längst widerlegt, [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/45090.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45090.php).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007): GreenTech made in Germany, Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland, Verlag Franz Vahlen, München.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2009): GreenTech made in Germany 2.0, Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland, Verlag Franz Vahlen, München.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): Innovation durch Forschung, Jahresbericht 2010 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012a): Erneuerbare Energien 2011, Daten des BMU zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Vorläufige Angaben, Stand 08. März 2012.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012b): Innovation durch Forschung, Jahresbericht 2011 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Umweltbundesamt (BMU und UBA) (Hrsg.) (2011): Umweltwirtschaftsbericht 2011 – Daten und Fakten für Deutschland, Berlin, Dessau-Roßlau.

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) (2005): Innovation und neue Energietechnologien, Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012): Exportinitiative Erneuerbare Energien – Auf in neue Märkte, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2010): Impulse für Innovationen im öffentlichen Beschaffungswesen, Berlin

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): Zwischenüberprüfung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Berlin.

Bundesnetzagentur (2012a): „Smart Grid“ und „Smart market“: Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystem, Bonn.

Bundesnetzagentur (2012b): Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn zur Ausgleichsmechanismusverordnung, S. 21, Berlin.

Bundesregierung (2011a): Beschlüsse des Bundeskabinetts zur Energiewende vom 6. Juni 2011, Berlin.

Bundesregierung (2011b): Zweiter Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan der Bundesrepublik Deutschland. BT-Drs. 17/6927 vom 2.9.2011.

Bundesregierung (2012): Entwurf eines Gesetzes über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum und über die vereinfachte Durchsetzung von Räumungstiteln (Mietrechtsänderungsgesetz – MietRÄndG).

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2008), Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020. Online verfügbar unter: [http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2008/BET-Studie\\_Versorgungssicherheit\\_Strom.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2008/BET-Studie_Versorgungssicherheit_Strom.pdf).

Busse, V. (2003): Änderungen der Organisation der Bundesregierung und Zuständigkeitsanpassungsgesetz 2002 – Erläuterungen am Beispiel der Regierungsbildung 2002, Die Öffentliche Verwaltung, S. 411.

BWP - Bundesverband Wärmepumpe (2012): Positionspapier: Lenkungswirkung von Steuern und Abgaben auf Energieträger im Wärmemarkt, Berlin.

Calel, R. und Dechezleprêtre, A. (2012): Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European carbon market, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 75, London School of Economics, London, UK.

Cames, M. (2010): Emissions Trading and Innovation in the German Electricity Industry, Dissertation an der Technischen Universität Berlin.

Capros, P. et al. (2011): Analysis of the EU policy package on climate change and renewables, Energy Policy 39, S. 1476-1485.

Castelnuovo, E. et al. (2005): Learning-by-Doing vs. Learning by Researching in a model of climate change policy analysis, Ecological Economics 54, S. 261-276.

CEER (Council of European Energy Regulators) (2011): CEER Report on Renewable Energy Support in Europe, Brüssel.

Clausnitzer, K.-D. et al. (2007): Effekte des KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms 2005 und 2006, Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe.

Clausnitzer, K.-D. et al. (2008): Effekte des KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms 2007, Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe.

Clausnitzer, K.-D. et al. (2009): Effekte des KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms 2008, Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe.

Conrad, J. (2000): Interpolicy Coordination in Germany: Environmental Policy and Technology Policy, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 4/2000, S. 583-614.

Council of the European Union (2007): Brussels European Council 8/9 March 2007 – Presidency Conclusions, 7224/1/07 REV 1 CONCL 1, Brüssel, 2. 5. 2007.

CPI - Climate Policy Initiative (2011): Steueranreize zur Förderung energetischer Sanierungen, CPI Brief, Berlin.

Cramton, P. und Ockenfels, A. (2012): Economics and design for capacity markets for the power sector, Zeitschrift für Energiewirtschaft 36, S. 113-134.

Cramton, P. und Stoft, S. (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity With Special Attention to the CAISO'S Resource Adequacy Problem, Working Paper 06-007, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge MA.

Dahlman, C. J. (1979): The Problem of Externality, Journal of Law and Economics 22, S. 141-162.

dapd (2012): Gegen das Chaos: SPD fordert Energieministerium, Berlin, online verfügbar unter: <http://www.verivox.de/nachrichten/gegen-das-chaos-spd-fordert-energieminister-83968.aspx>.

David, P. (1985): Clio and the Economics of QWERTY, The American Economic Review 75, S. 332-337.

Dechezleprêtre, A. et al. (2011): Invention and transfer of climate change mitigation technologies: A global analysis, Review of Environmental Economics and Policy 5, S. 109–130.

Dehmel, F. (2011): Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen – Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Dissertation an der katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt.

Dehmer, D. (2012): Wird die Energiewende Zerrieben?, Cicero vom 16.07.2012, online verfügbar unter: <http://www.cicero.de/berliner-republik/kompetenzwirrwarr-altmaier-wird-energiewende-zwischen-ministerien-zerrieben/51237>.

Del Rio, P. (2008): Policy implications of potential conflicts between short-term and long-term efficiency in CO<sub>2</sub> emission abatement, Ecological Economics 65, S. 292-303.

Del Rio, P. (2012): The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements, Energy Policy 41, S. 139-151.

Del Rio, P., Carrillo-Hermosilla, J. und Könnölä, T. (2010): Policy strategies to promote eco-innovation – An integrated framework, Journal of Industrial Ecology 14, S. 541-557.

Demsetz, H. (1969): Information and Efficiency: Another Viewpoint, Journal of Law and Economics 12, S. 1-22.

Department of Energy and Climate Change (DECC) (2011b): Low Carbon Innovation Review, DECC Publications, London, online verfügbar unter: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/funding-support/fund-opportunities/3981-low-carbon-innov-delivery-review-summ.pdf>.

Department of Energy and Climate Change (DECC) (2011a): Carbon Plan Action Summary Annex C, DECC Publications, London, online verfügbar unter: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/tackling-climate-change/carbon-plan/3750-carbon-plan-annex-c-dec-2011.pdf>

Department of Energy and Climate Change (DECC) (2012): Climate Change 2008 Impact Assessment, DECC Publications, London, online verfügbar unter: [http://www.decc.gov.uk/assets/decc/85\\_20090310164124\\_e\\_@\\_climatechangeactia.pdf](http://www.decc.gov.uk/assets/decc/85_20090310164124_e_@_climatechangeactia.pdf).

Derlien, H. (1996): Zur Logik und Politik des Ressortzuschnitts, Verwaltungsarchiv 87, S. 548-580.

Deutsche Energieagentur (Dena) (2010). Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, online verfügbar unter: <http://www.dena.de/>.

Deutsche Presseagentur (dpa) (08.08.2012): Rösler will schnelle Lockerung von Umweltstandards, Hamburg, online verfügbar unter: [http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaftsticker/roundup-energiewende-roesler-will-schnelle-lockerung-von-umweltstandards\\_aid\\_796192.html](http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaftsticker/roundup-energiewende-roesler-will-schnelle-lockerung-von-umweltstandards_aid_796192.html).

Deutsche Presseagentur (dpa) (30.05.2012): EnBW Chef fordert Energieminister als zentralen Ansprechpartner, Hamburg, online verfügbar unter: <http://www.verivox.de/nachrichten/enbw-chef-fordert-energieminister-als-zentralen-ansprechpartner-86814.aspx>.

Diefenbach, N. et al. (2005): Beiträge der EnEV und des KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms zum Nationalen Klimaschutzprogramm, IWU—Institut Umwelt und Wohnen, Darmstadt.

Diefenbach, N. et al. (2011): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Ökologisch/Energieeffizient Bauen“, Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe, Darmstadt.

