

# **Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung**

**Sondergutachten**

**Hausdruck**

## **Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)**

Prof. Dr.-Ing. Martin Faulstich (Vorsitzender),  
Technische Universität München, Wissenschaftszentrum Straubing

Prof. Dr. med. dent. Heidi Foth (stellvertretende Vorsitzende),  
Martin Luther Universität Halle/Wittenberg

Prof. Dr. iur. Christian Calliess, Freie Universität Berlin

Prof. Dr. rer. pol. Olav Hohmeyer, Universität Flensburg

Prof. Dr. rer. oec. Karin Holm-Müller, Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn

Prof. Dr. rer. nat. Manfred Niekisch, Goethe-Universität Frankfurt,  
Zoologischer Garten Frankfurt/Main

Prof. Dr. phil. Miranda Schreurs, Freie Universität Berlin

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des SRU. Zum wissenschaftlichen Stab des Umweltrates gehörten während der Arbeiten an diesem Gutachten:

DirProf. Dr. phil. Christian Hey (Generalsekretär), M.A., Dipl.-Verw.-Wirt Christian Simon (Stellvertretender Generalsekretär), Dr.-Ing. Mechthild Baron, Dipl.-Wirtschaftsing. Sönke Bohm (Flensburg), Dipl.-Agraring., MSc Johanna Budde (Bonn), Dip.-Biol. Henriette Dahms (Frankfurt/Main), Dr. rer. nat. Ulrike Doyle, Ass. iur. Miriam Dross, Dr. rer. nat. Felix Glahn (Halle/Saale), Dipl.-Pol. Julia Hertin, Dipl.-Wirtschaftsing. Holger Höfling, Dipl.-Biol., MEds Anna Leipprand (Berlin), Dr. phil. Dörte Ohlhorst (Berlin), Dr. rer. nat. Markus Salomon, Dipl.-Biol. Susanne Schick (Frankfurt/Main), Dr. rer. nat. Elisabeth Schmid, Dipl. iur. Heidi Stockhaus (Berlin), MPP, MA Michael Weber.

Zu den ständigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Geschäftsstelle gehörten bei Abschluss des Gutachtens: Petra Busch, Susanne Junker, Rainer Kintzel, Wilma Klippel, Pascale Lischka, Susanne Winkler und Sabine Wuttke.

**Anschrift:** Geschäftsstelle des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU),

Luisenstraße 16, 10117 Berlin

Tel.: (030) 26 36 96-0, Fax: (030) 26 36 96-109

E-Mail: [info@umweltrat.de](mailto:info@umweltrat.de), Internet: <http://www.umweltrat.de>

(Redaktionsschluss: 14. Januar 2011)

# Inhalt

<b>Verzeichnis der Abbildungen im Text .....</b>	<b>viii</b>
<b>Verzeichnis der Tabellen im Text.....</b>	<b>xii</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>xiv</b>
<b>0</b>	<b>Kurzfassung für Entscheidungsträger .....</b>
	<b>1</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>
	<b>11</b>
1.1	Fragestellung .....
	11
1.2	Aufbau des Sondergutachtens.....
	13
<b>2</b>	<b>Nachhaltige Stromversorgung: Anforderungen und Bewertung der Technologieoptionen .....</b>
	<b>15</b>
2.1	Einleitung .....
	15
2.2	Verfassungsrechtliche Grundlagen.....
	15
2.2.1	Bedeutung und Bindungswirkung der Staatszielbestimmung des Artikels 20a Grundgesetz.....
	16
2.2.2	Das Klima als Schutzgegenstand des Artikels 20a Grundgesetz.....
	17
2.2.3	Zum verfassungsrechtlich gebotenen Schutzniveau im Klimaschutz.....
	19
2.2.4	Einwirkungen durch korrespondierende europa- und völkerrechtliche Vorgaben.....
	21
2.2.5	Schlussfolgerungen .....
	23
2.3	Ziele und Kriterien .....
	26
2.3.1	Nachhaltigkeitskriterien .....
	26
2.3.2	Klimaschutzziele .....
	29
2.3.3	Erhaltung der biologischen Vielfalt .....
	31
2.3.4	Das energiepolitische Zieldreieck .....
	33
2.4	Nachhaltigkeitsbewertung verschiedener Optionen der Energieerzeugung .....
	34
2.4.1	Kohle .....
	34
2.4.2	Kernenergie.....
	39
2.4.3	Erneuerbare Energien.....
	43
2.5	Gesamtbewertung.....
	49
<b>3</b>	<b>Ziel: Dauerhaft klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung im Jahr 2050 .....</b>
	<b>53</b>
3.1	Einleitung .....
	53
3.2	Nationale und internationale Szenariostudien zur Entwicklung des Stromsektors bis 2050 .....
	55
3.2.1	Einführung.....
	55
3.2.2	Ergebnisse der Studien.....
	62
3.2.2.1	Entwicklung der Stromnachfrage.....
	62

3.2.2.2	Emissionen, Technologiepfade und Kosten in Europa.....	66
3.2.2.3	Emissionen, Technologiepfade und Kosten in Deutschland .....	70
3.2.2.4	Kosten .....	74
3.2.3	Zum Problem der systematischen Unterschätzung der erneuerbaren Energien .....	76
3.2.4	Schlussfolgerungen .....	81
3.3	Optionen der 100 %-Vollversorgung.....	82
3.3.1	Vorüberlegungen zur Methodik.....	82
3.3.1.1	Das Modell REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt.....	82
3.3.1.2	Szenarien des SRU .....	92
3.3.1.3	Stromnachfrage.....	95
3.3.2	Potenziale der erneuerbaren Energieträger für die Stromerzeugung.....	96
3.3.2.1	Potenziale in Deutschland .....	96
3.3.2.2	Potenziale in der Region Europa–Nordafrika .....	102
3.3.3	Drei Szenariofamilien für eine regenerative Vollversorgung .....	106
3.3.3.1	Die theoretische Variante: eine rein deutsche regenerative elektrische Vollversorgung	107
3.3.3.2	Eine regenerative Vollversorgung im Verbund mit Norwegen und Dänemark .....	114
3.3.3.2.1	Nationale Vollversorgung mit ausgeglichener Export-Import-Bilanz .....	114
3.3.3.2.2	Nationale Versorgung mit einem zulässigen Nettoimport von 15 %.....	120
3.3.3.3	Eine regenerative Vollversorgung im Verbund Europa–Nordafrika.....	125
3.3.4	Schlussfolgerungen .....	134
3.4	Anforderungen an die Umweltverträglichkeit des Ausbaus von erneuerbaren Energien	139
3.4.1	Windenergie an Land.....	142
3.4.2	Windenergie auf See .....	145
3.4.3	Photovoltaik.....	149
3.4.4	Geothermie .....	151
3.4.5	Energetische Nutzung von Biomasse.....	152
3.4.6	Wasserkraft.....	158
3.4.7	Zusammenfassung .....	160
<b>4</b>	<b>Der Weg: Zeitliche Sequenz der technischen Entwicklung und der notwendigen Entscheidungen .....</b>	<b>163</b>
4.1	Aktuelle Stromnachfrage und Erzeugung .....	163
4.1.1	Gegenwärtige Energieversorgung .....	163
4.1.1.1	Primärenergiebedarf .....	163
4.1.1.2	Endenergiebedarf .....	166
4.1.2	Stromnachfrage und Erzeugung.....	168
4.1.2.1	Derzeitige Stromnachfrage .....	168
4.1.2.2	Die notwendige Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Nachfrage.....	169
4.1.2.3	Stromerzeugung und Außenhandel.....	171
4.1.2.4	Energieträgereinsatz in der Stromerzeugung .....	172
4.1.3	Der deutsche Kraftwerkpark .....	174

4.1.3.1	Fossil befeuerte Wärmekraftwerke .....	175
4.1.3.2	Kernkraftwerke .....	176
4.1.3.3	Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien .....	177
4.1.4	Übertragungsnetze .....	181
4.1.5	Treibhausgasemissionen .....	182
4.1.6	Ausblick: Kraftwerke in Bau und in Planung .....	183
4.2	Entwicklung des Kapitalstocks über die Zeit.....	186
4.3	Bedarfssenkung durch Effizienzsteigerung und Einsparung .....	193
4.3.1	Szenarien und Potenziale .....	193
4.3.2	Einsparung durch Effizienz als kostengünstige Brückentechnologie .....	197
4.4	Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bis 2050.....	202
4.4.1	Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050).....	205
4.4.2	Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050).....	211
4.5	Ausbau der Energieinfrastruktur mit Netzen und Speichern .....	215
4.5.1	Begründung des Bedarfs .....	215
4.5.2	Speicher .....	217
4.5.3	Netze .....	234
4.6	Zukünftige Rolle von Grundlastkraftwerken .....	241
4.6.1	Die bisherige Elektrizitätsversorgung .....	241
4.6.2	Große Anteile erneuerbarer Stromerzeugung im System .....	242
4.6.3	Anforderungen an das zukünftige Elektrizitätssystem .....	243
4.7	Kosten des Entwicklungspfads .....	248
4.8	Fazit .....	256
<b>5</b>	<b>Die europäische und deutsche Energie- und Klimapolitik und aktuelle energiepolitische Konflikte und Chancenstrukturen .....</b>	<b>261</b>
5.1	Erneuerbare Energien im Durchbruch .....	261
5.2	Erneuerbare-Energien-Politik auf EU-Ebene.....	262
5.2.1	Einführungsphase bis 2001: Die erste Richtlinie im Schatten des Binnenmarktprogramms .....	262
5.2.2	Die ErneuerbareEnergienRichtlinie von 2009: Durchbruch auf der Basis eines technologie-, energie- und klimapolitischen Gesamtansatzes .....	266
5.2.3	Perspektive 2050: Erneuerbare Energien als Schlüsseltechnologie der Dekarbonisierung? .....	273
5.3	Erneuerbare-Energien-Politik in Deutschland.....	276
5.3.1	Erneuerbare-Energien-Politik vor 1998 .....	276
5.3.2	Regierungswechsel 1998 als Wendepunkt.....	279
5.3.3	Aktuelle Akteurskoalitionen und Dekarbonisierungsstrategien auf nationaler Ebene ....	281
5.4	Internationale politische Ansätze für eine klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung .....	287
5.5	Zusammenfassung und Ausblick .....	290

<b>6</b>	<b>Elemente der Transformation .....</b>	<b>293</b>
6.1	Grundlegende Herausforderungen .....	293
6.2	Weiterentwicklung der EU-Energiepolitik.....	295
6.2.1	Kompetenzverteilung zwischen der EU und den Mitgliedstaaten im Bereich der Energiepolitik nach dem Vertrag von Lissabon .....	295
6.2.1.1	Die Kompetenzlage außerhalb der neuen Energiekompetenz.....	296
6.2.1.2	Die neue Energiekompetenz der EU nach dem Vertrag von Lissabon .....	300
6.2.1.2.1	Die energiepolitischen Ziele, insbesondere des Artikels 194 Abs. 1 lit. c) AEUV .....	300
6.2.1.2.2	Die Handlungsermächtigung des Artikels 194 Abs. 2 AEUV .....	301
6.2.1.2.3	Das Einstimmigkeitserfordernis des Artikels 194 Abs. 3 AEUV .....	302
6.2.1.2.4	Das Verhältnis des Artikels 194 AEUV zu anderen Kompetenzen.....	302
6.2.1.3	Energieaußenpolitik .....	305
6.2.1.4	Bedeutung der neuen Energiekompetenz gemäß Artikel 194 AEUV .....	306
6.2.1.5	Modalitäten der Kompetenzausübung auf europäischer Ebene.....	306
6.2.1.6	Verbleibende Zuständigkeiten der Mitgliedstaaten.....	308
6.2.1.7	Ergebnis .....	309
6.2.2	Weiterentwicklung des energiepolitischen Rahmens durch die EU .....	312
6.2.2.1	Die Weiterentwicklung der europäischen Klimaschutzziele .....	313
6.2.2.2	Weitere Ausbauziele für die erneuerbaren Energien: Roadmap 2030 .....	314
6.2.2.3	Subsidiarität in der Förderpolitik .....	317
6.2.2.4	Ausbau der europäischen Fernnetze.....	320
6.2.2.5	Ergebnis: Kernelemente einer europäischen Förderpolitik.....	326
6.3	Bi- und multilaterale Kooperationen.....	328
6.3.1	Auf dem Weg zu vernetzten Strommärkten.....	328
6.3.2	Optimierung der länderübergreifenden Kooperationen .....	332
6.4	Politische Anforderungen an eine Transformation hin zur regenerativen Vollversorgung .....	336
6.4.1	Systementscheidung und Energiekonsens.....	336
6.4.2	Möglichkeiten und Voraussetzungen eines radikalen gesellschaftlichen Konsenses....	338
6.5	Regionale und lokale Innovateure .....	342
<b>7</b>	<b>Strategien und Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz.....</b>	<b>349</b>
7.1	Herausforderungen für eine wirksame Stromsparpolitik.....	349
7.2	Effizienzpolitik neu ausrichten: Verbrauchsziel statt Einsparziel .....	353
7.3	Ambitionierte Effizienzpolitik ausgestalten.....	354
7.3.1	Energieeffizienzfonds.....	354
7.3.2	Weißer Zertifikate .....	356
7.3.3	Modellskizze für ein Stromkundenkonto .....	359
7.3.4	Produktstandards zur Mindesteffizienz.....	363
7.3.5	Energiemanagementsysteme .....	365
7.4	Fazit .....	366

<b>8</b>	<b>Förderung von erneuerbaren Energien und Speichern</b> .....	<b>369</b>
8.1	Zur Notwendigkeit einer Flankierung des Emissionshandels .....	370
8.1.1	Die grundsätzliche Funktionsweise des Emissionshandels .....	371
8.1.2	Prinzipielle Probleme eines Emissionshandelssystems im Stromsektor.....	371
8.1.3	Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes.....	380
8.1.4	Zusammenfassung: Anforderungen an eine Flankierung des Emissionshandels im Stromsektor .....	386
8.2	Ein unvollkommener Emissionshandel – Probleme der Ausgestaltung .....	388
8.2.1	Emissionsziele .....	388
8.2.2	Überangebot an Zertifikaten in der zweiten Handelsperiode und deren langfristige Auswirkungen.....	391
8.2.3	Fehlentwicklungen aufgrund internationaler Projektmaßnahmen .....	395
8.2.4	Zusammenfassung und Reformvorschläge für einen effektiven Emissionshandel .....	397
8.3	Ergänzende ordnungs- und planungsrechtliche Instrumentierung zur Senkung von CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	401
8.3.1	Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG).....	402
8.3.1.1	Europarechtliche Zulässigkeit.....	404
8.3.1.2	Verfassungsrechtliche Grenzen.....	410
8.3.2	Klimaverträglichkeitsprüfung.....	410
8.3.2.1	Umweltverträglichkeitsprüfung.....	411
8.3.2.2	Strategische Umweltprüfung und Raumplanung .....	412
8.3.3	Ergebnis .....	414
8.4	Instrumente zur Förderung eines kostenminimalen Einsatzes von erneuerbaren Energien .....	415
8.4.1	Kritische Würdigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.....	415
8.4.2	Förderung der Offshore-Windenergie.....	424
8.4.3	Förderung der Stromerzeugung aus Biogas.....	436
8.4.3.1	Ziel 1: Lastfolgebetrieb.....	437
8.4.3.2	Ziel 2: Reststoffverwertung .....	440
8.4.3.3	Zusammenfassende Empfehlungen .....	442
8.4.4	Förderung der Solar- und der Onshore-Windenergie .....	443
8.4.4.1	Förderung der Photovoltaik.....	443
8.4.4.2	Förderung der Windenergie an Land.....	449
8.5	Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien .....	451
8.5.1	Förderung der Akzeptanz für regenerative Energieerzeugungsanlagen.....	452
8.5.2	Öffentlichkeitsbeteiligung bei Zulassungsverfahren von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien .....	454
8.5.3	Gesellschaftlich-integrative Strategie: Kommunikation, Transparenz und substanzielle Beteiligung .....	457
8.5.4	Zusammenfassung .....	461
8.6	Anreize für den Speicherausbau.....	462
8.6.1	Ökonomische Anreize für Speicher im Strommarkt.....	463
8.6.2	Pumpspeicherung in Norwegen.....	467

8.6.3	Förderung in Deutschland.....	468
8.6.4	Zusammenfassung .....	474
<b>9</b>	<b>Rahmenbedingungen des Netzausbaus.....</b>	<b>477</b>
9.1	Ökonomische und wirtschaftsrechtliche Investitionshemmnisse.....	480
9.1.1	Das drohende Problem zu geringer Investitionen.....	480
9.1.2	Staatlicher Regulierungsbedarf des Übertragungsnetzausbaus .....	484
9.1.3	Verpflichtung zum Ausbau .....	485
9.1.3.1	Systemische und punktuelle Investitionspflichten.....	485
9.1.3.1.1	Punktuelle Ausbauansprüche .....	485
9.1.3.1.2	Systemische Investitionspflichten .....	487
9.1.3.1.3	Zwischenbilanz.....	489
9.1.4	Nationale und EU-rechtliche Investitionsplanungspflichten.....	489
9.1.5	Anreizregulierung und Investitionen .....	491
9.1.5.1	Zielkonflikt: Kosteneffizienz versus Netzausbau.....	493
9.1.5.2	Investitionsbudgets und Netzausbau.....	494
9.1.6	Instrumentierung des Übertragungsnetzausbaus.....	498
9.2	Planung und Genehmigung von Stromübertragungsnetzen .....	499
9.2.1	Bestehende rechtliche Regelungen zur Planung und Genehmigung von Stromübertragungsnetzen.....	500
9.2.2	Defizite der gegenwärtigen Ausgestaltung .....	509
9.2.3	Reformvorschläge.....	510
9.2.3.1	Für eine Reform zu beachtende Eckpunkte .....	511
9.2.3.2	Ein moderates Reformszenario: bessere Koordinierung.....	513
9.2.3.3	Ein weitreichendes Reformszenario: Zweistufige Fachplanung.....	514
9.2.3.4	Verfassungsrechtliche Zulässigkeit der Reformvorschläge.....	518
9.2.4	Ergänzende Reformoptionen.....	520
9.2.4.1	Vollzugserleichterung durch materielle Vorstrukturierung von Abwägungsentscheidungen.....	520
9.2.5	Ergebnis .....	524
9.2.6	Planung und Genehmigung von Offshore-Kabelanbindungen.....	525
9.2.6.1	Gegenwärtige Rechtslage.....	525
9.2.6.1.1	Raumordnung und Naturschutz .....	525
9.2.6.1.2	Genehmigung.....	529
9.2.6.1.3	Netzanbindung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG.....	530
9.2.6.2	Defizite .....	531
9.2.6.3	Reformvorschläge.....	532
9.3	Akzeptanz für den Netzausbau.....	533
9.3.1	Öffentlichkeitsbeteiligung beim Ausbau von Energieleitungen.....	534
9.3.2	Erdverkabelung als Akzeptanz fördernder Faktor .....	536
9.3.3	Gesellschaftlich-integrative Ansätze zur Förderung der Akzeptanz für den Stromnetzausbau.....	538



9.3.4.	Zusammenfassung .....	540
<b>10</b>	<b>Zusammenfassung und Empfehlungen .....</b>	<b>541</b>
10.1	100 % erneuerbare Energien als Ziel der Energie- und Klimaschutzpolitik .....	541
10.1.1	Fragestellung des Sondergutachtens .....	541
10.1.2	Das Ziel: Klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung bis 2050 .....	543
10.1.3	Das Mittel: 100 % Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien ist möglich, sicher und bezahlbar.....	545
10.1.4	Der Weg: Signifikante Laufzeitverlängerung oder neue Kohlekraftwerke sind für den Übergang nicht nötig .....	549
10.2	Herausforderungen der Transformation .....	551
10.2.1	Neue Balance zwischen Markt, staatlicher Planung und gesellschaftlicher Partizipation.....	551
10.2.2	Neue Impulse der Effizienzpolitik.....	553
10.2.3	Weiterentwicklung der europäischen Klimapolitik und des Emissionshandels .....	555
10.2.4	Stabile und effiziente Ausbauförderung der erneuerbaren Energien .....	556
10.2.5	Sozialverträgliches und zuverlässiges Auslaufen des Betriebes konventioneller Kraftwerke.....	560
10.2.6	Beschleunigter Ausbau von Netzen.....	561
10.2.7	Regionale Kooperation mit Norwegen und den Nachbarstaaten zur Nutzung von Pumpspeichern als Rückgrat der Versorgungssicherheit .....	566
10.2.8	Ausblick: Die weitere Europäisierung der Energie- und Klimapolitik .....	568
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>569</b>
	<b>Rechtsquellenverzeichnis .....</b>	<b>645</b>
	<b>Einrichtungserlass .....</b>	<b>653</b>
	<b>Publikationsverzeichnis.....</b>	<b>657</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1	Elektrizitätserzeugung in Deutschland und Nettoimporte (2050) .....	3
Abbildung 0-2	Stromgestehungskosten in Deutschland (2050) .....	4
Abbildung 0-3	Ausbau der Elektrizitätserzeugungskapazitäten für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung im Jahr 2050 (Szenario 2.1.a) ..	5
Abbildung 3-1	Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland in ausgewählten Szenarien.....	64
Abbildung 3-2	Entwicklung des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes (Deutschland, inkl. Importe).....	70
Abbildung 3-3	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland in ausgewählten Szenarien .....	73
Abbildung 3-4	Prognosen und reale Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Endenergiebereitstellung in TWh) .....	76
Abbildung 3-5	Szenarien der Internationalen Energieagentur und tatsächlicher jährlicher Zubau der globalen Windenergieleistung (in MW) .....	77
Abbildung 3-6	Für 2030 angenommene Anteile an erneuerbaren Energien an der EU-Bruttostromnachfrage in den Referenzszenarien des World Energy Outlook der IEA (International Energy Agency).....	78
Abbildung 3-7	Entwicklung des Anteils an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung der EU: Reale Entwicklung, Ziel und Trendfortschreibung.....	78
Abbildung 3-8	Ölpreisprognosen der IEA (International Energy Agency) 1998 bis 2008 und realer Ölpreis .....	79
Abbildung 3-9	Die in das Modell REMix einbezogenen Länder .....	84
Abbildung 3-10	Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050 .....	89
Abbildung 3-11	Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland in TWh/a als Funktion der Kosten pro kWh.....	98
Abbildung 3-12	Lastverlauf und stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW (DE bei 500 TWh/a) .....	99
Abbildung 3-13	Lastverlauf und stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW (DE bei 500 TWh/a, Monat Januar).....	100
Abbildung 3-14	Lastverlauf und stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW (DE bei 500 TWh/a, Monat Juli) .....	101
Abbildung 3-15	Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in der Region Europa–Nordafrika als Funktion der Kosten pro kWh .....	103
Abbildung 3-16	Stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW (EUNA).....	105
Abbildung 3-17	Szenario 1.a: DE / 100 % EE / 100 % SV / 509 TWh/a.....	111
Abbildung 3-18	Szenario 1.b: DE / 100 % EE / 100 % SV / 700 TWh/a.....	113
Abbildung 3-19	Szenario 2.1.a: DE–DK–NO / 100 % EE / 100 % SV, max. 15 % Austausch / 509 TWh/a .....	117
Abbildung 3-20	Szenario 2.1.a: DE–DK–NO / 100 % EE / 100 % SV, max. 15 % Austausch / 509 TWh/a, Monat März, nur Deutschland.....	118
Abbildung 3-21	Szenario 2.1.b: DE–DK–NO / 100 % EE / 100 % SV, max. 15 % Austausch / 700 TWh/a .....	119
Abbildung 3-22	Szenario 2.2.a: DE–DK–NO / 100 % EE / 85 % SV / 509 TWh/a .....	123
Abbildung 3-23	Szenario 2.2.b: DE–DK–NO / 100 % EE / 85 % SV / 700 TWh/a .....	124
Abbildung 3-24	Szenario 3.a: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 509 TWh/a .....	130
Abbildung 3-25	Szenario 3.a: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 509 TWh/a, nur Deutschland .....	131

Abbildung 3-26	Szenario 3.b: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 700 TWh/a .....	132
Abbildung 3-27	Szenario 3.b: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 700 TWh/a, nur Deutschland .....	133
Abbildung 3-28	Elektrizitätserzeugung in Deutschland und Nettoimporte (2050) .....	135
Abbildung 3-29	Stromgestehungskosten pro kWh für Deutschland (2050) .....	137
Abbildung 4-1	Struktur des Primärenergiebedarfs in Deutschland im Jahr 2008.....	164
Abbildung 4-2	Importanteil von Primärenergie in Deutschland 1990 bis 2008.....	166
Abbildung 4-3	Endenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2008 nach Sektoren.....	167
Abbildung 4-4	Zeitlicher Verlauf des Endenergieverbrauchs in Deutschland 1990 bis 2008 nach Sektoren.....	168
Abbildung 4-5	Stromnachfrage in Deutschland im Jahr 2008 nach Sektoren.....	169
Abbildung 4-6	Typischer wöchentlicher Lastgang* .....	170
Abbildung 4-7	Entwicklung des Strom-Außenhandelssaldos Deutschland 1991 bis 2008 .....	172
Abbildung 4-8	Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2008 ....	173
Abbildung 4-9	Bruttostromerzeugung nach Primärenergieträgereinsatz 1991 bis 2008.....	174
Abbildung 4-10	Kapazitätsrückgang des heutigen Kraftwerksbestandes ohne weiteren Zubau ....	175
Abbildung 4-11	Prognose der Erzeugung elektrischer Energie aus Atomkraftwerken auf Basis des Atomgesetzes* .....	177
Abbildung 4-12	Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008 .....	178
Abbildung 4-13	Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 bis 2008 .....	179
Abbildung 4-14	Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 bis 2008 .....	180
Abbildung 4-15	Regelzonen in Deutschland.....	182
Abbildung 4-16	Treibhausgasemissionen geplanter Kraftwerke und Emissionsminderungsziele für die Energiewirtschaft .....	186
Abbildung 4-17	Entwicklung des 2009 vorhandenen konventionellen Kraftwerkparks (Wärmeleistung) in Deutschland (Laufzeit 35 Jahre für alle Kraftwerke).....	188
Abbildung 4-18	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (Wärmeleistung) plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung (Laufzeit 35 Jahre für alle Kraftwerke).....	189
Abbildung 4-19	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (Wärmeleistung) plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung (Laufzeit 45 Jahre für Kohle- und 35 Jahre für alle weiteren Kraftwerke) .....	190
Abbildung 4-20	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (Wärmeleistung) plus Kraftwerke im Bau und in Planung (Laufzeit 45 Jahre für Kohle- und 35 Jahre für alle weiteren Kraftwerke) .....	191
Abbildung 4-21	Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (509 TWh/a in 2050) .....	203
Abbildung 4-22	Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (700 TWh/a in 2050) .....	204
Abbildung 4-23	Angenommene Entwicklung der Jahresvolllaststundenäquivalente für die eingesetzten erneuerbaren Erzeugungstechnologien (Szenario 2.1.a) .....	205
Abbildung 4-24	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in TWh/a (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050).....	206
Abbildung 4-25	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in TWh/a aus regenerativen Energiequellen (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050) .....	208

Abbildung 4-26	Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in GW (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050).....	208
Abbildung 4-27	Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in GW (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050).....	210
Abbildung 4-28	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in TWh/a (Szenario 2.1.b / 700 TWh in 2050).....	212
Abbildung 4-29	Entwicklung der regenerativen Bruttostromerzeugung in TWh/a (Szenario 2.1.b / 700 TWh in 2050).....	212
Abbildung 4-30	Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in GW (Szenario 2.1.b / 700 TWh/a in 2050).....	214
Abbildung 4-31	Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten (Szenario 2.1.b / 700 TWh in 2050).....	214
Abbildung 4-32	Energiespeichersysteme zur Elektrizitätswandlung .....	217
Abbildung 4-33	Prinzip und Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks .....	219
Abbildung 4-34	Schema eines adiabaten Druckluftspeichers (AA-CAES) .....	221
Abbildung 4-35	Integratives Renewable-Power-Methane-Konzept.....	224
Abbildung 4-36	Schematische Darstellung des Sira-Kvina-Speichersystems .....	228
Abbildung 4-37	Entwicklung der Überschussleistung aus Wind und Photovoltaik in Deutschland (Szenario 2.1.a) .....	231
Abbildung 4-38	Füllstand der norwegischen Speicherwasserkapazität mit Ein- und Ausspeicherung aus Szenario 2 für 2050 .....	233
Abbildung 4-39	Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie (bis 600 km Entfernung) .....	235
Abbildung 4-40	Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie (bis 8.000 km Entfernung) .....	235
Abbildung 4-41	Maximale Übertragungsleistungen für die Region DE–DK–NO 2050.....	238
Abbildung 4-42	Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage im derzeitigen Elektrizitätssystem .....	242
Abbildung 4-43	Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage in einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil von Windenergie .....	243
Abbildung 4-44	Residuallast des Übergangsszenarios 2.1.a im Jahr 2020 .....	245
Abbildung 4-45	Jahresdauerlinien der deutschen Stromerzeugung 2007 .....	246
Abbildung 4-46	Jahresdauerlinien der deutschen Stromerzeugung 2020 .....	247
Abbildung 4-47	Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050 .....	250
Abbildung 4-48	Vergleich der drei Preispfade der Leitstudie des BMU für fossile Brennstoffe einschließlich der CO <sub>2</sub> -Emissionszuschläge .....	252
Abbildung 4-49	Entwicklung der Gesamtkosten für regenerative Stromerzeugung (Szenario 2.1.a).....	253
Abbildung 4-50	Entwicklung der spezifischen Stromgestehungskosten (Szenario 2.1.a).....	253
Abbildung 4-51	Veränderung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten gegenüber konventioneller Erzeugung (Szenario 2.1.a und 3.a einschließlich Speichern, nationalem und internationalem Netzausbau).....	256
Abbildung 7-1	Skizze eines Systems handelbarer Einsparquoten.....	357
Abbildung 8-1	Alternative Grenzvermeidungskostenkurven.....	374
Abbildung 8-2	Mögliche Kostenverläufe erneuerbarer und konventioneller Energien .....	375

Abbildung 8-3	Einzelne Maßnahmen bei einer klassischen Grenzvermeidungskostenkurve zur Erreichung eines Emissionsreduktionsziels $E'$ .....	376
Abbildung 8-4	Preisbildung auf dem Strommarkt .....	382
Abbildung 8-5	Merit Order bei hoher Windstromeinspeisung .....	383
Abbildung 8-6	Unzulänglichkeit derzeitiger Emissionsreduktionsziele .....	391
Abbildung 8-7	Zuteilung von Zertifikaten und Emissionen der Schwerindustrie (in Mt) .....	394
Abbildung 8-8	Verteilung der Emissionszertifikate in Deutschland (2008)(in Mt).....	395
Abbildung 8-9	Szenarioergebnisse: Elektrizitätserzeugung in Deutschland und Nettoimporte (2050).....	423
Abbildung 8-10	Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee .....	425
Abbildung 8-11	Nordsee: Sämtliche Nutzungen und Schutzgebiete.....	427
Abbildung 8-12	Zubau Photovoltaik im Bereich des Zielkorridors im Vergleich zu den SRU-Szenarien .....	447
Abbildung 8-13	Typischer „Peak Shaving“-Betrieb eines Druckluftspeichers mit dem Ziel des Handels an der Strombörse .....	464
Abbildung 8-14	Durchschnittliche Preise der Stundenkontrakte des EEX Day-ahead-Handels im Jahr 2008.....	465
Abbildung 8-15	Vollkostenvergleich von Speichertechnologien nach Einsatzart .....	469
Abbildung 8-16	Unsicherheiten bei Investitionen in Großspeicheranlagen in Deutschland .....	473
Abbildung 9-1	Kabel-Spaghetti versus effiziente Netzplanung.....	478
Abbildung 9-2	Übersicht Ablauf Planfeststellungsverfahren (vereinfacht).....	506
Abbildung 9-3	Gesetzliche Konzeption der Planung von Stromübertragungsleitungen.....	508
Abbildung 9-4	Hypothetische Planungspraxis von Stromübertragungsleitungen.....	510
Abbildung 9-5	Zweistufige Fachplanung von Stromübertragungsleitungen .....	518

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 0-1	Acht Szenarien einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung im Jahr 2050.....	2
Tabelle 2-1	Gesamte durchschnittliche Treibhausgas-Emissionen von Stromerzeugungsoptionen.....	35
Tabelle 3-1	Vergleich europäischer Szenarien: Annahmen und Ergebnisse für den Stromsektor im Jahr 2050.....	69
Tabelle 3-2	Vergleich nationaler Szenarien: Annahmen und Ergebnisse für den Stromsektor im Jahr 2050.....	72
Tabelle 3-3	Vom Modell REMix des DLR erfasste Flächen und Potenziale regenerativer Energiequellen in Deutschland, Europa und Nordafrika .....	87
Tabelle 3-4	Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung.....	94
Tabelle 3-5	Szenario 1.a und 1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten.....	112
Tabelle 3-6	Szenario 2.1.a und 2.1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten.....	116
Tabelle 3-7	Szenario 2.2.a und 2.2.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten.....	122
Tabelle 3-8	Notwendige Transportkapazitäten zwischen den Ländern des Versorgungsverbundes DE–DK–NO nach Szenarien in GW .....	125
Tabelle 3-9	Szenario 3.a und 3.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten.....	128
Tabelle 4-1	Aufkommen und Verwendung von Strom in Deutschland im Jahr 2008 .....	171
Tabelle 4-2	Emissionen in Deutschland im Jahr 2008 .....	183
Tabelle 4-3	Geplante oder in Bau befindliche Kraftwerke in Deutschland 2008 bis 2018 (kumulierte Leistungen) .....	184
Tabelle 4-4	Annahmen für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der geplanten oder in Bau befindlichen Kraftwerke.....	185
Tabelle 4-5	Angenommene Jahresvolllaststunden für konventionelle Kraftwerke .....	193
Tabelle 4-6	Strom- und Kosteneinsparungen bei für sich allein wirtschaftlichen Stromsparmaßnahmen (ohne Transaktionskosten der Umsetzung) bis zum Jahr 2015 .....	195
Tabelle 4-7	Stromeinsparung in ausgewählten Szenariostudien .....	199
Tabelle 4-8	Eignung unterschiedlicher Speichertechnologien.....	218
Tabelle 4-9	Technische und wirtschaftliche Parameter zu Pumpspeichern.....	220
Tabelle 4-10	Technische und wirtschaftliche Parameter zu AA-CAES-Anlagen.....	222
Tabelle 4-11	Technische und wirtschaftliche Parameter zur Wasserstoffspeicherung .....	223
Tabelle 4-12	Angenommene Lernraten (Reduktion der Stromgestehungskosten um x % bei Verdopplung der Produktion) im Vergleich zur Literatur (NEIJ 2008) .....	249
Tabelle 4-13	Angenommene Preisentwicklung für fossile Brennstoffe und CO <sub>2</sub> Emissionsrechte entsprechend dem Preispfad A (Deutlicher Preisanstieg) der Leitstudie .....	251
Tabelle 5-1	Verteilung des Gesamtziels 20 % erneuerbare Energien am Energieverbrauch auf die Mitgliedstaaten und den Stromsektor .....	270
Tabelle 5-2	Ziele und Instrumente ausgewählter Länder für den Ausbau erneuerbarer Energien.....	289

Tabelle 7-1	Monatliche Ausgaben privater Haushalte für Strom nach Haushaltsnettoeinkommen .....	363
Tabelle 8-1	2008-2012 prognostiziertes Überangebot (in Mt) .....	393
Tabelle 8-2	Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und Photovoltaik in Deutschland seit 1990.....	417
Tabelle 8-3	Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und Photovoltaik seit 1990.....	418
Tabelle 8-4	Wachsende Gesamtvergütung durch das EEG.....	420
Tabelle 8-5	Planung des Ausbaus von Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee (Stand März 2010) .....	426
Tabelle 8-6	Vergütung von Offshore-Windenergie nach dem EEG.....	429
Tabelle 8-7	Historischer Ausbau der Onshore-Windenergie .....	450
Tabelle 8-8	Gewinnerzielungsmöglichkeiten von Speichertechnologien .....	466
Tabelle 9-1	Netzinvestitionen der Stromversorger (gerundet).....	481
Tabelle 10-1	Acht Szenarien einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung im Jahre 2050.....	547

## Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	=	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage – adiabatische Druckluftspeicher
ACER	=	European Agency for the cooperation of the Energy Regulators – Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energierегulierungsbehörden
ADAM	=	Adaptation and mitigation strategies: Supporting European climate policy
AETR	=	Accord Européen sur les Transports Routiers – Europäisches Übereinkommen über die Arbeit des im internationalen Straßenverkehr beschäftigten Fahrpersonals
AEUV	=	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Ag	=	Silber
AGEB	=	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ARegV	=	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechV	=	Ausgleichsmechanismusverordnung
AWZ	=	ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	=	Baugesetzbuch
BDEW	=	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (seit 2007) – ehemals VDEW
BDI	=	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEE	=	Bundesverband Erneuerbare Energien e. V.
BfN	=	Bundesamt für Naturschutz
BGH	=	Bundesgerichtshof
BGR	=	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	=	Blockheizkraftwerk
BImSchG	=	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BioSt-NachV	=	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BIP	=	Bruttoinlandsprodukt
BMU	=	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit



BMVBS	=	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	=	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNatSchG	=	Bundesnaturschutzgesetz
BSH	=	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BVerfG	=	Bundesverfassungsgericht
BVerfGE	=	Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
BVerwG	=	Bundesverwaltungsgericht
CAES	=	Compressed Air Energy Storage – Druckluftspeicher(kraftwerke)
CBD	=	Convention on Biological Diversity
CCS	=	Carbon Capture and Storage – Abspaltung und Speicherung von Kohlendioxid
Cd	=	Cadmium
CDM	=	Clean Development Mechanism – Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung
CDU	=	Christliche Demokratische Union
CER	=	Certified Emission Reduction – zertifizierte Emissionsreduktionen
CH <sub>4</sub>	=	Methan
CNCR	=	Constant Natural Capital Rule
CO <sub>2</sub>	=	Kohlendioxid
CO <sub>2eq</sub>	=	Kohlendioxid-Äquivalente
CSP	=	Concentrated Solar Power – konzentrierende Solarsysteme
CSU	=	Christlich Soziale Union
ct	=	Cent
Cu	=	Kupfer
DE	=	Deutschland
dena	=	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIHK	=	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
DK	=	Dänemark
DLR	=	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

DSM	= Demand-Side-Management
DUH	= Deutsche Umwelthilfe e. V.
DWA	= Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Wasser und Abfall e. V.
EASAC	= European Academies Science Advisory Council
ECF	= European Climate Foundation – Europäische Klimastiftung
EDL-RL	= Energiedienstleistungsrichtlinie
EEG	= Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	= European Energy Exchange
EGKS	= Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl
EGV	= Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EIB	= Europäische Investitionsbank
ElitRL	= Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
EnBW	= Energie Baden-Württemberg AG
EnLAG	= Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	= European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	= Energiewirtschaftsgesetz
EPS	= Emission performance standard
ERU	= Emission Reduction Units – Emissionsreduktionseinheiten
EU	= Europäische Union
EU-27	= Staatenverbund der Europäischen Union mit 27 Ländern
EUA	= European Union Allowance Unit
EUFORES	= European Forum for Renewable Energy Sources
EuGH	= Europäischer Gerichtshof
EUNA	= Regionenverbund Europa–Nordafrika
Euratom	= Europäische Atomgemeinschaft
EUV	= Vertrag über die Europäische Union
EWEA	= European Wind Energy Association
EWGV	= Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft
EWI	= Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

FDP	=	Freie Demokratische Partei
FfE	=	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FFH	=	Fauna-Flora-Habitat
FFH-RL	=	Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie
FNE	=	Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“
FNN	=	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FuE	=	Forschung und Entwicklung
FVEE	=	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
GasNZV	=	Gasnetzzugangsverordnung
GG	=	Grundgesetz
GHD	=	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GIS	=	geografisches Informationssystem
Gt	=	Gigatonne
GuD	=	Gas-und-Dampf-Kraftwerke
GVK	=	Grenzvermeidungskostenkurve
GW	=	Gigawatt
GWS	=	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH
H <sub>2</sub> S	=	Schwefelwasserstoff
HDR	=	Hot-Dry-Rock-Verfahren
HGÜ	=	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – vgl. HVDC
HVAC	=	High Voltage Alternating Current – Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HVDC	=	High Voltage Direct Current – Hochspannungs-Gleichstrom- Übertragung
Hz	=	Hertz
IEA	=	International Energy Agency – Internationale Energieagentur
IED-RL	=	Richtlinie über Industrieemissionen
IEKP	=	Integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung
IER Stuttgart	=	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart

InfraStrPlanVBeschlG	=	Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz
IPCC	=	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	=	Unabhängige Netzbetreiber
ITO	=	Unabhängige Übertragungsnetzbetreiber
ITRE	=	Committee on Industry, Research and Energy – Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie
IVU-RL	=	Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
IWES	=	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
JI	=	Joint Implementation – gemeinsame Umsetzung von Klimaschutzprojekten
KfW	=	KfW Bankengruppe, Kreditanstalt für Wiederaufbau
KKW	=	Kernkraftwerke
KraftNAV	=	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KrW-/AbfG	=	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
KUP	=	Kurzumtriebsplantagen
kV	=	Kilovolt
kW	=	Kilowatt
kWh <sub>el</sub>	=	Kilowattstunde elektrisch
KWK	=	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	=	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LEP	=	Landesentwicklungsplan
LEPro	=	Landesentwicklungsprogramm
lit.	=	Buchstabe
MSRL	=	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie
Mt	=	Megatonne
MW	=	Megawatt
N <sub>2</sub> O	=	Lachgas
NAP	=	nationaler Allokationsplan
NaWaRo	=	nachwachsende Rohstoffe

NFFO	= Non Fossil Fuel Obligation
NGO	= Non-Governmental Organization – Nichtregierungsorganisation
Ni	= Nickel
Nm <sup>3</sup>	= Normkubikmeter
NO	= Norwegen
NORDEL	= Organisation for the Nordic Transmission System Operators – Vereinigung der skandinavischen Netzbetreiber
NO <sub>x</sub>	= Stickoxid
NRA	= National regulatory authorities – Nationale Regulierungsbehörden
NVP	= Netzverknüpfungspunkt
OCGT	= Open Cycle Gas Turbine
OECD	= Organisation for Economic Co-operation and Development – Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
OTC	= Over-the-Counter
OVG	= Oberverwaltungsgericht
Pb	= Blei
PFV	= Planfeststellungsverfahren
PJ	= Petajoule = 10 <sup>15</sup> Joule
ppmv	= parts per million by volume
Projekt ADELE	= Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung
PV	= Photovoltaik
RD&D	= Research, Development and Demonstration
RECIPE	= Report on Energy and Climate Policy in Europe
Rn.	= Randnummer
ROG	= Raumordnungsgesetz
ROP	= Raumordnungsplan
ROV	= Raumordnungsverordnung
RPM	= Renewable-Power-Methane

RRO	=	Szenario „REG/REN-Offensive“
Rz.	=	Randziffer
SCI	=	Site of Community Importance
SDLWindV	=	Systemdienstleistungsverordnung
SeeAnIV	=	Seeanlagenverordnung
SeeAufgG	=	Seeaufgabengesetz
SET-Plan	=	Europäischer Strategieplan für Energietechnologie
Slg.	=	Amtliche Sammlung des EuGH
SO <sub>2</sub>	=	Schwefeldioxid
SPA	=	Special Protected Area
SPD	=	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
Spglstr.	=	Spiegelstrich
SRU	=	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StAOWind	=	Ständiger Ausschuss Offshore-Wind
StromEinspG	=	Stromeinspeisungsgesetz
StromhandelZVO	=	Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
SÜL	=	Sachplan Übertragungsleitungen
SUP	=	Strategische Umweltprüfung
SV	=	Selbstversorgung
TA Luft	=	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TEN	=	Transeuropäische Netze
TEN-E	=	Transeuropäische Energienetze
THG	=	Treibhausgas
TREC	=	Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation
TW	=	Terawatt
UAbs.	=	Unterabsatz
UBA	=	Umweltbundesamt
UCTE	=	Union for the Coordination of Transmission of Electricity – Vorläuferorganisation von ENTSO-E

ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	=	United Nations Framework Convention on Climate Change
USV	=	unterbrechungsfreie Stromversorgung
UVPg	=	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UWE	=	Szenario „Umwandlungseffizienz“
VCI	=	Verband der Chemischen Industrie e. V.
VDE	=	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDEW	=	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – ab 2007 BDEW
VDMA	=	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
VIK	=	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VKU	=	Verband kommunaler Unternehmen
VPE-Kabel	=	Kunststoffkabel mit einer Isolation aus vernetztem Polyethylen
VSC	=	Voltage Source Converter – Transistoren mit moderner Halbleitertechnologie
VTG	=	Verkehrstrennungsgebiete
VwVfG	=	Verwaltungsverfahrensgesetz
WBGU	=	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WDPA	=	World Database on Protected Areas
WEA	=	Windenergieanlagen
WEO	=	World Energy Outlook der IEA
WHG	=	Wasserhaushaltsgesetz
WRRL	=	Wasserrahmenrichtlinie
WWF	=	World Wide Fund For Nature

## 0 Kurzfassung für Entscheidungsträger

### Fragestellung

\*1. Die Klimapolitik steht vor der Herausforderung, dass die Treibhausgasemissionen der Industrieländer um 80 bis 95 % reduziert werden müssen, um eine als gefährlich angesehene globale Temperaturerhöhung von über 2 °Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu vermeiden. Der Europäische Rat hat diesem Ziel im Oktober 2009 politische Rückendeckung verliehen. Nicht zuletzt wegen dieser Zielvorgabe zur Zeit der Veröffentlichung des vorliegenden Sondergutachtens werden in Deutschland wichtige Weichenstellungen für die zukünftige Struktur der Elektrizitätsversorgung diskutiert und getroffen.

Heute verursacht die Stromerzeugung fast 40 % der deutschen Treibhausgasemissionen. Da ein erheblicher Teil der konventionellen Kraftwerke in den nächsten Jahren erneuert werden muss, besteht die Chance, diese Erneuerung für den Aufbau einer nachhaltigen Stromversorgung zu nutzen. In Deutschland besteht ein weitgehender Konsens, dass eine nachhaltige Entwicklung des Energiebereichs langfristig eine möglichst vollständig auf regenerativen Energieträgern basierende Elektrizitätsversorgung erfordert. Hierbei wird kontrovers diskutiert, wie schnell dies erreicht werden kann und wie teuer die notwendige Umstellung des Systems ausfallen wird.

Das vorliegende Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) soll einen wissenschaftlich gestützten Beitrag zur Urteilsbildung in Öffentlichkeit und Politik leisten. Es behandelt folgende Fragen:

- Ist es möglich, ausschließlich auf der Basis regenerativer Energiequellen zu jeder Stunde des Zieljahres 2050 Versorgungssicherheit zu garantieren?
- Was kostet eine vollständig regenerative Stromversorgung?
- Sind Brückentechnologien für den Übergang in das regenerative Energiezeitalter erforderlich?
- Welche Maßnahmen und Instrumente sind erforderlich, um den Übergang in eine klimafreundliche, regenerative Stromversorgung zu flankieren?

Die folgende Kurzfassung der wesentlichen Ergebnisse des Sondergutachtens soll Entscheidungsträgern die Möglichkeit bieten, sich einen Überblick über die Antworten auf diese Fragen zu verschaffen.



## 100 % Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien ist möglich, sicher und bezahlbar

\*2. Eine detaillierte Analyse des Potenzials der regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung in Deutschland, Europa und Nordafrika zeigt, dass eine ausschließlich auf regenerativen Energiequellen basierende Stromversorgung bis 2050 unter Beachtung strenger Anforderungen des Naturschutzes und bei Vermeidung von anderen Nutzungskonflikten möglich ist.

Die im Auftrag des SRU berechneten Zielszenarien unterscheiden sich in der Höhe der Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2050 (zwischen 500 und 700 TWh/a in Deutschland) sowie dem Grad des Austauschs und der Vernetzung mit den Nachbarländern. Sie reichen von einer vollständigen Selbstversorgung Deutschlands ohne jeden Austausch bis zur Möglichkeit des Stromaustausches mit 35 weiteren Ländern in Europa und Nordafrika. Dabei wird ein maximaler Nettoimport von 15 % der nationalen Stromerzeugung angenommen. Im Vergleich zu den Zielszenarien mit Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke für das Energiekonzept der Bundesregierung sind diese Annahmen konservativ. Die Zielszenarien dort nehmen einen deutlich niedrigeren Stromverbrauch von 410 bis 430 TWh/a und eine deutlich höhere Stromimportabhängigkeit von 22 bis 31 % im Jahr 2050 an. Tabelle 0-1 gibt eine Übersicht über die berechneten acht Szenarien des SRU. Alle Berechnungen erfüllen die Bedingung, dass sich die jeweils untersuchte Region im Jahr 2050 vollständig regenerativ mit Strom versorgen muss.

Tabelle 0-1

### Acht Szenarien einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung im Jahr 2050

	Nachfrage DE 2050: 500 TWh	Nachfrage DE 2050: 700 TWh
<b>Selbstversorgung</b>	Szenario 1.a DE 100 % SV-500	Szenario 1.b DE 100 % SV-700
<b>Netto-Selbstversorgung Austausch mit DK/NO</b>	Szenario 2.1.a DE–DK–NO 100 % SV-500	Szenario 2.1.b DE–DK–NO 100 % SV-700
<b>Maximal 15 % Nettoimport aus DK/NO</b>	Szenario 2.2.a DE–DK–NO 85 % SV-500	Szenario 2.2.b DE–DK–NO 85 % SV-700
<b>Maximal 15 % Nettoimport aus EUNA</b>	Szenario 3.a DE–EUNA 85 % SV-500	Szenario 3.b DE–EUNA 85 % SV-700
DE – Deutschland, DK – Dänemark, NO – Norwegen, EUNA – Europa und Nordafrika, SV – Selbstversorgung. SRU/SG 2011-1/Tab. 0-1		

Die nutzbaren Potenziale an erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erlauben es bei einem entsprechenden Ausbau von Speichern und Netzen, zu jeder Stunde des Jahres die maximal anzunehmende Nachfrage nach Strom zu bedienen. Die Sicherheit der Versorgung kann somit, trotz der Schwankungen in der Stromproduktion aus erneuerbaren

Energien, zu jeder Zeit gewährleistet werden. Die bereits heute verfügbaren Technologien insbesondere zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie sind dafür ausreichend.

Für das Jahr 2050 wurde in den verschiedenen Szenarien ein möglichst kostengünstiges Portfolio aus erneuerbaren Energien berechnet, wobei langfristig sinkende Kosten für die erneuerbaren Energien als Folge von Lernkurven berücksichtigt wurden. Auf der Basis dieser Kostenoptimierung ergibt sich, dass die Windenergie, insbesondere die Offshore-Windenergie, bis zum Jahr 2050 in allen Szenarien eine herausragende Bedeutung erhalten wird (Abb. 0-1). Die Solarenergie kommt in Abhängigkeit von der Stromnachfrage und der Höhe der Importe in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich stark zum Einsatz. Der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung steigt in den Verbundszenerarien vor allem wegen möglicher Landnutzungskonflikte und relativ hoher Kosten nicht über etwa 7 %.

Abbildung 0-1

### Elektrizitätserzeugung in Deutschland und Nettoimporte (2050)

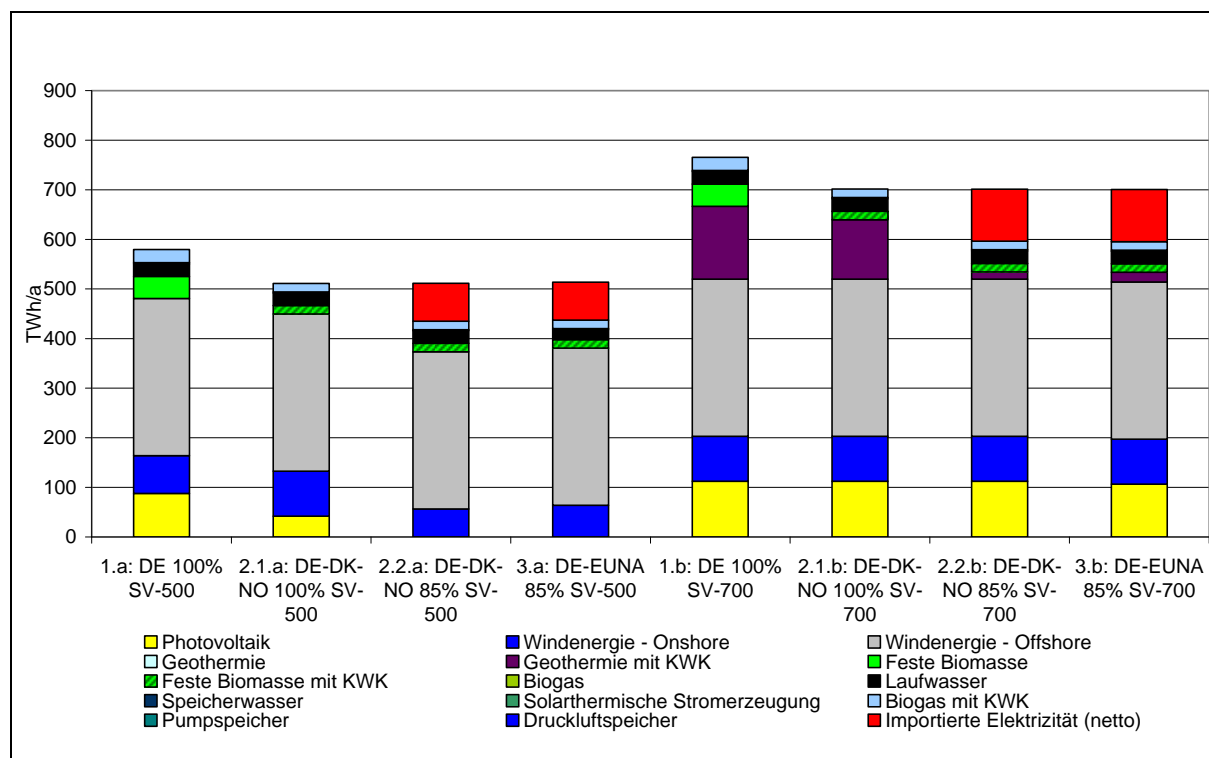
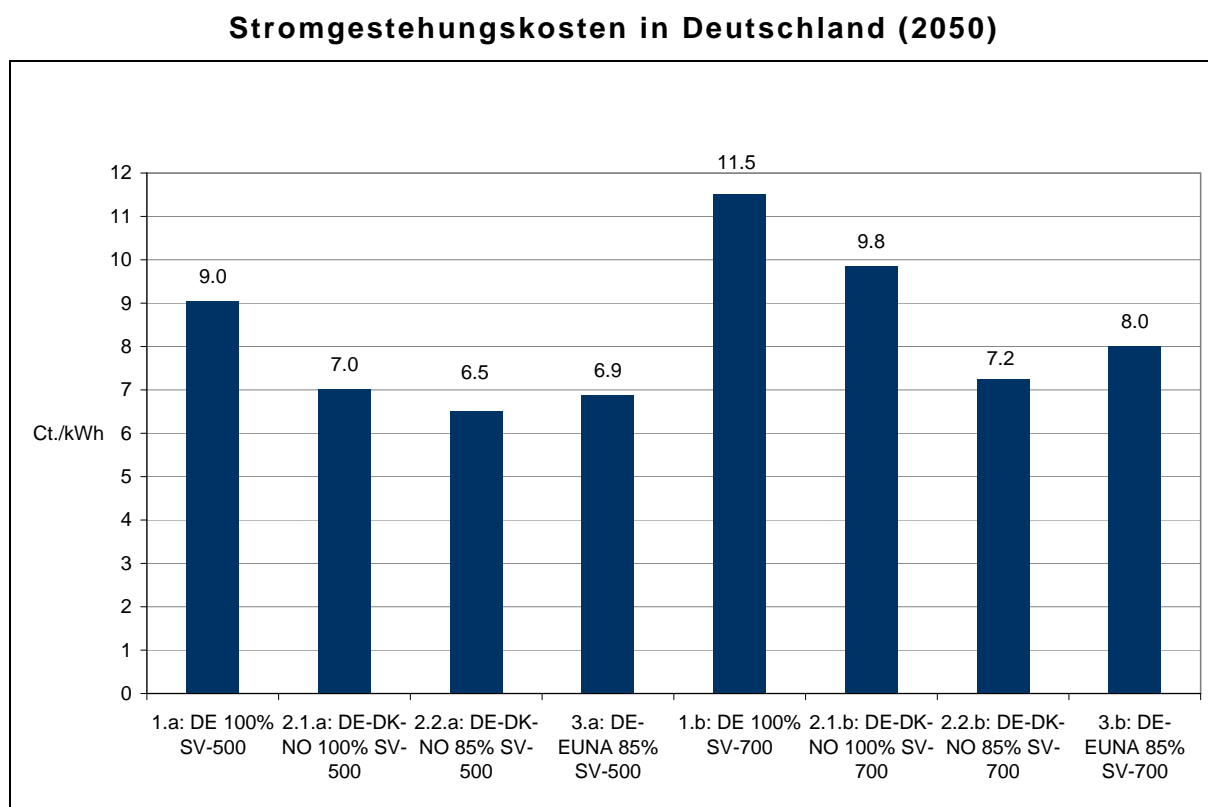


Abbildung 0-2



SRU/SG 2011-1/Abb. 0-2

**\*3.** Die inflationsbereinigten Stromgestehungskosten einer regenerativen Vollversorgung im Jahr 2050 werden insgesamt unter denjenigen eines CO<sub>2</sub>-armen, konventionellen Energiemix liegen, da steigende Brennstoffkosten und die Kosten für Emissionszertifikate vermieden werden können. Die Gesamtkosten einer regenerativen Vollversorgung, einschließlich der Kosten für den internationalen Netzausbau und der Speicher, liegen dabei unter 7 ct/kWh. Die Kosten sind umso niedriger, je erfolgreicher eine anspruchsvolle Energiespar- und Effizienzpolitik ist und je mehr die Nutzung kostengünstiger Speichertechnologien, insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken in Skandinavien oder im Alpenraum, gelingt (Abb. 0-2).