Diekmann, J. et al. (2008): Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Kapitel 3: Analyse und Bewertung des EEG im bundesdeutschen Stromsektor, Berlin, Stuttgart, Saarbrücken.

Diekmann, J. und Horn, M. (2008): Analyse und Bewertung der Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht - Kapitel 4: Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Diekmann, J. und Kemfert, C. (2009): Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides, DIW Wochenbericht 76(11), S. 169-174, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Diermann, C. et al. (2012): 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen, WWF Deutschland, Berlin.

DIW/Fraunhofer ISI/Roland Berger (2007): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz, Vertiefende Analyse zu Umweltschutz und Innovation, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes.

DLR et al. (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt et al.) (2006): Eckpunkte für die Entwicklung und Einführung budgetunabhängiger Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Dobroschke, S. (2012): Energieeffizenzpotenziale und staatlicher Lenkungsbedarf, Discussion Paper Nr. 12-1, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln, Köln.

Dorgan, B. et al. (2011): An open letter to the American People and America's leaders: A new era for U.S. energy security, Bipartisan Policy Center, Washington DC, online verfügbar unter: <http://bipartisanpolicy.org/sites/default/files/Open%20Letter.pdf>.

Downing, T. et al. (2005): Social Cost of Carbon: A Closer Look at Uncertainty, Final Report, Stockholm Environment Institute, Oxford, UK.

Dradio.de (2012): Aktuelles von 17.05.2012, Köln, online verfügbar unter: <http://www.dradio.de/aktuell/1759443/>.

Dunkelberg, E. und Stieß, I. (2011): Energieberatung für Eigenheimbesitzer/innen: Wege zur Verbesserung von Bekanntheit und Transparenz durch Systematisierung, Qualitätssicherung und kommunale Vernetzung, [www.enef-haus.de](http://www.enef-haus.de).

Duscha, M. et al. (2008): Evaluation des Förderprogramms "Energiesparberatung vor Ort", Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg.

Duval, R. (2008): A taxonomy of instruments to reduce greenhouse gas emissions and their interactions, OECD Economics Department Working Papers, No. 636, OECD Publishing, Paris.

Earth Policy Institute (2012): Data Center, online verfügbar unter: [http://www.earth-policy.org/data\\_center/C23](http://www.earth-policy.org/data_center/C23).

Ecofys (2010): Innovative Politikmaßnahmen für mehr Energieeffizienz, Vorschlag für Politikmaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Deutschland bis 2020, Studie im Auftrag des Verbands der Chemischen Industrie, Ecofys GmbH Nürnberg.

Economist (1.10.2011), Tinker, Tailor – Economists Reconsider The Merits of Industrial Policy, But Some Flaws Are Hard to Fix.

ECORYS Research and Consulting et al. (2009): Study on the competitiveness of the EU eco-industry, Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Rotterdam.

ECOTEC Research & Consulting Ltd. (2002): Analysis of the EU eco-industries, their employment and export potential, Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Birmingham.

Edenhofer, O. und Kalkuhl, M. (2009): Kommentar zu Hans-Werner Sinn: Das Grüne Paradoxon - Menetekel oder Prognose?, in: Beckenbach, F. et al. (Hrsg.): Jahrbuch Ökologische Ökonomik, Diskurs Klimapolitik, S. 115-151.

Edenhofer, O., Bauer, N. und Kriegler, E. (2005): The impact of technological change on climate protection and welfare: Insights from the model MIND, Ecological Economics 54, S. 277-292.

Edler, D. et al. (2009): Beschäftigungswirkungen des Umweltschutzes in Deutschland: Methodische Grundlagen und Schätzung für das Jahr 2006, Texte des Umweltbundesamtes 26, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Edler, J. et al. (2006): Nachfrageorientierte Innovationspolitik, Arbeitsbericht Nr. 99, Büro für Technikfolgen-Abschätzung, Karlsruhe.

Edler, J. und Kuhlmann, S. (2008): Coordination within fragmentation: governance in knowledge policy in the German federal system, Science and Public Policy 35(4), S. 265-276.

Edler, J., Kuhlmann, S. und Smits, R. (2003): New Governance for Innovation. The need for horizontal and systemic policy co-ordination, Fraunhofer ISI Discussion Papers Innovation Systems and Policy Analysis, No. 2/2003, Karlsruhe.

EFI - Expertenkommission Forschung und Innovation (2008): Jahresgutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands 2008, Berlin.

Ehlers, N. (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung, Dissertation an der TU Berlin, Berlin.

Eichhammer, W. et al. (2012): Verbesserung der Energieeffizienz als Gegenleistung für Vergünstigungen bei der Energiebesteuerung, DIW- Wochenbericht Nr. 10, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Ek, K. und Söderholm, P. (2010): Technology learning in the presence of public R&D: the case of European wind power, Ecological Economics 69, S. 2356–2362.

Ellerman D. und Buchner B. (2008): Over-Allocation or abatement? A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005–2006 Emissions Data, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report No. 141, Cambridge, MA.

Empirica/Luwoge (2010): Wirtschaftlichkeit energetischer Sanierungen im Berliner Mietwohnungsbestand, Hg. v. Empirica Forschung und Beratung und Luwoge Consult GmbH.

Endres, A. (1994): Umweltökonomie, Eine Einführung, Darmstadt.

Endres, A. (2009): Ökonomie der Umweltpolitik: Zur Integration statischer und dynamischer Aspekte, Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 1/2009, S. 1-32.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012): Ten-Year Network Development Plan 2012, online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>

Erdmann, G. (2011): Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien - Studie im Auftrag der Vereinigung der Bayrischen Wirtschaft e.V. u.a., TU Berlin.

Erdmann, G. et al. (2009): Wettbewerb in der Energiewirtschaft, Band 322 der Schriften des Vereins für Socialpolitik, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, Berlin: Duncker & Humblot.

Erdmann, G. und Dittmar, L. (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Fachgebiet Energiesysteme, TU Berlin, Studie im Auftrag der RWE AG.

Erhorn, H. und Hauser, G. (2008): Energieversorgungsstrukturen im Gebäudesektor in Deutschland, Teilstudie II, in: Schulte, H.H. und Wagner, U. (2008): Rahmenbedingungen für effizienten Klimaschutz im Gebäudebereich, Studie im Auftrag der Industrie-Initiative für effizienten Klimaschutz in Deutschland, Wetzlar und München.

Ernst & Young (2006): Eco-industry, its size, employment, perspectives and barriers to growth in an enlarged EU, Final report to the European Commission DG Environment, September 2006.

EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 1 (2011): Functionalities of Smart Grids and Smart Meters, online verfügbar unter: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/expert\\_group1.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf).

Europäische Kommission (2000): Grünbuch „zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union“, KOM(2000) 87 endg., Brüssel.

European Commission (2008): Impact assessment on the internalisation of external costs, Commission staff working document, SEC(2008) 2209, Brussels.

European Commission (2009): Das Emissionshandelssystem der EU, Ausgabe 2009, [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_de.pdf).

European Commission (2012): Analysis of options beyond 20% GHG emission reductions: Member State results, Staff Working Paper.

EUtech Energie und Management GmbH (2008): Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland - Stellungnahme zur Dena-Kurzstudie „Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“, online verfügbar unter: [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/energie/Deckungsluecke.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Deckungsluecke.pdf).

Fahl, U. (2012): CO<sub>2</sub>-Minderungskosten für Technologien und Energieszenarien im Vergleich, Rundgespräch „Die Zukunft der Energieversorgung“, München, 25. Januar 2012.

Fichter, K. et al. (2006): Nachhaltigkeitskonzeption für Innovationsprozesse, nova-net Werkstattreihe, Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Fichtner et al. (2010): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011, Evaluierung des Förderjahres 2009, Zwischenbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Fier, A. und Harhoff, D. (2001): Die Evolution der bundesdeutschen Forschungs- und Technologiepolitik: Rückblick und Bestandsaufnahme, Perspektiven der Wirtschaftspolitik 3, S. 279–301.