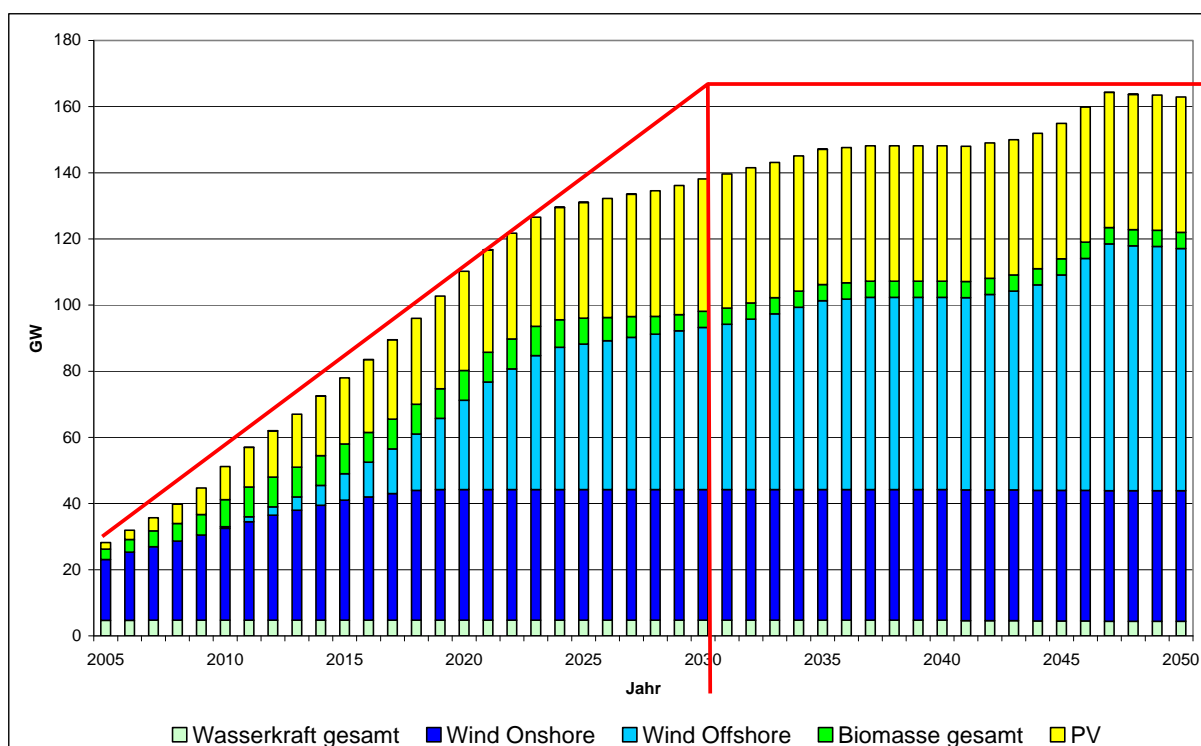
### **Signifikante Laufzeitverlängerungen oder neue Kohlekraftwerke sind für den Übergang nicht nötig**

**\*4.** Weder eine Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken noch der Bau neuer Kohlekraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung sind notwendig. Bereits der Bestand an konventionellen Kraftwerken mit einem geringen Zubau an Gaskraftwerken reicht als Brücke hin zu einer regenerativen Stromversorgung aus. Dies ist selbst unter der restriktiven Annahme einer durchschnittlichen Laufzeit von 35 Jahren für alle konventionellen Kraftwerke und unter Beibehaltung des bisherigen Ausbautempos bei den erneuerbaren Energien darstellbar (Abb. 0-3). Der Bedarf an sogenannten Grundlastkraftwerken sinkt in

einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Die hohe Volatilität der erneuerbaren Energien erfordert eine substanziiell erhöhte Flexibilität aller konventionellen Kraftwerke. Die Anzahl notwendiger Abschaltungen und schneller Ab- und Anfahrvorgänge wird zur Bewältigung der sogenannten Residuallast erheblich steigen. Der Bedarf einer dauerhaft gleichmäßigen Grundlast besteht damit nicht mehr. Sowohl die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als auch ein zusätzlicher Neubau von Kohlekraftwerken erhöhen damit das Risiko, dass über zunehmend längere Zeiträume Überkapazitäten im System entstehen.

Abbildung 0-3

**Ausbau der Elektrizitätserzeugungskapazitäten für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung im Jahr 2050  
(Szenario 2.1.a)**



SRU/SG 2011-1/Abb. 0-3

## Handlungsempfehlungen für die Energiepolitik

**\*5.** Zentrale energie- und klimapolitische Ansatzpunkte einer Transformation der Stromversorgung sind:

- Energieeffizienz ist die eigentliche Brückentechnologie für eine vollständige Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien und muss entsprechend gefördert werden.
- Erst ein möglichst verbindliches europäisches und nationales Klimaschutz- und Dekarbonisierungsziel für das Jahr 2050 sowie seine Übersetzung in den

Emissionshandel setzt den richtigen Begründungsrahmen und wichtige ökonomische Anreize für die anstehende Transformation.

- Darüber hinaus müssen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene die Förderbedingungen für die erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden, um die Voraussetzungen für eine sichere und effiziente Stromversorgung der Zukunft zu schaffen, die vollständig auf erneuerbaren Energien basiert.
- Der Neubau von Kraftwerken, die aus technisch-ökonomischen Gründen nicht die Anforderungen einer sehr flexiblen Erzeugung erfüllen und nicht mit den langfristigen Klimaschutzzielen vereinbar sind, sollte unterlassen werden. Auch die beschlossene Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke ist nicht mit den Flexibilitätserfordernissen eines Übergangs zu den erneuerbaren Energien vereinbar.
- Flankierend zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein beschleunigter und hinreichend dimensionierter Netzausbau und vor allem -umbau erforderlich, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Investitionsanreize und Netzplanung müssen hierfür grundlegend geändert werden.
- Aus nationaler Perspektive ist die Kooperation Deutschlands mit den Nordseeanrainerstaaten von strategischem energiepolitischem Interesse, um die Anbindung und Erschließung der erheblichen und vergleichsweise kostengünstigen Pumpspeicherpotenziale Skandinaviens voranzutreiben.

Auf dieser Basis hat der SRU acht zentrale Handlungsempfehlungen für die deutsche und die europäische Energiepolitik formuliert.

## **1 Klima- und Energiekonzept: sektorales Klimaschutzziel 2050 und Bekenntnis zu 100 % erneuerbaren Energien**

**\*6.** Messlatte der mittelfristigen deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik muss die Verminderung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis 2050 sein, um eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems zu vermeiden. Selbst bei einem weniger ambitionierten Klimaschutzziel von –80 % ist eine klimaneutrale Stromversorgung bis 2050 erforderlich. Für die Stromversorgung ist das Ziel der Klimaneutralität kostengünstiger erreichbar als in anderen Sektoren wie Mobilität, Wärme, Landwirtschaft und Industrie. Zugleich sollte das Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung durch die vollständige Umstellung auf regenerative Energieträger bis 2050 in hochrangigen Programmdokumenten verankert werden.

## **2 Energieeffizienz durch Stromkundenkonten**

**\*7.** Die Einsparung von Strom kann als die wichtigste Brückentechnologie auf dem Weg zur regenerativen Vollversorgung betrachtet werden. Die Bundesregierung sollte daher ein

absolutes Verbrauchsziel für den Stromverbrauch setzen. Ein geeignetes Instrument zur deutlichen Stärkung der Marktanreize für ein solches Ziel könnte die Einführung von Stromkundenkonten sein. Stromkundenkonten sind auf der Basis der Anzahl der belieferten Haushalte berechnete Verkaufsobergrenzen für die Energieversorgungsunternehmen. Diese sind wie bei einem „cap-and-trade“-System handelbar und können mit einem nationalen Verbrauchsziel abgestimmt werden. Damit wird Energieeffizienz zum strategischen Geschäftsziel von Energieversorgungsunternehmen.

### **3 Kontinuität und Reform für das EEG**

\*8. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als ein wirksames und vergleichsweise effizientes Instrument bewährt. Seine beiden tragenden Säulen, der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und die garantierte Vergütung für die nicht regelbaren erneuerbaren Energien, sollten als Grundstruktur beibehalten werden. Der konventionelle Kraftwerkpark sollte im Übergang flexibel für das Lastmanagement eingesetzt werden und so wesentlich zur Systemintegration der erneuerbaren Energien beitragen. Die Weiterentwicklung des EEG sollte auf langfristige Kosteneffizienz und Portfoliooptimierung abzielen und – wo sinnvoll – die Systemintegration der erneuerbaren Energien fördern.

Für die Offshore-Windenergie sollten in Zukunft Ausschreibungsmodelle in Betracht gezogen werden, bei denen Unternehmen Bau und Betrieb für einen möglichst geringen garantierten Einspeisevergütungssatz anbieten. Hierdurch kann die Verzahnung mit dem Netzausbau verbessert werden. Zudem wird der Wettbewerb um kostengünstige Strombereitstellung gestärkt. Für Windenergie auf dem Land sollte das EEG in seiner bisherigen Form fortgeführt werden. Wegen großer Prognoseunsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs an Photovoltaik (PV) in einem kostengünstigen Strommix sollte die PV-Förderung auf ein niedriges, aber stabiles Wachstum setzen und einen Aufbau unwirtschaftlicher Überkapazitäten vermeiden. Neben einer an den sinkenden Kosten orientierten Vergütung ist auch eine absolute Obergrenze der geförderten PV-Kapazitäten sinnvoll. Die Förderung für Biomasse sollte stärker auf Regelenergieleistungen und Reststoffnutzung ausgerichtet und deshalb als Marktprämie ausgestaltet werden. Die Höhe der Vergütung sollte mit dem Anteil von Reststoffen an der eingesetzten Substratmasse steigen und der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo-Bonus) wegen seiner negativen Umweltfolgen abgeschafft werden. Für andere Technologien, die sich zurzeit noch in der Entwicklung befinden, bieten sich zuerst staatliche Projektförderungen an, die bei entsprechendem Erfolg der Technologien in eine Förderung nach den Grundsätzen des EEG überführt werden können.

## **4 Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“**

\*9. Der SRU schlägt die Entwicklung eines Bundesfachplanes „Stromübertragungsnetz 2030“ zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte mit Zielhorizont 2030 vor. Der Bundesfachplan berücksichtigt die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber, die Vorgaben zu den transeuropäischen Energienetzen sowie ein zukünftiges Bedarfsmodell der Bundesnetzagentur und legt den Ausbaubedarf nach einem transparenten und offenen Beteiligungsverfahren fest, das die Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung und das geltende Naturschutzrecht integriert. Er bündelt die übergeordneten Elemente einer nur noch zweistufigen Fachplanung. Die Detailplanung und Projektgenehmigung erfolgt wie bisher über die Planfeststellung. Ergänzend zum Netzausbau der Übertragungsnetzbetreiber sollten zentrale Trassen ausgeschrieben werden, um den Bau notwendiger Verbindungen sichern zu können.

## **5 Keine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke**

\*10. Im Übergang hin zu einer regenerativen Stromversorgung ist eine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke nicht erforderlich. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Flexibilitätsreserven des übrigen konventionellen Kraftwerkparcs reichen aus, um den Strombedarf zu decken – das Entstehen einer Stromlücke ist nicht zu befürchten. Wegen ihrer begrenzten Flexibilität eignen sich Kernkraftwerke nicht als „Brückentechnologie“ zur Ergänzung der erneuerbaren Energien. Der Systemkonflikt zwischen hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und schlecht regelbarer Grundlastenergie wird sich bei der geplanten Laufzeitverlängerung im Laufe der 2020er-Jahre erheblich zuspitzen und letztlich hohe volkswirtschaftliche Kosten und Investitionsrisiken für die erneuerbaren Energien schaffen.

## **6 Den Abgang konventioneller Kraftwerke gestalten**

\*11. Eine integrierte Energiepolitik sollte das Auslaufen konventioneller Kapazitäten mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien synchronisieren. Hilfreich wird sein, dass mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und einem strengeren europäischen Emissionshandelsregime die wirtschaftliche Attraktivität neuer Kohlekraftwerke abnimmt. Dennoch sollten flankierende ordnungsrechtliche Maßnahmen erwogen werden, durch die der Neubau von Kohlekraftwerken gegebenenfalls gesteuert werden kann. Nach Einschätzung des SRU ist eine Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes mit der Festsetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten europarechtlich möglich. Gesonderte Maßnahmen zur Beschleunigung der Schließung alter Kraftwerke werden nicht erforderlich sein, da diese wegen des Einspeisevorrangs von erneuerbaren Energien ohnehin zunehmend nur noch für die Residuallast eingesetzt werden. Wegen der langen Übergangsfristen bestehen erhebliche Spielräume, den Strukturwandel der

Energieversorgung sozialverträglich zu gestalten. Er sollte zudem regionalpolitisch flankiert werden.

## **7 Europäische Roadmap für erneuerbare Energien mit Zielhorizont 2030**

**\*12.** Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 hat zur europaweiten Verstärkung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit auch zu einer Konvergenz der Förderstrategien der Mitgliedstaaten beigetragen. Die mit den Zielvorgaben und nationalen Aktionsplänen verbundene Orientierungssicherheit hat auch neue Initiativen zum Ausbau der Stromnetze entstehen lassen. Die Ausbauziele sollten daher frühzeitig zunächst für 2030 fortgeschrieben werden. Bis 2030 ist in der EU ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von deutlich über 50 % erreichbar. Die Bundesregierung sollte die Instrumente der Richtlinie für eine regionale grenzüberschreitende Kooperation bei der Ausbauförderung aktiv nutzen. Eine europäische Harmonisierung der Förderung wäre hingegen auf absehbare Zeit nicht sachgerecht und könnte instrumentelle Innovationen eher bremsen.

## **8 Aktionsplan Offshore-Anbindung und Kooperation im Nordseeraum**

**\*13.** Der Windenergiegürtel im Nordseeraum von Schottland bis Dänemark spielt für die Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien in der EU eine wesentliche strategische Rolle. Um diese zu nutzen, sind eine koordinierte Netzplanung im Nordseeraum sowie die Integration der skandinavischen Pumpspeicherpotenziale in die Planung notwendig. Von der Bundesregierung sollten deutliche und verbindliche Initiativen und Impulse für eine solche integrierte Kapazitäts- und Netzplanung für den Nordseeraum ausgehen. Die Netzbetreiber sollten ermutigt werden, sich in der anstehenden Kooperation zu engagieren.

## **Ausblick: Die weitere Europäisierung der Energie- und Klimapolitik**

**\*14.** Mit dem Energie- und Klimaschutzpaket von 2008 ist ein wichtiger Europäisierungsschub gelungen, der die nationale Politik für den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützend flankiert. Wichtige Zukunftsinitiativen wie die für 2011 vorgesehene „Road Map 2050 zur Dekarbonisierung“, der europaweite Ausbau einer hochleistungsfähigen Stromfernübertragung sowie die Weiterentwicklung des Emissionshandels und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie bieten weitere Chancen, die Flankierung der nationalen Politik durch die europäische Klima- und Energiepolitik auch in Zukunft fortzusetzen. Mit einer besonders auf Klimaschutz und erneuerbare Energien ausgerichteten europäischen Energiestrategie wären vielfältige Vorteile, wie eine Angleichung der



Wettbewerbsbedingungen, der Zugang zu günstigeren Energiequellen und Speichern sowie auch erweiterte Absatzmärkte für alle an der Wertschöpfungskette der erneuerbaren Energien beteiligten Unternehmen verbunden.

# 1 Einleitung

1. Die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland ist Gegenstand aktueller politischer und gesellschaftlicher Diskussionen. Dabei ist Energiepolitik untrennbar mit der Umwelt- und Klimapolitik verbunden. Im September 2010 hat die Bundesregierung ein Energiekonzept vorgelegt, das mit Blick auf das Jahr 2050 Ziele, Zwischenziele und zahlreiche Maßnahmen für die nationale Energiepolitik vorschlägt. Das Energiekonzept zielt auf eine weitreichende Transformation der Energieversorgung, um eine wirtschaftliche, zuverlässige und klimaschonende Energieversorgung zu erreichen.

Mit diesem grundlegenden Ziel hat auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) im Herbst 2008 mit den Arbeiten für das vorliegende Sondergutachten begonnen und seither den fachlichen Diskurs zur Zukunft der Stromversorgung in Deutschland begleitet (SRU 2009a; 2009b; 2010a; 2010b). Das Sondergutachten analysiert den Transformationsbedarf der Stromversorgung unter technischen, ökonomischen, rechtlichen und politischen Aspekten. Ausgangspunkt des SRU ist dabei das Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung bis 2050, die Treibhausgasemissionen weitestgehend vermeidet.

## 1.1 Fragestellung

2. Die aktuellen Arbeiten des SRU konzentrieren sich auf den Bereich der Stromversorgung, für den in den nächsten Jahren wesentliche Investitionsentscheidungen bevorstehen. Ein großer Teil der bestehenden Erzeugungskapazitäten muss im Verlauf der kommenden zwei Jahrzehnte ersetzt werden, da bis dahin die ökonomisch-technische Betriebsdauer vieler Kraftwerke zu Ende geht. Die Investitionsentscheidungen der nächsten Jahre werden damit die Struktur, aber auch die Emissionen des Stromsektors für Jahrzehnte prägen. Zugleich besteht die Chance, die Erneuerung des Kraftwerkparks für einen vergleichsweise kostengünstigen und weitreichenden Strukturwandel zu nutzen.

Wenn der Anstieg der globalen Temperaturen auf 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten begrenzt werden und damit ein gefährlicher Klimawandel verhindert werden soll, müssen nach dem Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) die Industrieländer wie Deutschland ihre Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % reduzieren (IPCC 2007). Emissionsreduktionen dieser Größenordnung sind inzwischen politisches Ziel auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene (Rat der Europäischen Union 2009; CDU et al. 2009) und genießen in Deutschland einen breiten und parteiübergreifenden gesellschaftlichen Rückhalt. Nach Einschätzung der Europäischen Kommission kann nur ein kleiner Teil der Reduktionen durch flexible Mechanismen außerhalb der Europäischen Union (EU) verwirklicht werden. Dementsprechend sind erhebliche Anstrengungen zur Reduktion der Emissionen im Inland notwendig.

Gesamtgesellschaftliche Emissionsreduktionen von 80 bis 95 % bedeuten für den Stromsektor eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung, da die Emissionen anderer

Sektoren (z. B. Landwirtschaft, Güterverkehr) allein aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend oder nur zu vergleichsweise hohen Kosten vermieden werden können, während für den Stromsektor die technologischen Alternativen bereits vorhanden sind. Die Stromversorgung ist somit ein Schlüsselbereich der Energie- und Klimapolitik.

**3.** In dem vorliegenden Sondergutachten begründet der SRU, warum eine dauerhaft nachhaltige, klimafreundliche Stromversorgung nur auf der Basis erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann (Kap. 2). Ausgehend von dieser These stellt das Sondergutachten die Frage, ob und zu welchen Bedingungen eine Stromversorgung aufgebaut werden kann, die ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruht (Kap. 3). Das Sondergutachten steht damit in einer Reihe aktueller Studien, die untersuchen, ob ein Strukturwandel hin zu einer weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromerzeugung in Deutschland und Europa möglich ist (PwC et al. 2010; ECF et al. 2010; KLAUS et al. 2010; Öko-Institut und Prognos AG 2009; NITSCH und WENZEL 2009; FoEE und SEI 2009). Es widmet sich den folgenden spezifischen Fragestellungen:

- Ist eine Vollversorgung durch erneuerbare Energien im Strombereich für Deutschland technisch möglich? Könnte ein solches System die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau gewährleisten?
- Wie hoch müssen die Kosten einer regenerativen Vollversorgung und des Übergangs dorthin eingeschätzt werden?
- In welchem zeitlichen Rahmen ist der Umstieg realistisch umsetzbar und welche Schritte sind dafür notwendig?
- Welche Herausforderungen sind im Verlauf der Transformation der Stromversorgung zu bewältigen? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen müssen insbesondere im europäischen Kontext berücksichtigt werden und welche Gestaltungsspielräume bieten diese?
- Wie sollten ökonomische und rechtliche Steuerungsinstrumente ausgestaltet werden, um die Transformation effektiv und effizient zu gestalten?

**4.** Die Grundlage bilden eine Reihe technisch-ökonomischer Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung in Deutschland und Europa, die vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Auftrag des SRU erstellt wurden. Die Ergebnisse dieser Szenarien hat der SRU in einer Stellungnahme bereits im Mai 2010 vorab veröffentlicht, um sie für die Erarbeitung des Energiekonzepts der Bundesregierung zur Verfügung zu stellen (SRU 2010a). Die Ergebnisse dieser Szenarien werden in dem Sondergutachten in weitgehend unveränderter Form präsentiert. Darüber hinaus werden unter politischen, ökonomischen, rechtlichen und gesellschaftlichen Gesichtspunkten Vorschläge entwickelt, wie die Transformation des Stromsystems gestaltet werden kann (Kap. 6 bis 9). Das Konzept des SRU geht dabei in Bezug auf die Klimaschutzziele und den angestrebten Energiemix

weiter als das Energiekonzept der Bundesregierung, da es einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von 100 % im Jahr 2050 für möglich hält, während das Energiekonzept von 80 % ausgeht. Die in den Kapiteln 7 bis 9 entwickelten Vorschläge sind aber auch relevant, wenn man nur die weniger ambitionierten Ziele der Bundesregierung erreichen will. Der SRU sieht einen grundsätzlichen Konflikt zwischen grundlastorientierter Atomkraft und dem Ausbau der erneuerbaren Energien (Kap. 4.6), und empfiehlt deshalb eine grundlegend andere Übergangsstrategie hin zu den erneuerbaren Energien als das Energiekonzept. Der SRU hat das Energiekonzept der Bundesregierung zudem in einem separaten „Kommentar zur Umweltpolitik“ kritisch gewürdigt (SRU 2010b).

## **1.2 Aufbau des Sondergutachtens**

5. Das folgende Kapitel 2 liefert die Begründung für das Ziel einer möglichst vollständigen regenerativen Stromversorgung, das als Leitgedanke für sämtliche Analysen und Szenarien des Sondergutachtens fungiert. Hierfür prüft der SRU die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen systematisch auf ihre Vereinbarkeit mit dem Prinzip der Nachhaltigkeit.

Kapitel 3 präsentiert die Szenarien des SRU für eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2050. Ein Überblick über relevante nationale und internationale Szenariostudien zur Entwicklung des Stromsektors dient dabei als Hintergrund. Die Methodik der Szenarien einschließlich der Grundzüge des verwendeten Modells sowie der Annahmen zu den Potenzialen erneuerbarer Energien und ihren Kosten werden ebenfalls in Kapitel 3 vorgestellt. Kapitel 4 zeigt, wie der zeitliche Verlauf der technischen Transformation des Stromversorgungssystems ausgehend von der heutigen Situation bis 2050 aussehen könnte, und gibt eine Einschätzung zur Entwicklung der Kosten erneuerbarer Stromerzeugung in diesem Zeitraum.

Kapitel 5 zeichnet die historische Entwicklung der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland und der EU in ihren wichtigsten Phasen nach und analysiert die politischen Chancen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung. Kapitel 6 beschäftigt sich mit den politischen Herausforderungen der Transformation des Stromsystems. Es geht dabei insbesondere auf die neue europäische Kompetenzordnung im Bereich der Energie- und Umweltpolitik nach dem Vertrag von Lissabon, die Weiterentwicklung der europäischen Klima- und Energiepolitik, bi- und multilaterale Kooperationen und die politischen Anforderungen an den Aufbau einer regenerativen Vollversorgung in Deutschland ein.

Kapitel 7 diskutiert die Rolle von Energieeffizienz und Energieeinsparung als wichtige Voraussetzung für die Umstellung auf eine kostengünstige Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien. In den Kapiteln 8 und 9 werden auf der Grundlage einer Analyse bestehender Regelungen Vorschläge für rechtliche und politische Maßnahmen entwickelt,

die die Transformation des Stromsystems unterstützen sollen. Dabei liegen wesentliche Schwerpunkte auf der Weiterentwicklung des Emissionshandels und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Öffentlichkeitsbeteiligung und gesellschaftlicher Akzeptanz, den rechtlichen Aspekten einer verbesserten Infrastrukturplanung für Stromübertragungsnetze, und der Analyse ökonomischer Anreize für den Ausbau von Speichern und Netzen. Eine Zusammenfassung des gesamten Sondergutachtens findet sich in Kapitel 10.

## **2 Nachhaltige Stromversorgung: Anforderungen und Bewertung der Technologieoptionen**

### **2.1 Einleitung**

6. Eine zukunftsfähige Stromversorgung muss sich an Nachhaltigkeitskriterien messen lassen und sie muss mit der Erreichung wesentlicher Umweltziele vereinbar sein. Dieser Auftrag kann bereits aus dem Staatsziel des Artikels 20a Grundgesetz (GG), die natürlichen Lebensgrundlagen auch in Verantwortung für die künftigen Generationen zu schützen, abgeleitet werden. Unter diesen Rahmenbedingungen muss sie ihre zentrale Funktion, eine hochwertige Energieform sicher und zu akzeptablen Kosten bereitstellen zu können, erfüllen. Zentrale Referenz für die im Folgenden diskutierten Nachhaltigkeitskriterien und Umweltziele bilden politisch verabschiedete und damit national oder international breit akzeptierte Abkommen, Programme und Strategien. Diese politischen Referenzdokumente werden im Licht der wissenschaftlichen Debatte interpretiert und konkretisiert.

7. Vor dem Hintergrund dieser Voraussetzungen einer nachhaltigen Entwicklung erfolgt eine Bewertung der verschiedenen Technologien der Stromerzeugung. Keine Energieerzeugung wird alle Kriterien und Ziele für eine nachhaltige Stromversorgung gleichermaßen gut erfüllen können. Auch bestimmte Formen von erneuerbaren Energien können, vor allem bei unregelmäßigem Ausbau, erhebliche negative Umweltwirkungen haben. Eine Entscheidung für eine oder mehrere Energietechnologien ist damit immer das Ergebnis eines Abwägungsprozesses, der eine „Übelminimierung“ vornehmen muss. Zugleich gibt es mehrere Technologien, die grundsätzlich nicht und insbesondere nicht dauerhaft mit Nachhaltigkeitskriterien vereinbar sind. So sind zum Beispiel neue konventionelle Kohlekraftwerke mit den mittelfristigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung nicht kompatibel (SRU 2008, Tz. 218). Im Folgenden wird sich der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) auf die Beschreibung solcher wesentlichen Schwachstellen konzentrieren, die Anlass zu Zweifeln an einer dauerhaften Nachhaltigkeit bestimmter Erzeugungstechnologien geben. Ausschlaggebendes Kriterium ist, ob solche Schwachstellen strukturell technologieimmanent, oder ob unerwünschte Nebenfolgen durch die Gestaltung der Rahmenbedingungen vermeidbar oder stark minimierbar sind.

Insbesondere im Lichte dieses Kriteriums erweisen sich die erneuerbaren Energien – so wird im Weiteren argumentiert – als die einzige potenziell nachhaltige Variante.

### **2.2 Verfassungsrechtliche Grundlagen**

8. Im Folgenden wird die Frage geprüft, ob und wenn ja inwieweit die staatlichen Institutionen der Bundesrepublik Deutschland rechtlich verpflichtet sind, eine klimaverträgliche Energiepolitik im Sinne dieses Sondergutachtens auf den Weg zu bringen. Im Unterschied zu manch anderen Umweltbelastungen (z. B. Feinstaub, Verkehrslärm,

Chemikalien) kommt eine auf die grundrechtlichen Schutzpflichten aus Artikel 2 Abs. 2 Satz 1 GG gestützte Verpflichtung im Hinblick auf den Klimaschutz insoweit nicht in Betracht, als die Schutzgüter Leben und Gesundheit in der Regel nicht hinreichend konkret (CASPAR in: KOCH und CASPAR 1997, S. 369 f.; GROß 2009, S. 366) und vor allem nicht hinreichend individualisierbar betroffen sind (zu den Gründen CALLIESS 2001, S. 298 ff., 361 ff. und 410 ff.). Sofern dies vereinzelt mit Blick auf die Folgen des Klimawandels im Falle des Verfehlens des sogenannten 2°-Zieles anders gesehen wird (KOCH 2010, S. 213), so wird die entsprechende Leistungsfähigkeit der Grundrechte als dem Einzelnen zugewiesene individuelle Rechte überdehnt, ohne dass das im Ergebnis zu „mehr Schutz“ führen würde (ausführlich CALLIESS 2001, S. 298 ff., 361 ff. und 410 ff.). Im Hinblick auf diese Schutzlücke wurde 1994 überdies gerade die Staatszielbestimmung des Artikels 20a GG in die Verfassung eingefügt. Sie lautet:

„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen im Rahmen der verfassungsmäßigen Ordnung durch die Gesetzgebung und nach Maßgabe von Gesetz und Recht durch die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung“.

### **2.2.1 Bedeutung und Bindungswirkung der Staatszielbestimmung des Artikels 20a Grundgesetz**

9. Nach der Definition der Sachverständigenkommission „Staatsziele/Gesetzgebungsaufträge“ sind Staatszielbestimmungen Verfassungsnormen mit rechtlich bindender Wirkung, die der Staatstätigkeit die fortdauernde Beachtung oder Erfüllung bestimmter Aufgaben – verstanden als sachlich umschriebene Ziele – vorschreiben. Sie umreißen ein bestimmtes Programm der Staatstätigkeit und sind dadurch eine Richtlinie für das staatliche Handeln, auch für die Auslegung von Gesetzen und sonstigen Rechtsvorschriften (SOMMERMANN 1997, mit weiteren Nachweisen; SCHOLZ in: MAUNZ/DÜRIG 2010, Art. 20a GG Rn. 35). Staatsziele wirken somit als verfassungsrechtliches Leitbild der politischen Gestaltung, sie tragen einen dynamischen Zug in sich, indem sie auf künftige noch zu gestaltende Fragen hinweisen und der staatlichen Aktivität die Bahn weisen.

Staatszielbestimmungen enthalten also programmatische Direktiven, die der Staat „nach Kräften anzustreben“ und an denen er „sein Handeln [...] auszurichten“ hat (so Art. 3 Abs. 3 der Verfassung von Sachsen-Anhalt; ähnlich Art. 13 der Verfassung von Sachsen). Sie werden hinsichtlich ihrer normtheoretischen Struktur daher zutreffend als Rechtsprinzipien definiert. Als solche sind Staatsziele Optimierungsgebote, also Normen, die gebieten, dass etwas in einem – bezogen auf die rechtlichen und tatsächlichen Möglichkeiten – möglichst hohem Maße realisiert wird. Zielkonflikte werden insoweit über die Grundsätze der Prinzipienkollision gelöst, wobei die Instrumente der Gewichtung und Abwägung eine

entscheidende Rolle spielen (SOMMERMANN 1997, S. 360 f.; BRÖNNEKE 1999, S. 269 ff.). In der Regel legen Staatsziele „nur“ das „Ob“ einer staatlichen Maßnahme fest, nicht aber das „Wie“. Sie überlassen also den Weg und die Mittel der Zielverwirklichung – wie auch das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) immer wieder betont hat – den zuständigen staatlichen Stellen (vgl. nur BVerfGE Bd. 22, S. 180 (204); Bd. 59, S. 231 (263); Bd. 82, S. 60 (80)).

**10.** Die Bindungswirkung von Staatszielbestimmungen unterscheidet sich jedoch je nach betroffener Staatsgewalt. Der Gesetzgeber hat den Gestaltungsauftrag der Staatszielbestimmungen im Rahmen seiner Konkretisierungsbefugnis wahrzunehmen, indem er ihren Zielbereich und ihre Zielverwirklichung mit Blick auf gegenläufige verfassungsrechtlich geschützte Belange (z. B. Wirtschaftsfreiheit, Sozialstaatsprinzip) genauer fasst und zur Lösung von Zielkonflikten Abwägungskriterien samt vollziehbarer Rechtsnormen entwickelt. Hierbei hat der Gesetzgeber den verbindlichen materiellen Zielkern des Staatsziels und eines im Hinblick darauf bestehenden Untermaßverbotes zu beachten (SOMMERMANN 1997, S. 439 ff.; BRÖNNEKE 1999, S. 272 ff. und 471 ff.).

Der Exekutiven wird das jeweilige Staatsziel grundsätzlich erst durch die Konkretisierungen des Gesetzgebers vermittelt. Auf der anderen Seite ist sie gehalten, die Gesetze in Übereinstimmung mit den verfassungsrechtlichen Zielvorgaben auszulegen und Ermessensentscheidungen unter Berücksichtigung der Staatszielbestimmungen zu treffen (SOMMERMANN 1997, S. 385 f.).

Die Gerichte schließlich haben Staatszielbestimmungen sowohl bei der Auslegung des einfachen Rechts als auch bei der Interpretation von Verfassungsrecht zu berücksichtigen. Insofern bestehen zwei Kontrollansätze: Zum einen können Staatszielbestimmungen als Maßstab und Grenze konkreter Normen im Rahmen der konkreten Normenkontrolle (Frage: Steht das Gesetz im Einklang mit den Vorgaben der Staatszielbestimmung?) herangezogen werden. Zum anderen können sie als Handlungsgebote für den Gesetzgeber (Frage: Verpflichtet die Staatszielbestimmung den Gesetzgeber zu einem bestimmten Tätigwerden?) wirken. Bleibt der Gesetzgeber untätig, obwohl offensichtlicher Handlungsbedarf besteht und verletzt er das erwähnte – dem Zielkern korrespondierende – Untermaßverbot, so kann dies zu einer Verfassungswidrigkeit durch Unterlassen führen (SOMMERMANN 1997, S. 384, 386 und ausführlich S. 435 ff.; BRÖNNEKE 1999, S. 269 ff. und 460 ff.).

## **2.2.2 Das Klima als Schutzgegenstand des Artikels 20a Grundgesetz**

**11.** Der Begriff der „natürlichen Lebensgrundlagen“ sollte in den Augen der Gemeinsamen Verfassungskommission demjenigen der „Umwelt“ entsprechen (Deutscher Bundestag 1993, S. 65 ff.). Da die historische Auslegung im Verfassungsrecht jedoch nicht bestimmend sein kann, ist der Inhalt des verfassungsrechtlichen Begriffs der „natürlichen



Lebensgrundlagen“ durch Auslegung zu ermitteln. Dabei muss seine Konkretisierung zuvorderst an Wortlaut und Zweck der Staatszielbestimmung ansetzen.

Da sich das Leben in größeren und kleineren Lebensräumen, im Zusammenhang und Austausch vieler Arten von Fauna, Flora, Mikroorganismen und der abiotischen Elemente der Natur vollzieht, bilden Lebensräume, auch in Form von Landschaftsbestandteilen, eine Grundlage des natürlichen Lebens. Unabhängig davon, ob es sich um ursprüngliche, naturnahe oder kultivierte Lebensräume handelt, sind diese vom Schutz des Artikels 20a GG erfasst. Indem Leben aber zudem auf vielfältige weitere abiotische Elemente wie Luft, Wasser, Böden und auch das Klima angewiesen ist, werden auch diese Umweltmedien als Grundlagen des Lebens in den staatlichen Schutzauftrag einbezogen (SCHOLZ in: MAUNZ/DÜRIG 2010, Art. 20a Rn. 36; KLOEPFER 2004, S. 120; KOCH in: BASEDOW et al. 2010, S. 211; BERNSDORFF 1997, S. 331; SOMMERMANN in: von MÜNCH/KUNIG 2001, Art. 20a Rn. 20; EPINEY in: von MANGOLDT/KLEIN/STARCK 2005, Art. 20a Rn. 18; MURSWIEK in: SACHS 2009, Art. 20a Rn. 28 f.; SCHULZE-FIELITZ in: DREIER 2006, Art. 20a Rn. 32). Soweit diese Schutzgüter notwendig einen grenzüberschreitenden Aspekt – wie etwa beim Klima – in sich tragen, so erstreckt sich die Verantwortung der deutschen Staatsorgane auch auf die europäische oder globale Dimension.