Fischer, C. (2008): Emissions Pricing, Spillovers, and Public Investment in Environmentally Friendly Technologies, Energy Economics 30, S. 487-502.

Fischer, C. et al. (2012): How Should Support for Climate-Friendly Technologies Be Designed?, AMBIO - A Journal of the Human Environment 41, S. 33-45.

Fischer, C. und Newell, R. G. (2008): Environmental and Technology Policies for Climate Mitigation, Journal of Environmental Economics and Management 55, S. 142–62.

Fischer, C. und Preonas, L. (2010): Combining policies for renewable energy: Is the whole less than the sum of its parts?, International Review of Environmental and Resource Economics 4, S. 51-92.

Flanagan, K. et al. (2011): Reconceptualising the ‘policy mix’ for innovation, Research Policy 40, S. 702-713.

Forschungsunion Wirtschaft – Wissenschaft (2011): Bericht der Promotorengruppe Klima / Energie, Empfehlungen zu den Zukunftsprojekten „Die CO<sub>2</sub>-neutrale, energieeffiziente und klimaangepasste Stadt“ und „Intelligenter Umbau der Energieversorgung“, Berlin.

Foxon, T. und Andersen, M. (2009): The greening of innovation systems for eco-innovation – towards an evolutionary climate mitigation policy, in: DRUID Summer Conference - Innovation, Strategy and Knowledge, Copenhagen.

Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ) (2012): Solarförderung wird um bis zu 30 Prozent gekürzt, 29. Juni 2012.

Fraunhofer IBP et al. (2010): Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien, erstellt vom Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien.

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI et al. (2012): Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland – Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Karlsruhe/Freiburg/Berlin.

Frietsch, R., Neuhäusler, P. und Rothengatter, O. (2012): Patent Applications - Structures, Trends and Recent Developments, Studien zum deutschen Innovationssystem 08-2012, Berlin.

Frondel, M. et al. (2010): Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience, Energy Policy 38, S. 4048-4056.

Frondel, M. und C. Vance (2012): Heterogeneity in the Effect of Home Energy Audits - Theory and Evidence, Ruhr Economic Papers 335, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.

Frondel, M. und Hillebrand, B. (2004): Reform der ökologischen Steuerreform: Harmonisierung mit dem Emissionshandel, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 54(5), S. 330-332.

Frondel, M., Grösche, P. und Schmidt, C.M. (2008): Energiesparen: Warum wird Beratung gefördert? Zeitschrift für Energiewirtschaft 2, S. 97-101.

Frondel, M., Ritter, C. und Schmidt, C. (2011): Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise, RWI Positionen 45, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.

Frondel, M., Schmidt, C. und aus dem Moore, N. (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, RWI Projektbericht, Essen.

Frondel, M., Schmidt, C.M. und Vance, C. (2012): Germany's solar cell promotion: An unfolding disaster, Ruhr Economic Papers 353, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung.

Frontier economics (2011): Ökonomisches Potenzial für Intelligente Stromzähler in Deutschland, Studie im Auftrag der Yello Strom GmbH, London.

Frontier Economics und Consentec (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, London.

Frontier Economics und RWE (2008): Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, Präsentation online verfügbar unter: [http://www.frontier-economics.com/\\_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE\\_VOLL%20Study\\_18082008-stc.pdf](http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf).

Fürsch, M. et al. (2010): European RES-E policy analysis, Energiewirtschaftliches Institut (EWI), Universität Köln, Köln.

Fürsch, M. et al. (2012): The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI), Working Paper No. 12/04, Köln/Langen.

Gago, A. et al. (2012): Climate Change, Buildings and Energy Prices, Economics for Energy Working Paper 04-2012.

Galiana, I. und Green, C. (2009): Let the global technology race begin, Nature 462, S. 570-571.

Gawel, E. (1991): Umweltpolitik durch gemischten Instrumenteneinsatz: allokativer Effekte instrumentell diversifizierter Lenkungsstrategien für Umweltgüter, Duncker und Humblot, Berlin.

Gawel, E. und Ewingmann, D. (1994): Lenkungsabgaben und Ordnungsrecht, Zur allokativen Logik der Restverschmutzungsabgabe, in: Steuer und Wirtschaft 4/1994, S. 295-311.

Gawel, E. und Korte, K. (2012): Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen, Wirtschaftsdienst 2012/8, S. 512-515.

Gawel, E. und Lehmann, P. (2011): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emission trading scheme?, Helmholtz Zentrum für Umweltforschung Discussion Papers 5/2011, Leipzig.

Geers, T. (2012): Ein Energieministerium ist überfällig, Hauptstadtstudio vom 23.05.2012, online verfügbar unter: <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/kommentar/1764903/>.

Gehrke, B., Legler, H. und U. Schasse (1995): Zweiter Bericht zur Umweltwirtschaft in Niedersachsen 1994/95, Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung (NIW), Hannover.

Gerlagh, R. et al. (2008): Linking environmental and innovation policy, FEEM Working Papers 2008: 53, Fondazione Eni Enrico Mattei.

Gillingham, K. und Sweeney, J. (2010): Market failure and the structure of externalities, in: Moselle, B., Padilla, A. J. und Schmalensee, R. (Hrsg.): Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy, RFF Press.

Gillingham, K., R. Newell und K. Palmer (2009): Energy Efficiency Economics and Policy, Annual Review of Resource Economics 1, S. 597-619.

Greene, D.L. (2011): Uncertainty, loss aversion, and markets for efficiency, Energy Economics 33, S. 608-616.

Grösche, P. und Vance, C. (2008): Willingness-to-pay for energy conservation and free-ridership on subsidization, Evidence from Germany, Ruhr economic papers 58, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.

Grossekettler, H. (1991): Zur theoretischen Integration der Wettbewerbs- und Finanzpolitik in die Konzeption des ökonomischen Liberalismus, in: Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie 10, S. 103-144.

Grubb M. (2012): Strengthening the EU ETS: Creating a stable platform for EU energy sector investment, Climate Strategies Report, London.

Grubb, M. et al. (1995): The Economics of Changing Course: Implications of Adaptability and Inertia for Optimal Climate Policy, *Energy Policy*, 23, S. 417-432.

Grubb, M., and Ulph, D. (2002): Energy, Environment, and Innovation, *Oxford Review of Economic Policy* 18, S. 92-106.

Grupp, H., Schmoch, U. und Breitschopf, B. (2008): Perspektiven des deutschen Innovationssystems: Technologische Wettbewerbsfähigkeit und wirtschaftlicher Wandel, in: Blättel-Mink, B. (Hrsg.): *Innovationssysteme. Technologie, Institutionen und die Dynamik der Wettbewerbsfähigkeit*, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 249-286.

Güneysu, S., Vetter, M. und Wieser, M. (2011): Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids), *Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl)*, S. 870-875.

Gupta, S. et al. (2007): Policies, Instruments and Co-operative Arrangements, in: *Climate Change 2007: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Hansjürgens, B. (2012): Instrumentenmix der Klima- und Energiepolitik: Welche Herausforderungen stellen sich?, *Wirtschaftsdienst 2012/Sonderheft*, S. 5-11.

Haščić, I. et al. (2010): Climate policy and technological innovation and transfer: An overview of trends and recent empirical results, *OECD Environment Working Papers*, No. 30, OECD Publishing.

Helm, D. (2009): EU climate-change policy - a critique, *Smith School of Enterprise and the Environment, Working Paper*, University of Oxford, UK.

Henger, R. und Voigtländer, M. (2012): Energetische Modernisierung des Gebäudebestandes: Herausforderungen für private Eigentümer, Studie im Auftrag von Haus & Grund Deutschland, Köln.

Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (2011): Geschäftsbericht 2011 der Helmholtz-Gemeinschaft deutscher Forschungszentren.

Hicks, J.R., (1932) *The Theory of Wages*, Macmillan, London.

Hiroux, C. und Saguan, M. (2010): Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?, *Energy Policy* 38, S. 3135-3145.

Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik, Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.

Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg (2011): Fachseminar Erneuerbare Energien, online verfügbar unter: <http://www.direkt-project.eu/events/85-fachseminar-erneuerbare-energie-technologische-ansaetze-und-loesungen-fuer-entwicklungslaender.html>.

Horbach, J. (2007): Determinants of environmental innovation – New evidence from German panel data sources, *Research Policy* 37, S. 163-173.

Hübner, K. und Nill, J. (2001): Nachhaltigkeit als Innovationsmotor, Herausforderung für das deutsche Innovationssystem, Berlin: Ed. Sigma.

Ifo Institut - Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München und Forschungsstelle für Energiewirtschaft (ifo Institut und FfE) (2012): Die Zukunft der Energiemarkte - Ökonomische Analyse und Bewertung von Potentialen und Handlungsmöglichkeiten, Endbericht zum Projekt I C 4 -18/11 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, München.

Ifo Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo Institut) (2011), Bewertung der klimapolitischen Maßnahmen und Instrumente, Studie im Auftrag der E.ON AG, München.

IfS - Institut für Städtebau, Wohnungswirtschaft und Bausparwesen (2012): Thesen zur Energieeffizienzpolitik für den Wohnungsgebäudebereich, Hausbau Informationen 3/2012, www.ifs-staedtebauinstitut.de.

Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel (IfW) (2011): Haushaltskonsolidierung und Subventionsabbau: Wie der Staat seine Handlungsfähigkeit zurückgewinnen kann, Kieler Beiträge zur Wirtschaftspolitik, Kiel.

International Energy Agency (IEA) (2006): Energy Policies of IEA countries: Denmark, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2007a): Energy Policies of IEA countries: United Kingdom, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2007b): Energy Policies of IEA countries: United States, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2010): Energy Technology Perspectives 2010, Scenarios and Strategies to 2050, International Energy Agency, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2011): World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2011b): Energy Policies of IEA countries: Denmark, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2012): Energy Policies of IEA countries: United Kingdom, Paris.

IWU/BEI (2011): Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Institut für Wohnen und Umwelt und Bremer Energie Institut, Darmstadt.

Jacob, K. et al. (2005): Lead Markets for Environmental Innovations, Heidelberg: Physica-Verlag.

Jacob, K. und Volkery, A. (2007): Umweltpolitikintegration und Selbstregulierung - Ein Vergleich von Instrumenten zur Umweltpolitikintegration in den OECD-Ländern, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 39, S. 360-381.

Jacobsson, S. et al. (2009): EU renewable energy support policy: Faith or facts?, Energy Policy 37, S. 2143-2146.

Jaffe, A., Newell, R. und Stavins, R. (2002): Environmental policy and technological change, Environmental and Resource Economics 22, S. 41-69.

Jaffe, A., Newell, R. und Stavins, R. (2005): A tale of two market failures: Technology and environmental policy, Ecological Economics 54, S. 164-174.

Jamasb, T. (2007): Technical change theory and learning curves: Patterns of progress in electricity generation technologies, *The Energy Journal* 28, S. 51-72.

Jamasb, T. und Pollitt, M. G. (2011): Electricity sector liberalisation and innovation: An analysis of the UK's patenting activities, *Research Policy* 40, S. 309-324.

Jänicke, M. (1990): Der Staat als umweltpolitischer Problemerzeuger und Problemlöser, in: Petschow, U. und Schmidt, E. (Hrsg.): *Staatliche Politik als Umweltzerstörung, Der Staat in der Umweltverträglichkeitsprüfung*, Schriftenreihe des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung 37/90, Berlin, S. 3-9.

Jansen, J. C. (2011): Do we need a common support scheme for renewables-sourced electricity in Europe? And if so, how could it be designed?, *Energy Research Centre of the Netherlands*, online verfügbar unter: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2011/o11058.pdf>.

Johnstone, N., I. Haščič, und D. Popp (2010): Renewable energy policies and technological innovation: Evidence based on patent counts. *Environmental and Resource Economics* 45, S. 133-155.

Jordan-Korte, Katrin (2011): Government promotion of renewable energy technologies – Policy approaches and market development in Germany, the United States, and Japan, Dissertation, TU Berlin.

Jörgens, H. (1996): Die Institutionalisierung von Umweltpolitik im internationalen Vergleich, in: Jänicke, M.: *Umweltpolitik der Industrieländer: Entwicklung – Bilanz – Erfolgsbedingungen*, Berlin: Edition Sigma, S. 59-111.

Joskow, P.L. (2007): Competitive electricity markets and investment in new generating capacity, in: Helm, D. (Ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press.

Kaiser, R. (2008): Innovationspolitik, *Staatliche Steuerungskapazitäten beim Aufbau wissensbasierter Industrien im internationalen Vergleich*, Baden-Baden: Nomos.

Kalkuhl, M., Edenhofer, O. und Lessmann, K. (2012): Learning or Lock-in: Optimal Technology Policies to Support Mitigation, *Resource and Energy Economics* 34, S. 1-23.

Kemp, R. (2011): Ten themes for eco-innovation policies in Europe, *S.A.P.I.E.N.S.*, 4(2).

Kemp, R. et al. (1998): Regime Shifts to Sustainability through Processes of Niche Formation: The Approach of Strategic Niche Management, *Technology Analysis & Strategic Management* 10, S. 175-195.

Kemp, R. und S. Pontoglio (2011): The innovation effects of environmental policy instruments—A typical case of the blind men and the elephant?, *Ecological Economics* 72, S. 28-36.

Kim, J., Kim, Y. und Flacher, D. (2012): R&D investment of electricity-generating firms following industry restructuring, *Energy Policy* 48, S. 103-117.

Klaassen, G. et al. (2005): The Impact of R&D on Innovation for Wind Energy in Denmark, Germany and the United Kingdom, *Ecological Economics* 54, S. 227–240.

Knopf, B. et al. (2011): Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland, Studie des Potsdamer Instituts für Klimafolgenforschung und des

Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung, Potsdam, Leipzig.

Knudsen, J.K. (2009): De- and re-coupling energy: Environmental Policy Integration (EPI) and the case of renewable electricity in Scandinavia, Sintef Energy Research Technical Report, Trondheim, online verfügbar unter: <http://www.sintef.no/upload/ENERGI/Energisystemer/Politikk%20og%20styring/TR%20A6844.pdf>.

Koch, H.J. (2011): Klimaschutzrecht – Ziele, Instrumente und Strukturen eines neuen Rechtsgebietes, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht 11/2011, S. 641-704.

Kohlhaas, M. (2003): Energy Taxation and Competitiveness – Special Provisions for business in Germany's Environmental Tax Reform, Discussion Paper 349, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.

Kohlhaas, M. et al. (2005): Gesamtwirtschaftliche Effekte der ökologischen Steuerreform, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.

Kosinowski, H. und Groth, M. (2011): Die deutsche Förderung erneuerbarer Energien - Bestandsaufnahme und Perspektiven vor dem Hintergrund des europäischen Emissionszertifikatehandels, Metropolis-Verlag, Marburg.

Kösters, W. (2002): Umweltpolitik: Themen – Probleme – Perspektiven, München: Olzog Verlag.

Krause, F. et al. (1980): Energiewende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, Ein Alternativbericht des Ökoinstituts Freiburg, Frankfurt am Main.