**12.** In diesem Rahmen lassen sich dem einfachgesetzlichen Umweltrecht weitere Hinweise zur Konkretisierung des Schutzgegenstandes des Artikels 20a GG entnehmen: Von Bedeutung ist insoweit zum einen § 1 Abs. 1 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), der „1. die Leistungsfähigkeit des Naturhaushalts, 2. die Nutzungsfähigkeit der Naturgüter, 3. die Pflanzen- und Tierwelt sowie 4. die Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ als Lebensgrundlagen bezeichnet, sowie zum anderen § 2 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), der als Umwelt „Menschen, Tiere und Pflanzen, Boden, Wasser, Luft, *Klima* und Landschaft, einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen“ definiert (SCHOLZ in: MAUNZ/DÜRIG 2010, Art. 20a Rn. 36; BERNSDORFF 1997, S. 331; SCHINK 1997, S. 223). Auch in den Artikel 20a GG entsprechenden Landesverfassungen wird der Begriff „natürliche Lebensgrundlagen“ verwendet (s. dazu FÜHR 1998, S. 7). Einige bestimmen diesen näher durch Nennung einzelner Umweltmedien wie Luft, Wasser, Boden, Fauna und Flora sowie des Klimas (so z. B. Art. 10 Abs. 1 S. 2 Verfassung des Freistaates Sachsen (SächsVerf); Artikel 141 Bayerische Verfassung (BayVerf)).

Im Ergebnis ist der Klimaschutz also als Teil der natürlichen Lebensgrundlagen von Artikel 20a GG erfasst (KOCH in: BASEDOW et al. 2010, S. 211; SCHOLZ in: MAUNZ/DÜRIG 2010, Art. 20a Rn. 36; KLOEPFER 2004, S. 120; SCHULZE-FIELITZ in: DREIER 2006, Art. 20a Rn. 32; SOMMERMANN in: von MÜNCH/KUNIG 2001, Art. 20a Rn. 20; BERNSDORFF 1997, S. 331; EPINEY in: von MANGOLDT/KLEIN/STARCK 2005,

Art. 20a Rn. 18; MURSWIEK in: SACHS 2009, Art. 20a Rn. 28; MÜLLER-BROMLEY 1990, S. 104).

### **2.2.3 Zum verfassungsrechtlich gebotenen Schutzniveau im Klimaschutz**

**13.** Der Begriff des Schutzes bezeichnet die eigentliche Aufgabe und – mit Blick auf den Charakter des Artikels 20a GG als Staatszielbestimmung – die verfassungsrechtliche Verpflichtung des Staates. Die indikativische Formulierung des Artikels 20a GG in Form des Wortes „schützt“ sowie dessen Inhalt implizieren eine besondere Verantwortung des Staates und seiner Organe für die Umwelt. Dem Staat wird die Rolle eines Treuhänders, der im Interesse der Umwelt handeln muss, zugewiesen. Infolgedessen sind seine Organe verpflichtet, den Schutz der Umwelt materiell und prozedural in effektiver Weise zu gewährleisten. Im politischen Sprachgebrauch umfasst das Wort „Schutz“ – entsprechend den allgemeinen Definitionen – die „aufmerksame und gewissenhafte Pflege, umfassende und weitsichtige Vorsorge sowie schnelle und wirksame Schadensbeseitigung und Wiedergutmachung“ (Bundesregierung 1987, S. 213). Somit umfasst die Staatszielbestimmung mit dem Begriff des Schutzes alle Maßnahmen, die von der Abwehr von konkreten Gefahren bis zur Vorsorge gegen Risiken reichen. Infolgedessen hat der Staat durch Gefahrenabwehr, insbesondere aber auch durch Risikovorsorge unterhalb der Gefahrenschwelle, zu gewährleisten (BRÖNNEKE 1999, S. 161 f.), dass alle menschlichen Aktivitäten umweltverträglich gestaltet bzw. gänzlich vermieden werden, wenn dauerhafte Schäden an Umweltgütern drohen (MURSWIEK in: SACHS 2009, Art. 20a Rn. 33; SCHINK 1997, S. 226).

Artikel 20a GG benennt überdies die zukünftigen Generationen als Gegenstand einer besonderen Verantwortung des Schutzauftrags. Hierunter sind die zur Zeit des jeweiligen Handelns noch ungeborenen Generationen zu verstehen. Zu Adressaten und damit Verpflichteten der Verantwortung werden damit die jeweils lebenden, handelnden und entscheidenden Generationen. Diese dürfen daher nicht nur an sich und die bereits lebenden jüngeren Generationen denken, sondern haben in eine viel weitere Zukunft zu planen. Letztlich gibt es dabei keine Grenze in die Zukunft hinein (MURSWIEK 1985, S. 214). Allenfalls nimmt die Verantwortung auf der Zeitachse eine graduell größere Abstraktheit dergestalt an, dass menschliches Leben auf der Erde unter natürlichen Bedingungen möglich bleiben muss. Auf dieser Grundlage entsteht dem Staat eine besondere, rechtlich verpflichtende Zukunfts- bzw. Langzeitverantwortung (KLOEPFER 1996, S. 78; zum Begriff ferner GETHMANN et al. 1993, S. 14 ff., 26 ff. und 57 ff.).

**14.** Damit ist aber noch nicht die Frage beantwortet, worin genau diese Verantwortung besteht. Zwar ist es den gegenwärtig lebenden Generationen nicht generell verwehrt, bestimmte Entscheidungen mit Langzeitwirkungen zu treffen. Jedoch folgt aus dem Recht

das eigene Leben zu gestalten, nicht das Recht, die Entfaltung nachfolgender Generationen zu behindern. In der Folge kann die belastende Gestaltung der Umwelt grundsätzlich nur dann legitimiert sein, wenn die zukünftigen Generationen die von ihren Vorgängern getroffenen Entscheidungen revidieren und die entsprechenden Wirkungen beseitigen können (GETHMANN et al. 1993, S. 22 f.). Aktuelle Entscheidungen erhalten damit eine speziell zu berücksichtigende, langfristig orientierte Zukunftsdimension, die auf intergenerationelle Gerechtigkeit gerichtet ist (mit weiteren Nachweisen SOMMERMANN 1997, S. 190 ff.). In zutreffender Weise wird daher die Bezugnahme des Artikels 20a GG auf künftige Generationen auch als Ausdruck des Grundsatzes der nachhaltigen Entwicklung interpretiert (FRENZ 1999, S. 40 f.; KLOEPFER 1996, S. 78; ausführlich: EPINEY und SCHEYLI 1998, S. 36 ff.).

Im Rahmen dieser Interpretation werden jedoch vielfältige Probleme aufgeworfen, von denen nur zwei Hauptaspekte herausgehoben werden sollen. Zum einen stellt sich die Frage, wie zu verfahren ist, wenn aktuelle Entscheidungen nicht oder nur schwer umkehrbare Entwicklungen in Gang setzen und so die Entscheidungen künftiger Generationen in Bezug auf den entschiedenen Gegenstand wesentlich einengen oder sogar gänzlich ausschließen. Sollen diese per se als Verstoß gegen Artikel 20a GG unzulässig sein (GETHMANN et al. 1993, S. 23)? Und zum anderen stellt sich die Frage, wer entscheiden soll, welcher Grad der Belastung einer als natürlich empfundenen Umwelt eine unzulässige, da unumkehrbare Beeinträchtigung der Umwelt darstellt. Insoweit ist zu bedenken, dass den Staat vor dem Hintergrund des Sozialstaatsprinzips, der Wirtschaftsfreiheit und der damit in engem Zusammenhang stehenden Wachstums- und Wohlstandsvorsorge auch hinsichtlich der sozialen und ökonomischen Rahmenbedingungen eine Verantwortung trifft, die für zukünftige Generationen von erheblicher Relevanz ist.

**15.** Vor diesem Hintergrund kann als Ergebnis festgehalten werden, dass die staatliche Verantwortung für künftige Generationen gemäß Artikel 20a GG dazu verpflichtet, bei Entscheidungen, die umweltbelastende bzw. gefährdende Entwicklungen einleiten, deren Interessen mit zu berücksichtigen und im Zweifel diejenige Vorgehensform zu wählen, die die Zukunft am offensten hält (GETHMANN et al. 1993, S. 23; BRÖNNEKE 1999, S. 199 ff.). Erforderlich ist zunächst, dass der Umweltschutz adäquat auf die zeitlichen Erfordernisse reagieren muss. Er muss daher dynamisch ausgestaltet und insofern den Bedrohungen der Umwelt einerseits und den – auch technischen – Möglichkeiten andererseits angemessen sein (WAECHTER 1996, S. 326). In Parallele zum Haushaltsrecht lässt sich folgern, dass auch im Bereich des Schutzes der natürlichen Lebensgrundlagen den künftigen Generationen grundsätzlich keine Gesamtverschlechterung der ökologischen Gesamtsituation hinterlassen werden darf. Infolgedessen besteht eine verfassungsrechtliche Pflicht zum sparsamen Umgang mit Ressourcen, mithin zur Ressourcenvorsorge. Grundsätzlich darf nur so wenig an Umweltressourcen (wozu auch Wasser und Luft zählen) verbraucht werden, wie sich aus eigener Kraft regenerieren kann. Bei nicht erneuerbaren

Ressourcen (wozu man möglicherweise die Folgen des Klimawandels für bestimmte Umweltgüter zählen kann) besteht eine Pflicht zur größtmöglichen Schonung. Wo immer möglich, ist für funktional adäquaten Ersatz zu sorgen, sodass der Bestand an Ressourcen insgesamt betrachtet gleich bleibt. Entsprechend dem Prinzip eines ausgeglichenen Haushalts müssen Ressourcenverbrauch und Ressourcenerneuerung grundsätzlich ausgeglichen sein (WAECHTER 1996, S. 326).

Zentrale Vorgaben des Artikels 20a GG sind demnach also das Vorsorgeprinzip und der Grundsatz der nachhaltigen Entwicklung. Artikel 20a GG formuliert insoweit ein umweltstaatliches Untermaßverbot, dem durch die gesetzgeberische Entwicklung eines effektiven Schutzkonzepts Rechnung zu tragen ist. Über seinen solchermaßen herausgearbeiteten materiellen Inhalt hinaus ist Artikel 20a GG prozedural umzusetzen. Dies bedeutet insbesondere, dass das Staatsziel Umweltschutz auch Auswirkungen auf die Staats- und Verwaltungsorganisation sowie auf die Ausgestaltung des Verfahrensrechts hat.

#### **2.2.4 Einwirkungen durch korrespondierende europa- und völkerrechtliche Vorgaben**

**16.** Viel konkreter als Artikel 20a GG ist das Unionsziel Umweltschutz in Artikel 191 Abs. 1 AEUV (Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union) ausgestaltet (dazu und zum Nachfolgenden CALLIESS in: CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 174 Rn. 7 ff. m. w. N.). Hiernach trägt die Umweltpolitik unter anderem zur Erhaltung der Umwelt bei. Der Begriff der Erhaltung der Umwelt zielt im Sinne eines ökologischen Bestandsschutzes auf ein Verschlechterungsverbot, infolgedessen die Umwelt grundsätzlich nicht verbraucht oder zerstört werden darf. Sich hiermit teilweise überschneidend verlangt der Schutz der Umwelt, dass mittels geeigneter Maßnahmen der Lenkung und Kontrolle bestehende Umweltbelastungen und -verschmutzungen reduziert und zukünftige vermieden werden. Das Erfordernis der Qualitätsverbesserung weist darauf hin, dass sich die Umweltpolitik nicht auf konservierende Maßnahmen beschränken darf, sondern – auch im Interesse künftiger Generationen – eingetretene Schäden beseitigen und verloren gegangene Umweltqualität restaurieren muss. Als besonders hervorgehobener Teilaspekt der Erhaltung der Umwelt erscheint auch die Vorgabe einer umsichtigen und rationellen Nutzung der natürlichen Ressourcen sowie neuerdings – seit dem Vertrag von Lissabon – der Klimaschutz. Auch die Unionsziele enthalten – wie Artikel 20a GG – ein Optimierungsgebot (KAHL 1993, S. 69 ff.). Präzisiert werden die Ziele durch umweltpolitische Handlungsgrundsätze (zu diesen CALLIESS in: CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 174 Rn. 24 ff.): Dazu zählen explizit das Vorsorgeprinzip, das Prinzip vorrangiger Bekämpfung von Umweltbeeinträchtigungen an ihrem Ursprung (Ursprungsprinzip) und das Verursacherprinzip. Neben einer Legitimationswirkung für im Geiste dieser Prinzipien erlassene umweltpolitische Maßnahmen, entfalten sie einen Rechtfertigungsdruck, wenn in einer Maßnahme von ihrem

Inhalt – ihrem Prinzipiencharakter entsprechend – ausnahmsweise abgewichen wird (SCHRÖDER in: RENGELING 2002, § 9 Rn. 43 ff.).

**17.** Nach der umweltrechtlichen Querschnittsklausel des Artikels 11 AEUV müssen die Erfordernisse des Umweltschutzes bei der Festlegung und der Durchführung aller Unionspolitiken und -maßnahmen, insbesondere zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung einbezogen werden. Die administrative und (im Falle von Richtlinien) legislative Durchführung des Unionsrechts obliegt den Mitgliedstaaten. Sie – und damit auch die staatlichen Institutionen der Bundesrepublik Deutschland – sind im Anwendungsbereich des Unionsrechts daher ebenfalls an die Vorgaben der Artikel 11 und 191 AEUV gebunden. Darüber hinaus sind die Mitgliedstaaten auch über die allgemeine Unionstreue des Artikels 4 Abs. 3 EUV bei jedem Handeln im Anwendungsbereich des Unionsrechts an dessen primär- und sekundärrechtliche Vorgaben gebunden. In diesem Rahmen haben die Mitgliedstaaten auch Widersprüche zwischen dem nationalen Recht und den Vertragszielen zu vermeiden. Nach der gemeinschaftsrechtlichen Auslegungsregel des sogenannten *effet utile*, also im Interesse einer möglichst großen Wirksamkeit der Vertragsbestimmungen, haben die staatlichen Stellen das gesamte Unionsrecht in Übereinstimmung mit den Zielen der Europäischen Union (EU) unionsrechtskonform auszulegen (SOMMERMANN 1997, S. 295). Aus alledem folgt, dass die Staatszielbestimmung des Artikels 20a GG im Anwendungsbereich von Unionsrecht im Lichte der Artikel 191 und 11 AEUV auszulegen ist. Deren mit Anwendungsvorrang ausgestattete Vorgaben entfalten in dem beschriebenen Umfang verbindliche Wirkungen für das nationale Umweltstaatsziel, das auf diese Weise europäisiert wird (SOMMERMANN 1997, S. 280 f.).

**18.** Letzteres gilt in gewissem Umfang auch für die Vorgaben des Umweltvölkerrechts, die zunehmend die Rechtspraxis beeinflussen und prägen. Im Zentrum steht insoweit das globale Leitziel der „sustainability“ bzw. des „sustainable development“. Konkretisierungen dieser Begriffe lassen sich der Rio-Deklaration entnehmen (EPINEY und SCHEYLI 1998, S. 98 ff.). Insbesondere sind die Staaten nach deren Grundsatz 15 gehalten, „im Rahmen ihrer Möglichkeiten weitgehend den Vorsorgegrundsatz“ anzuwenden. Dieser wird mit der für den Umweltschutz bedeutsamen Maßgabe konkretisiert, dass ein Mangel an vollständiger wissenschaftlicher Gewissheit kein Grund dafür sein darf, kostenwirksame Maßnahmen zur Vermeidung von Umweltverschlechterungen aufzuschieben, falls schwerwiegende oder bleibende Schäden drohen. Bereits heute spricht vieles dafür, dass zumindest die in der Rio-Deklaration enthaltenen Grundsätze der intergenerationellen Verantwortung, der nachhaltigen Entwicklung sowie die letzteren konkretisierenden Grundsätze in Form des Vorsorgeprinzips und des Gebots der Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen nunmehr als neues Umweltvölkergewohnheitsrecht anerkannt sind (ausführlich EPINEY und SCHEYLI 1998, S. 76 ff., 98 ff. und 171 ff.).

Unstreitig kann zwar die Rio-Deklaration an und für sich keine völkerrechtliche Verbindlichkeit in Anspruch nehmen. Gleichwohl besteht im Völkerrecht eine spezifische Wechselwirkung zwischen politischer Entwicklung und Rechtsentstehung, in der sich politisch motivierte Verhaltensweisen zu Rechtsprinzipien und damit zu rechtsverbindlichen Optimierungsgeboten verdichten können. Der Grundsatz der nachhaltigen Entwicklung hat das staatliche (wie auch das europäische) Umweltrecht zunehmend geprägt (EPINEY und SCHEYLI 1998, S. 98 ff.; CALLIESS 1998, S. 559 ff.), indem seine Inkorporierung in die nationalen Rechtssysteme zu einer Aufgabe gemacht wurde, die die Staaten angenommen haben (vgl. für die Bundesrepublik: Bundesregierung 2002; 2008; BLECKMANN 1996, S. 137 ff.; TOMUSCHAT in: ISENSEE und KIRCHHOF 2009, § 172 Rn. 27 ff.). Insbesondere auf die in Artikel 25 GG angelegte Entscheidung für die Harmonie zwischen Völkerrecht und staatlichem Recht wird das Gebot gegründet, bei einem Spielraum möglicher Deutungen einer Rechtsregel diejenige zu bevorzugen, die gleichzeitig den Anforderungen des Völkerrechts gerecht wird.

## **2.2.5 Schlussfolgerungen**

**19.** Der Staat ist aufgrund des Artikels 20a GG zum Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen befugt und – wie die obigen Ausführungen zum Verständnis von Staatszielbestimmungen deutlich gemacht haben – auch verpflichtet. Indem hiervon auch der Klimaschutz umfasst ist, nimmt dieser am rechtsverbindlichen Optimierungsgebot des Staatsziels teil. Infolgedessen hat der Staat durch Gefahrenabwehr, aber auch durch Risikovorsorge unterhalb der Gefahrenschwelle zu gewährleisten, dass alle menschlichen Aktivitäten möglichst klimaverträglich gestaltet werden. Insbesondere die aus Artikel 20a GG fließende staatliche Langzeitverantwortung für künftige Generationen korrespondiert mit dem Vorsorge- und dem Nachhaltigkeitsprinzip. Zur Konkretisierung können die aus dem Umweltrecht der EU (vgl. Art. 11, 191 AEUV) sowie aus dem Umweltvölkerrecht (Grundsatz der nachhaltigen Entwicklung, Rio-Deklaration, Agenda 21) fließenden Vorgaben herangezogen werden.