Krebs, H. (2012): Netzentgelte für Elektrizitätsspeicher, Recht der Energiewirtschaft (Heft 1/2012), S. 19 ff.

Kreditanstalt für Wiederaufbau (Kfw) (2011): Stromspeicher – Einsatzbedingungen und Entwicklungsstand, Kfw Bankengruppe, Frankfurt am Main.

Küchler, S. und Nestle, U. (2012): Strategien zur Modernisierung I: Neue Finanzierungsmodelle für einen klimaneutralen Gebäudebestand, Studie im Auftrag und herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung.

Langniß, O. et al. (2005), Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2002 bis August 2004, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Straubing.

Lanoie, P. et al. (2011): Environmental Policy, Innovation and Performance: New Insights on the Porter Hypothesis, Journal of Economics & Management Strategy 20, S. 803-842.

Lechtenböhmer, S. und Samadi, S. (2010): Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen , Studie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, Wuppertal Institut, Wuppertal.

Legler, H. et al. (2006): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz, Leistungsfähigkeit der der deutschen Umwelt- und Klimaschutzwirtschaft im internationalen Vergleich, Dessau, Umweltbundesamt.

Legler, H. et al. (2010): Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der deutschen Wirtschaft – eine strukturelle Langfristbetrachtung – im Auftrag der Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI), Berlin.

Lehmann, P. (2010): Using a Policy-mix to combat climate change – An economic evaluation of policies in the German electricity sector, Dissertation an der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg.

Lehmann, P. (2012): Justifying a Policy-mix for pollution control: a review of economic literature, Journal of Economic Surveys 26, S. 71-97.

Lehmann, P. et al. (2012): Carbon lock-out: Advancing renewable energy policy in Europe, Energies 5, S. 323-354.

Lehmann, P. und Hansjürgens, B. (2009): Kommentar zu Joachim Weinmann: Instrumente in der deutschen Klimapolitik – Policy Mix oder Policy Mess?, in: Beckenbach, F. et al. (Hrsg.): Jahrbuch Ökologische Ökonomik Bd. 6, S. 238-253.

Lehr, U. et al. (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Licht, G., Rammer, C. und Sellenthin, M.O. (2009): Indikatoren zur Innovationskraft Deutschlands im internationalen Vergleich und aktuelle Entwicklungen der Innovationspolitik, Studie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim.

Liebau, B. (2012): Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten, Dissertation an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, online verfügbar unter: [http://miami.uni-muenster.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-6492/diss\\_liebau\\_buchblock.pdf](http://miami.uni-muenster.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-6492/diss_liebau_buchblock.pdf).

Linares, P. und Labandeira, X. (2010): Energy Efficiency: Economics and Policy, Journal of Economic Surveys, 24, S. 573-592.

Lindner, R. (2009): Konzeptionelle Grundlagen und Governance-Prinzipien der Innovationspolitik, Fraunhofer ISI, Karlsruhe.

Linscheidt, B. (1999): Nachhaltiger technologischer Wandel aus Sicht der Evolutorischen Ökonomik – staatliche Steuerung zwischen Anmaßung von Wissen und drohender Entwicklungsfalle, Umweltökonomische Diskussionsbeiträge Nr. 99-1, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln.

Liptow, H. (2011): Technologie-Kooperation mit Entwicklungs- und Schwellenländern – Ansätze, Chancen, Erfahrungen, Präsentation beim Fachseminar Erneuerbare Energien der Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, am 16. Juni 2011.

Liu, G. (2004): Estimating Energy Demand – Elasticities for OECD Countries, A Dynamic Panel Approach. Discussion Papers No. 373, Statistics Norway, Research Department.

Lobo, K.R. (2011): Die Elektrizitätspolitik und ihrer Akteure von 1998-2009 - Eine strategische Politikfeldanalyse, Dissertation am Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften der Freien Universität Berlin, Berlin.

Löschel, A., Flues, F. und Heindl, P. (2012): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion, Wirtschaftsdienst 2012/8, S. 515-519.

Luks, F. (2005): Innovationen, Wachstum und Nachhaltigkeit - Eine ökologisch-ökonomische Betrachtung, in: Beckenbach, F. et al. (Hrsg.): Innovationen und Nachhaltigkeit, Jahrbuch Ökologische Ökonomik Bd. 4, S. 63-86.

Lundvall, B.-Å. (Hrsg.) (1992): National systems of innovation: towards a theory of innovation and interactive learning, London.

Lundvall, B.-Å. und S. Borrás (2006): Science Technology, and Innovation Policy, in: Fagerberg, J., D. C. Mowery und R. R. Nelson (eds.), The Oxford Handbook of Innovation, Oxford.

Mai, M. (2011): Technik, Wissenschaft und Politik – Studien zur Techniksoziologie und Technikgovernance, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.

Markard, J. (2004): Strommarkt im Wandel - Veränderung von Innovationsprozessen am Beispiel von Ökostrom und Brennstoffzelle, Zürich, vdf Hochschulverlag.

Matthes, F. (2010): Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten, Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Öko-Institut e.V., Freiburg.

Meeus, L. et al. (2010): Smart regulation for Smart Grids, EUI Working Papers 2010/45, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, San Domenico de Fiesole.

Mennel, T. (2012), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle?, Wirtschaftsdienst 2012/Sonderheft, S. 17-22.

Meyer, D. (2003): Die Energieeinsparverordnung (EnEV) - eine ordnungspolitische Analyse, Diskussionspapier Nr. 14, Universität der Bundeswehr Hamburg.

Mez, L. (1998): Die Verflechtung von Umwelt- und Energiepolitik in Deutschland, in: Breit, G. (Hrsg.): Neue Wege in der Umweltpolitik, Schwalbach (Taunus), S. 24-38.

Mitchell, C. et al. (2011): Policy, Financing and Implementation, in: Edenhofer et al. (Hrsg.): IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Monopolkommission (2011): Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn.

Mowery, D. und Rosenberg, N. (1979): The influence of market demand upon innovation: a critical review of some recent empirical studies, Research Policy 8, S. 102-153.

Müller, E. (1997): Der Handwerkskasten der Umweltpolitik, Wuppertal Papers Nr. 76/1997, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal.

Müller, E. (1999): Zum Verhältnis von nachhaltiger Entwicklung und Organisationsstrukturen, in: Weiland, U. (Hrsg.): Perspektiven der Raum- und Umweltplanung, Berlin: Verlag für Wissenschaft und Forschung, S. 159-173.

Müller, E. (2002): Environmental Policy Integration as a Political Principle: The German Case and the Implications of European Policy, in: Lenschow, A. (Hrsg.): Environmental Policy Integration: Greening Sectoral Policies in Europe, London: Earthscan.

NABU (Naturschutzbund) et al. (2011): Anforderungen an einen Sanierungsfahrplan – Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050, online verfügbar unter: <http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/NABUSanierungsfahrplan.pdf>.

Nelson, R.R. (Hrsg.) (1993): National systems of innovation: a comparative study, Oxford.

Nemet, G.F. (2006): Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics, Energy policy 34, S. 3218-3232.

Nemet, G.F. (2009): Demand-pull, technology-push, and government-led incentives for non-incremental technical change, Research Policy 38, S. 700-709.

Neuhoff, K. (2005): Large-scale deployment of renewables for electricity generation, Oxford Review of Economic Policy 21, S. 88-110.

Neuhoff, K. (2011a): Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden, DIW Wochenbericht Nr. 20, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Neuhoff, K. (2011b): European Smart Power Market Project – Executive Summary, Climate Policy Initiative/Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Neuhoff, K. et al. (2011): Energetische Sanierung: Handlungsbedarf auf vielen Ebenen, DIW Wochenbericht Nr. 34, S. 3-12, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Neuhoff, K. et al. (2011): Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts für Wohngebäudesanierungen, Wirtschaftlichkeit, finanzielle Unterstützung und eingesparte Energie, Climate Policy Initiative, Berlin.

Nill, J. (2009). Ökologische Innovationspolitik. Eine evolutorisch-ökonomische Perspektive, Marburg: Metropolis.

Nill, J. und Kemp, R. (2009): Evolutionary approaches for sustainable innovation policies: From niche to paradigm? Research Policy 38, S. 668-680.

NIW und ISI- Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung und Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (2011): Ausgewählte Indikatoren zur Leistungsfähigkeit der deutschen Umwelt- und Klimaschutzwirtschaft im internationalen Vergleich: Produktion, Außenhandel, Umweltforschung und Patente, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, Hannover und Karlsruhe.

North, D. (1990): Institutions, Institutional Change, and Economic Performance, Cambridge University Press, Cambridge.

Novikova, A. et al. (2011): Informationsinstrumente zur Förderung von Energieeinsparungen im Wohnungsgebäudebestand, Climate Policy Initiative, Berlin.

Nykamp, S., Andor, M. und Hurink, J.L. (2012): ‘Standard’ incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation, Energy Policy 47, S. 222-237.

- OECD (1999): Managing National Innovation Systems, Paris.
- OECD (2005): Governance of Innovation Systems. Vol. 1: Synthesis Report, Paris.
- OECD (2007): Instrument mixes for environmental policy, Paris.
- OECD (2008a): Environmental Performance Review: Denmark, Paris.
- OECD (2008b): Environmental Policy, Technological Innovation and Patents, OECD, Paris.
- OECD (2010): OECD Science, Technology and Industry Outlook, OECD, Paris.
- OECD (2011a): Better Policies to Support Eco-Innovation, OECD Studies on Environmental Innovation, Paris.
- OECD (2011b): Interactions between emission trading systems and other overlapping policy instruments, General Distribution Document, Environment Directorate, Paris.
- OECD (2011c): Invention and Transfer of Environmental Technologies, OECD Studies on Environmental Innovation, OECD Publishing.
- OECD (2012a): OECD Economic Surveys: Germany, Paris.
- OECD (2012b): OECD Environmental Performance Reviews: Germany, Paris.
- OECD/Eurostat (2005): Oslo Manual – Guidelines for Collecting and Interpreting Innovation Data, Paris: OECD.
- OECD/IEA (2011): Interaction of policies for renewable energy and climate, Paris.
- Ohl, C. et al. (2010): Long-Term Socio-Ecological Research (LTSER) for Biodiversity Protection – A Complex Systems Approach for the Study of Dynamic Human-Nature Interactions, Ecological Complexity 7, 170-178.
- Parry, I. W. H. (1995): Optimal pollution taxes and endogeneous technological progress, Resource and Energy Economics 17, S. 69-85.
- Pehnt et al. (2012): Plädoyer für eine verlässliche, verbindliche und beherzte Energieeffizienzpolitik, Offener Brief an die Bundesregierung und die Mitglieder des Umwelt- und Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages, 19.1.2012.
- Pehnt, M. et al. (2009): Energiebalance - Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie und ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg, Wuppertal.
- Peters, M. et al. (2011): The two Faces of Market Support – How Deployment Policies Affect Technological Exploration and Exploitation in the Solar Photovoltaic Industry, in: Peters, M. (2011): The Role of Technology Policy in Fostering Technical Change – Lessons from the Cases of Solar and Wind Power, Dissertation submitted to ETH Zürich.
- Peters, M. et al. (2012): The impact of technology-push and demand-pull policies on technical change - Does the locus of policies matter?, Research Policy 41, S. 1296-1308.

Peterson, S. (2008): Greenhouse gas mitigation in developing countries through technology transfer?: A survey of empirical evidence, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 13, S. 283-305.

Pfaffenberger, W. und Menges, R. (2008): Rahmenbedingungen und politische Maßnahmen in der Gebäudeenergieversorgung, Teilstudie I, in: Schulte, H.H. und Wagner, U. (2008): Rahmenbedingungen für effizienten Klimaschutz im Gebäudebereich, Studie im Auftrag der Industrie-Initiative für effizienten Klimaschutz in Deutschland, Wetzlar und München.

Pittel, K. und Lippelt, J. (2012): Kurz zum Klima: Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck – Teil 1: Versorgungssicherheit, ifo Schnelldienst 65 (10), S. 57-60.

Pollitt, M.G. und I. Shaorshadze (2011): The Role of Behavioural Economics in Energy and Climate Policy, EPRG Working Paper 1130, Cambridge.

Popp, D. (2010): Innovation and Climate Policy, NBER Working Paper No. 15673.

Porter, M. E. und van der Linde, C. (1995): Toward a New Conception of the Environment-Competitiveness Relationship. *Journal of Economic Perspectives* 9, S. 97-118.

Prange, H. (2005): Wege zum Innovationsstaat – Globalisierung und der Wandel nationaler Forschungs- und Technologiepolitiken, Staatslehre und politische Verwaltung, Band 10, Nomos, Baden-Baden.

Prognos und Berliner Energieagentur (2011): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Basel.

R2B (Research to Business Energy Consulting) und CONSENTEC (Consulting für Energiewirtschaft und -technik) (2010): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Köln, Aachen.

Ragnitz, J. et al. (2009): Cleantech in Ostdeutschland: Bestandsaufnahme und Entwicklungsperspektiven, ifo Dresden Studien 49, ifo Institut für Wirtschaftsforschung, Dresden.

Rammer, C. (2007): Monitoring and analysis of policies and public financing instruments conducive to higher levels of R&D investments, The “Policy-mix” project – Country Review Germany, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim.

Rammer, C. (2011): Mini Country Report Germany– Thematic report 2011 under specific contract for the integration of INNO policy TrendChart with ERAWATCH (2011-2012), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim.

Rammer, C. und Rexhäuser, S. (2011): Unmasking the Porter Hypothesis: Environmental Innovations and Firm-Profitability, ZEW Discussion Paper No. 11-036, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim.

Rave, T. (2005): Umweltorientierte Subventionspolitik – Muster, Konzeptionen, Reformperspektiven, ifo Beiträge zur Wirtschaftsforschung, Nr. 18, München: ifo Institut für Wirtschaftsforschung.

Rave, T. und Sprenger, R.-U. (2003): Berücksichtigung von Umweltgesichtspunkten bei Subventionen, Bestandsaufnahme und Reformperspektiven, Texte 30/03, Berlin: Umweltbundesamt.

Rave, T., Götzke, F. und Triebswetter, U. (2012): Diffusion of environmental technologies: A patent citation analysis of glass melting and glass burners, Environmental Economics and Policy Studies 14, S. 189-217.

Reck, J. (2012): Deutschland braucht Energieministerium und Cluster für Kommunales, EurActiv.de-Interview vom 16.08.2012 mit Hans-Joachim Reck (VKU und CEEP), online verfügbar unter: <http://www.euractiv.de/regionalpolitik/interview/deutschland-braucht-energieministerium-und-cluster-fr-kommunales-006639>.

Reichel, M. (1998): Markteinführung erneuerbarer Energien: Lock-out Effekte und innovationspolitische Konsequenzen für elektrische Wind- und Solarenergienutzung, Wiesbaden: Gabler.

Rennings, K. (2000): Redefining innovation – Eco-innovation research and the contribution from Ecological Economics, Ecological Economics 32, S. 319-332.

Rennings, K. (2005): Messung und Analyse nachhaltiger Innovationen, Neue Wege statistischer Berichterstattung, 14. Wissenschaftliches Kolloquium des Statistischen Bundesamtes, Wiesbaden.