**20.** Freilich bleiben auch die vorstehend dargestellten Konkretisierungsansätze des Schutzes aus Artikel 20a GG auf einer relativ abstrakten Ebene. Dies ist im Zusammenhang mit dem einer Staatszielbestimmung immanenten Entscheidungs- und Prognosespielraum des Gesetzgebers zu sehen. Jedoch ergeben sich aus Artikel 20a GG bestimmte gerichtlich überprüfbare Mindestvorgaben, die den Entscheidungs- und Prognosespielraum des Gesetzgebers begrenzen. In der Folge wird vom Gesetzgeber eine begründete, nachvollziehbare und damit auch (begrenzt) gerichtlich kontrollierbare Entscheidung verlangt, die von der Art ihres Zustandekommens her gewährleistet, dass die Auswirkungen der jeweiligen Maßnahme auf das Klima erkannt und in der Abwägung berücksichtigt werden (STEINBERG 1996, S. 1985, 1991 i. V. m. 1988 f.; SCHINK 1997, S. 227). Konkret können insoweit folgende prozedurale Bindungen, die den Entscheidungs- und Prognosespielraum

des Gesetzgebers im Gesetzgebungsverfahren begrenzen, festgehalten werden (CALLIESS 2001, S. 129 ff.):

- Vorfrage: Besteht überhaupt ein staatliches Schutzkonzept im Hinblick auf das Klima?
- Kontrolle der immanenten Grenzen der legislativen Prognoseentscheidung:
  - Kontrolle der Prognosebasis: Wurde der Prognose ein zutreffender und sorgfältig ermittelter Sachverhalt zugrunde gelegt? Dies ist nur dann der Fall, wenn Art und Ausmaß der Gefahren bzw. Risiken für das Klima umfassend ermittelt worden sind. Grundet sich die Entscheidung auf eine Prognose, die durch Unsicherheiten gekennzeichnet ist, muss der Gesetzgeber die Wirkungen seiner Maßnahmen beobachten, die Erreichung der beabsichtigten Ziele kontrollieren und gegebenenfalls seine Regelung nachbessern.
  - Kontrolle hinsichtlich Bestimmtheits- und Begründungsdefiziten beim Prognoseergebnis: Sind alle die prognostische Einschätzung tragenden Gesichtspunkte berücksichtigt und mit hinreichender Deutlichkeit offengelegt? Da der Gesetzgeber ausreichende und wirksame Maßnahmen zum Schutz des Klimas zu ergreifen hat, ist er angehalten eine verlässliche Prognose über die Eignung der Maßnahme anzustellen. Insoweit hat sich der Gesetzgeber insbesondere bei grundlegend neuen Regelungen des verfügbaren, für die gebotene verlässliche Prognose der Schutzwirkung des Konzepts wesentlichen Materials zu bedienen und dieses mit der gebotenen Sorgfalt daraufhin auszuwerten, ob es seine gesetzgeberische Einschätzung hinreichend zu stützen vermag.
  - Willkürkontrolle: Wurden bei der Prognose sachfremde Erwägungen angestellt? Insbesondere muss bei der Auswahl der Schutzmaßnahmen der verfolgte Schutzzweck in ein angemessenes Verhältnis zu den von der Maßnahme berührten, kollidierenden öffentlichen und privaten Interessen gebracht werden. Gleiches hat umgekehrt bei der Zulassung klimabeeinträchtigender Aktivitäten zu gelten.
  - Kontrolle der materiellen Prognosevorgaben: Sind im staatlichen Schutzkonzept alle (im Einzelfall relevanten) vom Grundgesetz, insbesondere Artikel 20a GG, vorgegebenen Ziele, Grundsätze, Prinzipien und Schranken beachtet und in die Abwägung eingestellt worden? Ist also der oben definierte verbindliche Zielkern der Staatszielbestimmung im Schutzkonzept umgesetzt und das im Hinblick darauf bestehende Untermaßverbot beachtet?

Insoweit spielen wiederum folgende konkrete Aspekte eine Rolle:

Aus Artikel 20a GG folgt ein grundsätzliches Gesamtverschlechterungsverbot hinsichtlich der Umweltsituation zum Zeitpunkt der Schaffung der Norm, also dem Jahre 1994. Hieraus folgt zwar nicht, dass bereits jede konkrete Klimabelastung im Einzelfall, also zum Beispiel jede Errichtung von Industrieanlagen oder eines Kohlekraftwerks schon einen Verstoß gegen

Artikel 20a GG darstellt. Denn mit Blick auf die Gesamtsituation ist es geboten, auch Verbesserungen an anderer Stelle, etwa durch adäquate Ausgleichsmaßnahmen, zu berücksichtigen. Jedoch ist eine Umwelt- und Energiepolitik, die ohne Schutzkonzept für das Klima eine Verschlechterung der globalen Klimasituation insgesamt bewirkt, als verfassungswidrig anzusehen. Dies bedeutet zum Beispiel, dass der Gesetzgeber in jede Regelung, die negative Folgen für das Klima haben kann, korrigierende Instrumente einzubauen hat. Eine Zulassung von klimabeeinträchtigenden Maßnahmen ohne jeden ökologischen Korrekturmechanismus wäre im Ergebnis als verfassungswidrig einzustufen (am Beispiel der insoweit defizitären Abwrackprämie s. GROß 2009 S. 367). Insoweit ist also jede gesetzgeberische Maßnahme auf ihre Klimaverträglichkeit zu prüfen (vgl. auch Art. 11 AEUV), im Zuge derer sodann konkrete Kompensations- bzw. Reduzierungsvorgaben im Hinblick auf das erforderliche Klimaschutzkonzept zu formulieren sind. Hinsichtlich der zu ergreifenden Steuerungsinstrumente bleibt der Gesetzgeber frei. Sie müssen allerdings effektiv im Sinne des Untermaßverbotes sein. Überdies dürfen sie ihrerseits nicht gegen die Vorgaben des Artikels 20a GG verstoßen. Für die zukünftige Energieversorgung, die für den Klimaschutz entscheidend ist, bedeutet das zum Beispiel, dass der Gesetzgeber diejenige Option zu wählen hat, die den aus Artikel 20a GG fließenden Vorgaben des Nachhaltigkeits- und Vorsorgeprinzips am besten entspricht.

**21.** Grundsätzlich verstößt jede vermeidbare Klimabeeinträchtigung gegen Artikel 20a GG. Daher muss, wenn zur Verwirklichung eines klimabelastenden Vorhabens verschiedene gleichwertige Alternativen zur Verfügung stehen, von denen die eine die Umwelt weniger belastet, die umweltverträglichere Alternative gewählt werden. Das setzt zwingend voraus, dass Alternativen ermittelt werden (CALLIESS 2001, S. 592 ff.).

Des Weiteren verlangt die Langzeitverantwortung des Staates bei vollständiger oder teilweiser Irreversibilität von Umweltbelastungen ein vorausschauendes Handeln der Entscheidungsträger im Sinne des Vorsorgeprinzips, das eine besondere Berücksichtigung von Langzeitrisiken einschließt. Dementsprechend darf bei der rechtlichen Bewertung der klimaschädigenden sogenannten Treibhausgase (insbesondere CO<sub>2</sub>) nicht nur auf die aktuellen Auswirkungen abgestellt werden, sondern es muss gerade auch deren Summation über Jahre hinweg Rechnung getragen werden. Das heißt beispielsweise, dass der Staat über Regelungen für einzelne Anlagen hinaus auch die Gesamtwirkung für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß beachten muss.

Dieser verfassungsrechtliche Rahmen ist in den letzten Jahren – oft in Bezugnahme und Umsetzung internationaler Programmdokumente – in nationalen Strategien und Programmen weiter konkretisiert worden. Diese im Folgenden diskutierten Strategien formulieren damit Ziele und Kriterien, an denen sich Technologieentscheidungen für eine nachhaltige Stromversorgung messen lassen müssen.



## 2.3 Ziele und Kriterien

### 2.3.1 Nachhaltigkeitskriterien

**22.** Das Konzept einer nachhaltigen bzw. dauerhaft umweltgerechten Entwicklung geht in seinen Grundzügen auf die internationale Diskussion um das von der Brundtland-Kommission 1987 skizzierte Grundkonzept des *Sustainable Development* zurück (WCED 1987). Die von der Brundtland-Kommission entwickelte Definition von Nachhaltigkeit gilt nach wie vor als allgemein akzeptierte Referenz der Diskussion. Eine Entwicklung ist nachhaltig, wenn „die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt werden, ohne die Fähigkeit künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse befriedigen zu können“ („...that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs“ s. WCED 1987). Dieses Prinzip ist als Grundsatz 3 der Rio-Erklärung über Umwelt und Entwicklung 1992 zum ersten Mal international in einer ähnlichen Formulierung allgemein anerkannt worden.

In Wissenschaft und Politik bleiben jedoch das Verhältnis und der Stellenwert der verschiedenen Nachhaltigkeitsdimensionen (Ökologie, Ökonomie, Soziales) zueinander ebenso strittig wie die Auslegung der verschiedenen Prinzipien (vgl. Enquete-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt – Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung 1998; SRU 2008, Tz. 1 ff.; von EGAN-KRIEGER et al. 2007; OTT und DÖRING 2004).

In ihrem zweiten Fortschrittsbericht zur Strategie der nachhaltigen Entwicklung (Bundesregierung 2008) leistet die Bundesregierung wichtige Klärungen in der Debatte. Insbesondere betont sie den Vorrang der Sicherung der ökologischen Lebensgrundlagen als Grundbedingung für die Erreichbarkeit anderer Ziele. Des Weiteren betont sie den Gedanken der Generationengerechtigkeit sowie das Prinzip global fairer und prinzipiell gleicher Nutzungsrechte. Hierdurch werden Grundelemente einer „starken Nachhaltigkeit“ angesprochen, wie sie im wissenschaftlichen Diskurs seit Langem eingefordert werden (SRU 2002; OTT und DÖRING 2004; von EGAN-KRIEGER et al. 2007).

#### Erhalt der Tragfähigkeit

**23.** Der Fortschrittsbericht stellt als Prämisse voran: „Die Grenzen der Belastbarkeit unseres Planeten müssen beachtet werden.“ Folglich gilt: „Die Erhaltung der Tragfähigkeit der Erde bildet die absolute äußere Grenze, in diesem Rahmen ist die Verwirklichung der verschiedenen Ziele zu optimieren“ (Bundesregierung 2008, S. 21). Damit spricht die Bundesregierung das in der Fachdiskussion als „scale“ bezeichnete Mengenproblem an, die zu vermeidende Überbeanspruchung grundsätzlich begrenzten Naturkapitals (DALY 2007). Die Formulierung im Fortschrittsbericht von einer „absoluten Grenze“ entspricht der wissenschaftlichen These, dass Naturkapital in seinen komplexen systemischen

Funktionszusammenhängen nicht durch technisches Kapital beliebig ersetzbar ist und durch Übernutzung oder Eingriffe irreversibel verloren gehen könnte (OTT und DÖRING 2004). Wo diese Grenze liegt, versucht ein kürzlich erschienener Fachartikel konkret für zehn wichtige Erdsystemprozesse zu bestimmen (ROCKSTRÖM et al. 2009). Demnach sind die Grenzen der Belastbarkeit, jenseits derer abrupte, irreversible oder katastrophale Auswirkungen drohen, in drei Bereichen bereits überschritten: beim Klimawandel, beim Verlust der biologischen Vielfalt und bei menschlichen Eingriffen in den Stickstoffkreislauf.

**24.** Das traditionelle Zieldreieck der Nachhaltigkeit berücksichtigt den übergeordneten Charakter des ökologischen Rahmens nicht ausreichend, da es die gleichberechtigte Abwägung von ökonomischen, ökologischen und sozialen Zielen vorsieht (dazu kritisch: SRU 2002; 1994; REHBINDER 2009). Der Erhalt der ökologischen Tragfähigkeit verlangt vielmehr, dass die ökonomischen und sozialen Ziele als „Optimierungsgebot“ innerhalb eines gesetzten ökologischen Rahmens betrachtet werden, der nicht verhandelbar ist. Auch in dieser deutlichen Nachordnung hinter den ökologischen Imperativ bleiben ökonomische und soziale Ziele jedoch selbstverständlich hoch relevant.

#### Generationengerechtigkeit

**25.** Weiterhin wird das seit der Rio-Erklärung allgemein anerkannte Prinzip der „Generationengerechtigkeit“, das seinen Ausdruck unter anderem auch in Artikel 3 Abs. 1 der Klimarahmenkonvention gefunden hat, in dem Fortschrittsbericht hervorgehoben. Leitlinie der Bundesregierung ist es, „die Ressourcen und Naturräume dieser Welt als Erbe für künftige Generationen soweit wie möglich zu erhalten“ (Bundesregierung 2008, S. 19). Ein grundlegendes methodisches Problem der Nachhaltigkeitsdebatte ist die Frage, wie der Optionserhalt für zukünftige Generationen in heutigen Entscheidungen berücksichtigt werden soll. Die ökonomische Methode der Diskontierung, die Gütern in der Zukunft einen geringeren Wert zuordnet, als dies für gleichartige Güter in der Gegenwart geschieht, ist umstritten. Im Sinne starker Nachhaltigkeit müssen in Zukunft auftretende Umweltschäden genauso hoch bewertet werden wie die heutigen. Natürliche Ressourcen dürfen nur soweit genutzt werden, dass deren Potenzial auch künftigen Generationen noch zur Verfügung steht. Am deutlichsten kommt dies im Postulat zum Erhalt des Naturkapitals (CNCR – Constant Natural Capital Rule) zum Ausdruck (OTT 2009).

#### Faire und gleiche Nutzungsansprüche

**26.** Schließlich formuliert die Bundesregierung das Prinzip der fairen und gleichen Pro-Kopf-Nutzungsansprüche auf natürliche Ressourcen: „In ethischer Betrachtung hat jeder Mensch das gleiche Recht darauf, Ressourcen in Anspruch zu nehmen, solange sie nicht übernutzt sind“; „Eine ungleiche Verteilung von Chancen, Rechten und Pflichten etwa beim Zugang zu Naturressourcen oder Bildung, verstößt gegen den Nachhaltigkeitsgrundsatz der intragenerativen Gerechtigkeit“ (Bundesregierung 2008, S. 20).

Diese Nachhaltigkeitskriterien sind insbesondere im Hinblick auf den Klimaschutz und den Erhalt der biologischen Vielfalt relevant und bedürfen einer weiteren Konkretisierung, um sie auch für eine Bewertung der Stromversorgung unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten nutzbar machen zu können. Gerade das Gerechtigkeitspostulat der Nachhaltigkeitsstrategie hat weitreichende Auswirkungen auf die zulässigen Treibhausgasemissionen der Industrieländer. Im Hinblick auf die obigen Prinzipien ist aber auch der Umgang mit „Speichern“ für eine mögliche Deponierung von CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken und mit „Endlagern“ für radioaktive Abfälle mit dem Postulat der Generationengerechtigkeit nur schwer in Einklang zu bringen (Tz. 43 und 46). Auch die unterirdischen Speicherräume sind bei einer dauerhaften Speicherung als grundsätzlich endliche Ressourcen zu betrachten, und die Fürsorge für Lagerstätten mit gefährlichem Inhalt darf nicht beliebig zukünftigen Generationen aufgebürdet werden (SRU 2009a).

### Nachhaltigkeit und Risikovorsorge

**27.** Nachhaltigkeit und Vorsorgeprinzip stehen in einem engen Zusammenhang. Dies wird deutlich aus dem Grundsatz 15 der Rio-Erklärung („Zum Schutz der Umwelt wenden die Staaten im Rahmen ihrer Möglichkeiten allgemein den Vorsorgegrundsatz an. Drohen schwerwiegende oder bleibende Schäden, so darf ein Mangel an vollständiger wissenschaftlicher Gewissheit kein Grund dafür sein, kostenwirksame Maßnahmen zur Vermeidung von Umweltverschlechterungen aufzuschieben.“). Dieser Grundsatz hat seinen Eingang auch in andere völkerrechtliche Verträge wie beispielsweise in Artikel 3 Abs. 3 der Klimarahmenkonvention gefunden („Die Vertragsparteien sollen Vorsorgemaßnahmen treffen, um den Ursachen der Klimaänderungen vorzubeugen, sie zu verhindern oder so gering wie möglich zu halten und die nachteiligen Auswirkungen der Klimaänderungen abzuschwächen.“). Der nationale politische Diskurs stellt jedoch kaum einen Zusammenhang zwischen Nachhaltigkeit und Risikovorsorge her, obwohl Vorsorge ein unabkömmlicher Bestandteil von Zukunftsethik ist (BIRNBACHER und SCHICHA 2001). Mit größerem Zukunftshorizont erweitert sich auch notwendigerweise die Unsicherheit über zukünftige Ereignisse, und die Langfristfolgen heutiger Entscheidungen variieren innerhalb einer weiteren Spannbreite. Entscheidungen unter Unsicherheit zu treffen, ist Gegenstand der Risikovorsorge. Eine zentrale Vorsorgeregulierung hierbei ist, den größten anzunehmenden Schaden zu minimieren (Mini-Max-Strategie) um damit lieber „auf der sicheren Seite zu irren“. Diese Vorsorgeregulierung interpretiert OTT (2009, S. 79) als Präzision der Nachhaltigkeitsdefinition der Brundtland-Kommission („not compromising the ability of future generations to meet their own needs“). Die Vermeidung von Großrisiken, auch wenn diese nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit eintreten, kann daher im Hinblick auf die Bedürfnisse zukünftiger Generationen (ggf. auch heutiger) unter die oben genannten Nachhaltigkeitsprinzipien gefasst werden.

### 2.3.2 Klimaschutzziele

**28.** Die Klimaverträglichkeit ist ein herausragendes Kriterium für die Einschätzung der Nachhaltigkeit der Energie- und Stromversorgung. Der Klimawandel gefährdet mit seinen vielfältigen und möglicherweise katastrophalen Auswirkungen gleichermaßen einzelne Arten und ihre Lebensräume, die Dynamik von Ökosystemen bis hin zur Existenzgrundlage vieler Menschen sowie die internationale Friedenssicherung. Gerade die Beachtung der drei Nachhaltigkeitsprinzipien (Nutzungsgrenzen, Generationengerechtigkeit, gleiche Pro-Kopf-Nutzungsansprüche) bedeutet für den Klimaschutz eine besondere Herausforderung.

Artikel 2 Klimarahmenkonvention:

Keine gefährliche anthropogene Störung

**29.** In Artikel 2 der 1992 beschlossenen Klimarahmenkonvention wird als handlungsleitende Zielsetzung eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau festgeschrieben, „auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird. Ein solches Niveau sollte innerhalb eines Zeitraums erreicht werden, der ausreicht, damit sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann.“

Artikel 2 der Klimarahmenkonvention ist als völkerrechtlich verbindliche Grundlage für weitere Spezifizierungen anzusehen. Die Konkretisierung dieses weltweit verbindlichen Klimaschutzziels ist besonders dringlich angesichts besorgniserregender Zukunftsszenarien, die sich aus den wissenschaftlichen Projektionen des Klimawandels ergeben (IPCC 2007b). Der Einsatz und die Weiterentwicklung von Technologien, die für Emissionen und Akkumulation von Treibhausgasen entscheidend sind, spielen für die Umsetzung des in Artikel 2 formulierten Ziels eine zentrale Rolle (OTT und DÖRING 2004).