Rennings, K. et al. (2008): Instrumente zur Förderung von Umweltinnovationen, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Umwelt, Innovation, Beschäftigung Bd. 02/08, Berlin.

Rennings, K. und Rammer, C. (2011): The Impact of Regulation-driven Environmental Innovation on Innovation Success and Firm Performance, Industry and Innovation 18, S. 255 - 283.

Requate, T. (2005): Dynamic incentives by environmental policy instruments – a survey, Ecological Economics 54, S. 175-195.

Requate, T. (2009): Zauberformel „Innovation“?, in: Beckenbach, F. et al. (Hrsg.): Jahrbuch Ökologische Ökonomik Bd. 6, S. 283-316.

Requate, T. (2010): Climate Policy between Activism and Rationalism, Analyse & Kritik 01/2010, S. 159-176.

Resch G. und M. Ragwitz (2010): Quo(ta) vadis, Europe?, A comparative assessment of two recent studies on the future development of renewable electricity support in Europe (EWI and futures-e), Report within the EU co-financed RE-Shaping project, November 2010.

Resch, G. et al. (2009): Future-e Action Plan- Deriving Future European Policy for Renewable Electricity. Futures-e project, Vienna University of Technology, Energy Economics Group. Vienna.

Roberts, J., und Spence, M. (1976): Effluent charges and licenses under uncertainty, Journal of Public Economics 5, S. 193-208.

Rodi, M. und Sina, S. (2011): Das Klimaschutzrecht des Bundes – Analyse und Vorschläge zu seiner Weiterentwicklung, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.

Rogge, K. und Hoffmann, V. (2010): The impact of the EU ETS on the sectoral innovation system of power generation technologies—findings for Germany, Energy Policy 38,7639–7652.

Rogge, K., Schneider,M. und Hoffmann,V. (2010): The innovation impact of the EU emission trading system, Findings of company case studies in the German power sector, Ecological Economics 70, S. 513–523.

Rosenthal, R. (2012): Interview vom 23.08.2012.

Rothkirch, B. (2012): Deutschlands Führungskräfte wollen Energieministerium, Aktuelles vom 23.04.2012, Essen, online verfügbar unter: [http://www.die-fuehrungskraefte.de/startseite/aktuelles/aktuellesdetail/?tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=1684&cHash=e4be470519c16ce0ee462e8636d21a3e](http://www.die-fuehrungskraefte.de/startseite/aktuelles/aktuellesdetail/?tx_ttnews[tt_news]=1684&cHash=e4be470519c16ce0ee462e8636d21a3e).

Rudzio, W. (2005): Informelles Regieren – Zum Koalitionsmanagement in deutschen und österreichischen Regierungen, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden.

RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) (2006): Marktkonforme Möglichkeiten zur Förderung privatwirtschaftlicher Investitionen in den Wohngebäudebestand zum Zwecke einer effizienteren Energieverwendung. Gutachten im Auftrag von Enertec, Essen.

Santarius, T. (2012): Der Rebound-Effekt, Über die unerwünschten Folgen der erwünschten Energieeffizienz, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal.

Saretzki, T. (2001): Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland 1949-1999, Ein Politikfeld zwischen Wirtschafts-, Technologie- und Umweltpolitik, in: Willems, U. (Hrsg.): Demokratie und Politik in der Bundesrepublik 1949-1999, Opladen: Leske und Budrich, S.195-221.

Schambureck, D. (2010): Ressortstruktur und Ressortzuschnitt in der Bundesrepublik Deutschland insbesondere nach 1993, Diplomarbeit an der Universität Bamberg, online verfügbar unter: <http://derpolitische.files.wordpress.com/2010/07/ressortzuschnitt-und-ressortstruktur-in-der-brd-insbesondere-nach-19931.pdf>.

Schasse, U. et al. (2012): Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der deutschen Wirtschaft, Studien zum deutschen Innovationssystem Nr. 4-2012, Berlin.

Schleicher-Tappeser, R. (2012): How renewables will change electricity markets in the next five years, Energy policy 48, S. 64-75.

Schlesinger M. et al. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Projekt Nr. 12/10, Basel/Köln/Osnabrück.

Schmidt, R. C. und Marschinski, R. (2009): A model of technological breakthrough in the renewable energy sector, Ecological Economics 69, S. 435–444.

Schneidewind, U. (2009): Nachhaltige Wissenschaft Plädoyer für einen Klimawandel im deutschen Wissenschafts- und Hochschulsystem, Marburg: Metropolis.

Schröder, A. et al. (2012): In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand, DIW Wochenbericht Nr. 20, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

Schulte, H.H. und Wagner, U. (2008): Rahmenbedingungen für effizienten Klimaschutz im Gebäudebereich, Studie im Auftrag der Industrie-Initiative für effizienten Klimaschutz in Deutschland, Wetzlar und München.

Schumacher, P. (2009): Innovationsregulierung im Recht der netzgebundenen Elektrizitätswirtschaft. Baden-Baden: Nomos. Forum Energierecht 15.

Siebert, H. und Stolpe, M. (2001): Technology and economic performance in the German economy, Kiel Working Paper No. 1035, Kiel Institute of World Economics, Kiel.

Simon, D. und Knie, A. (2010): Stabilität und Wandel des deutschen Wissenschaftssystem, erschienen in: Simon, D., Knie, A., Hornbostel, S. (Hrsg.): Handbuch Wissenschaftspolitik, VS Verlag, Wiesbaden.

Smits, R. und Kuhlmann, S. (2004): The rise of systemic instruments in innovation policy, Int. J. Foresight and Innovation Policy 1(1/2), S. 4-32.

Söderholm, P. und G. Klaassen (2007): Wind power in Europe: A simultaneous innovation-diffusion model." Environmental and Resource Economics 36, S. 163–190.

Sorrell, S. et al. (2003): Interaction in EU climate policy, Final report to the European Commission, Science and Technology Policy Research, Brighton.

Sorrell, S. und Sjim, J. (2003): Carbon trading in the Policy-mix, Oxford Review of Economic Policy 19, S.420-437.

Sovacool, B. K. (2007): Resolving the impasse in American energy policy: The case for a transformational R&D strategy at the U.S. Department of Energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews 13(2), S. 346 – 361.

Sprotte-Hansen, L. (2012): Interview vom 03.09.2012.

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin.

Steffen, B. (2011): Prospects for pumped-hydro storage in Germany, EWL Working Paper No. 07/2011, Chair for Management Science and Energy Economics, Duisburg/Essen.

Steffen, B. und Weber, C. (2011): Efficient storage capacity in power systems with thermal and renewable generation, EWL Working Paper No. 04/2011, Chair for Management Science and Energy Economics, Duisburg/Essen.

Steger, U. et al. (2002): Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebereich, Berlin: Springer Verlag.

Stern, N. (2007): The Economics of Climate Change, The Stern Review, Cambridge University Press, Cambridge.

Stiftung Marktwirtschaft (2011): Netzausbau – Chance und Herausforderung einer modernen Energiepolitik, Fachtagung der Stiftung Marktwirtschaft in Kooperation mit der Niedersächsischen Landesregierung am 9. Juni 2011, Berlin.

Storchmann, K. (2004): The rise and fall of German hard coal subsidies, Energy Policy 33, S. 1469-1492.

Stronzik, M. (2011): Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 357, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef.

Sturm, B. und Mennel, T. (2009): Energieeffizienz - eine neue Aufgabe staatlicher Regulierung?, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik 58, S. 3-35.

SVR - Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen – Jahrestagungen 2011/2012, Wiesbaden.

Tagesschau (2012): Energieministerium für Merkel kein Thema mehr, Nachrichten vom 18.05.2012, online verfügbar unter: <http://www.tagesschau.de/inland/energieministerium100.html>.

Techert, H., Niehues, J. und Bardt, H. (2012): Ungleiche Belastung durch die Energiewende: Vor allem einkommensstarke Haushalte profitieren, Wirtschaftsdienst 2012/8, S. 507-512.

Thöne, M. (2011): Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden – Stellungnahme, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (FIFO), 23. Juni 2011, Köln.

Tietenberg, T. (2009): Reflections – Energy Efficiency Policy: Pipe Dream or Pipeline to the Future?, Review of Environmental Economics and Policy, 3(2), 304-320.

Timpe, C. et al. (2010): Integration of electricity from renewable energy sources into European electricity grids, European Topic Centre on Air and Climate Change, Technical Paper 2010/18.

Tinbergen, J. (1952): On the Theory of Economic Policy, North-Holland, Amsterdam.

Traber, T. und Kemfert, C. (2009): Impacts of the German support for renewable energy on electricity prices, emissions, and firms, The Energy Journal 30(3): 155-177.

Triebswetter, U. et al. (2003): Berücksichtigung von Umweltgesichtspunkten bei Subventionen, Sektorstudie Wohnungsbau, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, UBA-Texte 31/03, Umweltbundesamt: Berlin.

Triebswetter, U., Rave, T. (2012), NOx-regulation and environmental technological change in the glass industry: A case study based on patent evidence on NOx primary measures from the EU and the US, Environmental Policy and Governance (im Erscheinen).

Twomey, P. (2012): Rationales for additional climate policy instruments under a carbon price, The Economic and Labour Relations Review 23(1), S. 7-32.

Umweltbundesamt (2007): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten, Berlin.

Umweltbundesamt (2008): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (2010): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, Dessau-Roßlau.

United Nations Department of Economic and Social Affairs (2012): Division for Sustainable Development – United States, online verfügbar unter: [http://www.un.org/esa/dsd/dsd\\_aofw\\_ni/ni\\_natiinfo\\_usa.shtml](http://www.un.org/esa/dsd/dsd_aofw_ni/ni_natiinfo_usa.shtml).

Unruh, G. C. (2000): Understanding carbon lock-in, Energy Policy 28, S. 817–830.

Van Suntum, U. et al. (2008): Bedeutung der Infrastrukturen im internationalen Standortwettbewerb und ihre Lage in Deutschland, Studie im Auftrag des BDI, Universität Münster.

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2012a): Energiespeicher für die Energiewende – Speichereinsatz und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz, Frankfurt am Main.

VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (2012b): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand side integration – Lasterverschiebungspotenziale in Deutschland, Frankfurt am Main.

VDI/VDE Innovation und Technik GmbH (2010): Stand und Bewertung der Exportförderung erneuerbarer Energien sowie Evaluierung der Gesamtkonzeption, Einzelinstrumente und Erfolge der Exportinitiative Erneuerbare Energien 2007 bis Ende 2009, Berlin.

Verbruggen, A. (2011): Preparing the design of robust climate policy architectures, International environmental agreements: politics, law and economics 11, S. 275-295.

Verdolini, E. und Galeotti, M. (2012): At Home and Abroad: An Empirical Analysis of Innovation and Diffusion in Energy-Efficient Technologies, Journal of Environmental Economics and Management 61, S. 119-134.

von Altenbockum, J. (2012): Die Energiewende ist gescheitert, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 16.3.2012.

Vorholz, F. (2012): Zwei Streithähne, Die Zeit vom 30.08.2012, Hamburg.

Wackerbauer, J. (1999): Arbeitsplätze durch ökologische Modernisierung - Auswirkungen des Umweltschutzes auf Niveau und Struktur der Beschäftigung, WSI-Mitteilungen 52, S. 632-638

Wackerbauer, J. und Lippelt, J. (2012): Kurz zum Klima: Solarstromboom mit Nebenwirkungen, ifo Schnelldienst 65 (03), S. 31-34.

Wackerbauer, J. und Lippelt, J. (2012): Kurz zum Klima: Windenergie ein Jahrzehnt lang im Aufwind, ifo Schnelldienst 65 (14), S. 50-52.

Walz, R. et al. (2008a): Innovationsdynamik und Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands in grünen Zukunftsmärkten, Umweltbundesamt 03/08, Berlin.

Walz, R. et al. (2008b): Forschungs- und Technologiekompetenz für eine Nachhaltige Entwicklung in den BRICS Staaten, Studie des Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung für den Rat für Nachhaltige Entwicklung.

Walz, R. und Ragwitz, M. (2011): Erneuerbare Energien aus Sicht der Innovationsforschung, Konzeptionelle und empirische Grundlagen einer innovationsorientierten Ausgestaltung der Politik zur Förderung erneuerbarer Energietechnologien, ISI-Schriftenreihe »Innovationspotenziale«, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

Walz, R. und Schleich, J. (2009): The economics of climate change policies: Macro-economic effects, structural adjustments and technological change, Physica Verlag/Springer, Heidelberg.

Wartmann, S. et al. (2008): Weiterentwicklung des Emissionshandels – national und auf EU-Ebene, Studie von Ecofys GmbH Nürnberg und dem Finanzwissenschaftlichen Forschungsinstitut an der Universität zu Köln im Auftrag des Umweltbundesamtes, Texte 03/08, Dessau-Roßlau.

Weber, M. und Hey, C. (2012): Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität, Wirtschaftsdienst 2012/Sonderheft, S. 43-51.

Weiβ, J. und Dunkelberg, E. (2010): Erschließbare Energieeinsparpotenziale im Ein- und Zweifamilienhausbestand. Eine Untersuchung des energetischen Ist-Zustands der Gebäude, aktueller Sanierungsraten, theoretischer Einsparpotenziale sowie deren Erschließbarkeit, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin.

Weiβ, J. und Vogelpohl, T. (2010): Politische Instrumente zur Erhöhung der energetischen Sanierungsquote bei Eigenheimen, Eine Analyse des bestehenden Instrumentariums in Deutschland und Empfehlungen zu dessen Optimierung vor dem Hintergrund der zentralen Einsparpotenziale und der Entscheidungssituation der Hausbesitzer/innen, online verfügbar unter <http://www.enef-haus.de/index.php?id=6>.

Wieland, T. (2009): Neue Technik auf alten Pfaden? Forschungs- und Technologiepolitik in der Bonner Republik, transcript Verlag, Bielefeld.

Wietschel, M. et al. (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, ISI Schriftenreihe Innovationspotenzial, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

Winkler, J. und Altmann, R. (2012): Electricity market design for a completely renewable power sector, Zeitschrift für Energiewirtschaft 36/2, S. 77-92.

Wirtschaftsrat Deutschland (2012): Wie kommt die Energiewende in Baden-Württemberg an?, Fachtagung Energie des Landesverbandes Baden-Württemberg, online verfügbar unter: <http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/fachtagung-energie-des-landesverbandes-baden-wuerttemberg-wie-kommt-die-energiewende-in-baden-wuert>.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) (2004): Zur Förderung erneuerbarer Energien, Berlin.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2012): Wege zu einer wirksamen Klimapolitik, Berlin.

Witt, U. (2005): Innovationsförderung als Königsweg zur Nachhaltigkeit?, in: Beckenbach, F. et al. (Hrsg.): Innovationen und Nachhaltigkeit, Jahrbuch Ökologische Ökonomik Bd. 4, S. 87-94.

Wood, P. und Jotzo, F. (2011): Price floors for emissions trading, Energy Policy 39, S. 1746-1753.

Woolfrey, C. (2009): The DECC after six months – how has it performed?, EcoSwitch Ltd vom 20.05.2009, Edinburgh/London, online verfügbar unter: <http://ecoswitch.com/blog/uncategorized/the-decc-after-six-months-how-has-it-performed/>.