Internationales Ziel: Unter einer Erwärmung von zwei Grad bleiben

**30.** Seit Mitte der 1990er-Jahre wird auf internationaler Ebene versucht, für die qualitative Zielsetzung des Artikel 2 einen quantitativen Schwellenwert zu finden. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) hat bereits 1995 empfohlen, die globale Erwärmung auf eine Temperaturerhöhung von höchstens 2 °C zu begrenzen, um die Klimaerwärmung mit deren Risiken und Folgen in Grenzen zu halten (WBGU 1995; 2003, Kap. 2.1, Kap. 6.1; 2009a). Dieses Ziel ist seit dem Luxemburger Ratstreffen im Juni 1996 das offizielle Klimaschutzziel der EU, es wurde seither mehrfach bekräftigt und findet seit 2005 auf internationaler Ebene zunehmend breite Unterstützung (vgl. z. B. Rat der Europäischen Union 2005, S. 15). Der im Dezember 2009 von 120 Regierungschefs vorgelegte Copenhagen Accord (UNFCCC 2010, S. 5 f.) erkennt dieses Ziel als Stand der Wissenschaft und Orientierungsmarke für eigene Emissionsreduktionen

an, ohne aber die unterzeichnenden Staaten zu hinreichenden Maßnahmen zu verpflichten. Der Copenhagen Accord basiert auf einem „pledge and review“-Prozess, in dem die Staaten ihre nationalen Emissionsreduktionsziele selbst festgesetzt und sich verpflichtet haben, diese einzuhalten. Die bis Ende April 2010 vorgelegten 76 Selbstverpflichtungen werden nach aktuellen Schätzungen die voraussichtlichen Temperaturerhöhungen gegenüber den befürchteten Trends zwar senken, aber selbst im besten Fall nicht auf unter 3 °C senken können (WBGU 2010; STERK et al. 2010; ROGELJ und MEINSHAUSEN 2010).

### Reduktionsverpflichtungen auf europäischer und nationaler Ebene

**31.** Um das 2°-Ziel einhalten zu können, haben sich im Vorfeld der Kopenhagenkonferenz im Dezember 2009 die Regierungschefs der EU darauf geeinigt, das Ziel einer Treibhausgasemissionsreduktion von 80 bis 95 % für die Gruppe aller Industrieländer als Beitrag zu einer globalen Halbierung bis 2050 zu unterstützen (Rat der Europäischen Union 2009). Dieses Ziel ist damit auch für die EU von Bedeutung. Nach Einschätzung der Europäischen Kommission kann nur ein kleiner Teil dieser Reduktionen durch flexible Mechanismen außerhalb der EU verwirklicht werden (Europäische Kommission 2010a). Auch wenn die Erklärung des Europäischen Rates als Beitrag für die Weltklimakonferenz beabsichtigt war und damit noch keine verbindliche europäische Selbstverpflichtung darstellt, hat sie doch eine erhebliche Bedeutung für die weitere klimapolitische Rahmensetzung auf der europäischen Ebene und muss als zentrale Orientierungsmarke für die mittelfristige Klimapolitik betrachtet werden. Diese Zielmarke befindet sich im Einklang mit den Reduktionen, die das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) für notwendig hält, um eine Konzentration von 450 ppmv CO<sub>2eq</sub> nicht zu überschreiten (IPCC 2007a; BARKER et al. 2007, S. 39).

Das verbindliche und mit einem breiten Paket von Instrumenten unterlegte europäische Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren, wird jedoch mittlerweile auch von der Europäischen Kommission als unzureichend betrachtet (Europäische Kommission 2010a). Ein Festhalten am 20 %-Ziel würde eine erhebliche Beschleunigung der Reduktionsraten nach 2020 erfordern und damit die Verfehlung der Ziele bis 2050 riskieren.

Nach ersten Untersuchungen der Europäischen Kommission kristallisiert sich heraus, dass eine gesamtgesellschaftliche Emissionsreduktion von 80 bis 95 % für den Stromsektor eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung bedeuten würde (JONES 2010). Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch andere sektorübergreifende Szenarioberechnungen (Öko-Institut und Prognos AG 2009; EDENHOFER et al. 2009, S. 7). Dies liegt daran, dass die Emissionen anderer Sektoren (z. B. Landwirtschaft, Güterverkehr) alleine aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend genug oder nur zu prohibitiv hohen Kosten vermeidbar sind, während für den Stromsektor die technologischen Alternativen bereits vorhanden sind.

**32.** Die europäischen Klimaschutzziele haben auch für den EU-Mitgliedstaat Deutschland Bindungswirkung. Dennoch gehen die kurzfristigen nationalen Ziele bis 2020 über die europäischen Ziele hinaus, während sie für den Zeithorizont bis 2050 eher am unteren Rand der erforderlichen Spannweite formuliert sind. Als deutschen Beitrag für ein internationales Klimaschutzabkommen nach 2012 will die Bundesregierung die Emissionen der Treibhausgase bis 2020 um 40 % unter das Niveau von 1990 senken. Außerdem bekennt sich die Bundesregierung zu dem internationalen Ziel einer Verminderung der Treibhausgase in den Industrieländern um mindestens 80 % bis 2050 (CDU et al. 2009, S. 26).

### Budgetansatz

**33.** Unter den Voraussetzungen der drei Grundprinzipien der Nachhaltigkeitsstrategie wären allerdings noch wesentlich weitreichendere Reduktionen erforderlich. Der WBGU (2009a) hat mit seinem Budgetansatz die noch pro Kopf zulässigen Treibhausgasemissionen berechnet, die bei Beachtung globaler Tragfähigkeitsgrenzen, Generationengerechtigkeit und gleicher Nutzungsrechte pro Kopf noch akzeptabel wären.

Demnach dürfen von 2010 bis 2050 weltweit nur noch 750 Mrd. t CO<sub>2</sub> emittiert werden, wenn die Schwelle der globalen Erwärmung von maximal 2 °C mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % nicht überschritten werden soll (WBGU 2009a). Wenn die zukünftig insgesamt noch zulässigen Emissionen (ohne Emissionshandel) global pro Kopf gleich verteilt werden würden (Option „Zukunftsverantwortung“ des WBGU), müsste Deutschland seine jährlichen Pro-Kopf-Emissionen von heute etwa 11 t bis 2030 auf fast null reduzieren. Lässt man ein Emissionshandelssystem zu, in dem die Industrieländer sich Emissionsrechte zukaufen können, so können sich die realen Emissionen auf etwa 1 t pro Kopf und Jahr bis 2050 annähern. Auch wenn sich damit ihr Budget erhöhen würde, wäre selbst in diesem Fall eine drastische Senkung der Pro-Kopf-Emissionen erforderlich.

Eine solche Reduktion liegt damit näher an dem 95 %-Ziel als an dem von der Bundesregierung unterstützten Ziel von „mindestens 80 %“. Im Lichte der obigen Argumentation kann dies für die Stromversorgung nur eine nahezu vollständige Klimaneutralität bedeuten.

### **2.3.3 Erhaltung der biologischen Vielfalt**

**34.** Ziel der internationalen und europäischen Biodiversitätspolitik war bisher die signifikante Reduzierung (UN) bzw. der Stopp (EU) des derzeitigen Verlustes biologischer Vielfalt bis zum Jahr 2010 (SCBD 2002; 2004). Diese Ziele wurden nicht erreicht (EEA 2009; Europäische Kommission 2009; Deutscher Bundestag 2009). Inzwischen sind international und auf europäischer Ebene Ziele für 2020 vereinbart worden. Auf der 10. Vertragsstaatenkonferenz des internationalen Übereinkommens über die biologische Vielfalt

(Convention on Biological Diversity, CBD) im Oktober 2010 in Nagoya wurde als Teil eines Strategischen Plans unter anderem beschlossen, den Verlust natürlicher Lebensräume bis 2020 mindestens zu halbieren. Ziel auf europäischer Ebene ist es, den Verlust an biologischer Vielfalt und die Verschlechterung von Ökosystemleistungen in der EU bis 2020 zum Stillstand zu bringen, die biologische Vielfalt sowie die Ökosystemleistungen so weit wie möglich wiederherzustellen und gleichzeitig die europäischen Bemühungen zur Abwendung des globalen Biodiversitätsverlustes zu intensivieren (SCBD 2010; Europäische Kommission 2010b).

**35.** Für Deutschland benennt insbesondere die nationale Biodiversitätsstrategie konkrete Ziele zum Schutz und zur nachhaltigen Nutzung der biologischen Vielfalt. Die Biodiversitätsstrategie zielt auf die Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes und auf die dauerhafte Sicherung der Regenerationsfähigkeit der Naturgüter und der Lebensräume für Tier- und Pflanzenwelt ab (BMU 2007a, S. 9). Zu diesem Zwecke soll die Vielfalt von Arten und ihrer Lebensräume sowie die genetische Vielfalt wilder und domestizierter Arten erhalten bleiben. Für die einzelnen Lebensräume (z. B. Wälder, Küsten, Feuchtgebiete) werden im Einzelnen Ziele und Entwicklungsvisionen formuliert, die ihre dauerhafte und hochwertige Stabilisierung (z. B. Erhalt vernetzter und unzerschnittener Lebensräume) ermöglichen. Ausgehend von diesen raumtypusbezogenen Zielen werden aber auch Anforderungen an die großen Wirtschaftssektoren formuliert, die für den Verlust an biologischer Vielfalt mitverantwortlich sind, so insbesondere die Landwirtschaft, die Energie- und Rohstoffgewinnung, aber auch die Siedlungsentwicklung und der Verkehr.

In Bezug auf Stoffeinträge aus diesen Sektoren wird das Ziel formuliert, dass bis zum Jahre 2020 die Belastungswerte (critical loads and levels) für Versauerung, Schwermetall- und Nährstoffeinträge (Eutrophierung) und für Ozon eingehalten werden, sodass auch empfindliche Ökosysteme nachhaltig geschützt sind (BMU 2007a, S. 54). Besonders bei der Reduzierung von Überdüngung spielt die Art und Weise der landwirtschaftlichen Produktion eine ausschlaggebende Rolle (SRU 2009b). In Bezug auf die Flächeninanspruchnahme durch Siedlung und Verkehr fordert die Biodiversitätsstrategie eine Verminderung bis zum Jahre 2020 auf maximal 30 ha pro Tag. Dies soll unter anderem durch die Intensivierung der interkommunalen Kooperation bei der Ausweisung von Standorten für Wohn- und Gewerbeflächen geschehen (BMU 2007a, S. 51).

Die Erhaltung der biologischen Vielfalt erfordert es, auch die Errichtung von Anlagen zur Energiegewinnung naturverträglich zu gestalten. Die nationale Strategie schlägt dazu Maßnahmen vor allem im Bereich der nachwachsenden Rohstoffe aber auch allgemein für erneuerbare Energien vor (BMU 2007a, S. 76–78).

**36.** Begründet wird dieses Zielsystem unter anderem mit der wirtschaftlichen Bedeutung ökosystemarer Leistungen. Verschiedene Autoren haben den Versuch unternommen, den monetären Wert von Ökosystemdienstleistungen zu quantifizieren. Die prominente Studie

„Die Ökonomie von Ökosystemen und der Biodiversität“ (SUKHDEV 2008) schätzt, dass alleine die weltweiten Schutzgebiete verschiedener Kategorien die Menschen mit Ökosystem-Leistungen im Wert von 4,4 bis 5,2 Billionen US-Dollar pro Jahr versorgen. Dies übertrifft die Summe der Umsätze des weltweiten Automobil-, Stahl- und IT-Dienstleistungssektors. Die geschätzten jährlichen Kosten für die ordnungsgemäße Erhaltung der Schutzgebiete belaufen sich auf jährlich etwa 1 % des Wertes ihrer Erträge. Neben beispielsweise sauberem Wasser oder fruchtbaren Böden ist ein intaktes Puffersystem gegenüber Umweltveränderungen – wie der Klimaerwärmung und deren Folgeerscheinungen – eine der bedeutendsten Leistungen, die Ökosysteme bereitstellen (DISTER und HENRICHFREISE 2009; VOHLAND et al. 2008; SCBD 2007; EPPL 2006). Aufnahmefähigkeit, Regenerationsrate und Reaktionsvermögen der natürlichen Ressourcen werden durch die Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts determiniert. Aufgrund der Veränderung der klimatischen Bedingungen werden funktionierende, anpassungsfähige Ökosysteme für die Land- und Forstwirtschaft zunehmend wichtiger. Auch deshalb müssen Nachhaltigkeitskriterien Natur- und Umweltschutzmaßnahmen integrieren. Die Bewahrung des Naturkapitals ist eine der vergleichsweise „günstigen“ Maßnahmen für einen effektiven Klimaschutz (McKinsey & Company 2009).

**37.** Eine nachhaltige Stromversorgung muss den Schutz der Biodiversität von vornherein berücksichtigen. Beeinträchtigungen der biologischen Vielfalt erfolgen grundsätzlich auf allen Stufen der Energiegewinnung und -nutzung, vom Rohstoffabbau über Freisetzungen bei der Energieumwandlung, bis hin zu Eingriffen durch Infrastrukturen und zur Entsorgung der Verbrennungsprodukte. Wegen ihrer Landnutzungsansprüche haben die erneuerbaren Energien ein besonders großes Konfliktpotenzial zu den Zielen des Biodiversitätsschutzes. Dieses kann aber durch Grenzziehungen, Prioritätensetzungen und kluge Standortwahl minimiert werden (SRU 2007). Instrumente wie die Landschafts- und Raumplanung sowie sorgfältige und umfassende Verträglichkeitsprüfungen bezüglich der Umwelt und speziell der biologischen Vielfalt, stehen hierfür zur Verfügung. Räumliche und zeitliche Informationen auf allen Entscheidungsebenen sind notwendig, um mögliche negative Wirkungen einschätzen und minimieren zu können. Dies gilt insbesondere, weil die biologischen Wirkungen auf Arten und Populationen sowie die physikalisch-chemischen Wirkungen auf Wasser, Boden und Luft skalenabhängig sind. Die umweltpolitischen Ziele der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie 92/43/EWG (FFH-RL), der Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG (WRRL) sowie entsprechender Schutzprogramme (z. B. der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie 2008/56/EG) müssen dabei erfüllt werden.

### **2.3.4 Das energiepolitische Zieldreieck**

**38.** Sowohl für die nationale als auch für die europäische Energiepolitik ist das bisherige, aus Sicht des SRU überholte, „Zieldreieck“ aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit weiterhin maßgeblich (CDU et al. 2009, S. 6; Europäische Kommission



2008). In diesem Zieldreieck stehen die wechselseitigen Abhängigkeiten der drei Zielkategorien im Vordergrund, die gleichberechtigt gegeneinander abgewogen werden sollen. Die Energiepolitik versucht damit, eine Balance der drei Ziele zu erreichen. Die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages zur nachhaltigen Energieversorgung von 2002 hat der Beachtung der „Naturschranken“ Vorrang vor den anderen Zielen eingeräumt (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002, S. 71) und mit dieser klaren Hierarchisierung das Nachhaltigkeitsverständnis des Fortschrittsberichts der Bundesregierung vorweggenommen, das auch der SRU grundsätzlich teilt. Diese Position führte aber zu einem Minderheitenvotum durch die heutigen Regierungsfractionen und letztlich zum Scheitern dieser Enquete-Kommission als Instrument der Konsensbildung. Exemplarisch macht dieser Konflikt in der Enquete-Kommission deutlich, dass auch Sicherheit, Kosten und Bezahlbarkeit wichtige zu berücksichtigende Randbedingungen einer politisch robusten Transformation der Energieversorgung sein sollten, auch wenn diese wesentlich auf die Erreichung der vorrangigen ökologischen Ziele und damit insbesondere den Klimaschutz abzielt.

## **2.4 Nachhaltigkeitsbewertung verschiedener Optionen der Energieerzeugung**

**39.** Die Stromerzeugung in Deutschland ist derzeit dominiert von Kohle und Kernenergie; erneuerbare Energien haben einen Anteil von 16 % an der Stromerzeugung, mit steigender Tendenz (Tz. 174 f). Die folgenden Kapitel bewerten die drei wichtigsten Optionen der Stromerzeugung – Kohle, Kernenergie und erneuerbare Energie – im Lichte der oben diskutierten Anforderungen an eine nachhaltige Stromversorgung.

### **2.4.1 Kohle**

Treibhausgasemissionen

**40.** Die Gewinnung von Strom aus fossilen Energieträgern ist insbesondere wegen ihrer negativen Auswirkungen auf das Klima problematisch. Die Treibhausgasemissionen pro Kilowattstunde sind bei der Kohleverstromung sehr hoch im Vergleich zu allen anderen Energieträgern. Tabelle 2-1 stellt die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen verschiedener Stromerzeugungsoptionen jeweils über den gesamten Lebenszyklus dar. Dabei werden insbesondere vorgelagerte Prozesse und der Stoffeinsatz zur Anlagenherstellung berücksichtigt. Die spezifischen Treibhausgasemissionen liegen für Braunkohle-Kraftwerke ohne Abwärmenutzung bei 1.153 g/kWh<sub>el</sub> und bei Steinkohle-Kraftwerken bei 949 g/kWh<sub>el</sub>. Durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann die Treibhausgasbilanz jeweils verbessert werden, die spezifischen Emissionen liegen aber auch dann noch um eine Größenordnung über denen der erneuerbaren Energien und der

Kernkraft. Gaskraftwerke ohne KWK kommen auf 428 g/kWh<sub>el</sub>, Erdgas-Blockheizkraftwerke erreichen sehr niedrige spezifische Emissionen von 49 g/kWh<sub>el</sub> aufgrund der Gutschrift für die genutzte Wärme (vgl. Anm. Tab. 2-1).

Die negativen Auswirkungen auf das Klima fallen bei der Nachhaltigkeitsbewertung der fossilen Stromerzeugung besonders ins Gewicht.

Tabelle 2-1

**Gesamte durchschnittliche Treibhausgas-Emissionen von  
Stromerzeugungsoptionen**

<b>Strom aus:</b>	<b>Emissionen in g/kWh<sub>el</sub></b>	
	<b>CO<sub>2</sub>-Äquivalente</b>	<b>nur CO<sub>2</sub></b>
AKW (Uran nach Import-Mix)	32	31
AKW (Uran nur aus Russland)	65	61
Import-Steinkohle-Kraftwerk	949	897
Import-Steinkohle-Heizkraftwerk	622	508
Braunkohle-Kraftwerk	1.153	1.142
Braunkohle-Heizkraftwerk	729	703
Erdgas-Gas-und-Dampf-Kraftwerk	428	398
Erdgas-Gas-und-Dampf-Heizkraftwerk	148	116
Erdgas-Blockheizkraftwerk	49	5
Biogas-Blockheizkraftwerk	- 409	- 414
Onshore-Windpark	24	23
Offshore-Windpark	23	22
Wasser-Kraftwerk	40	39
Solarzelle (multikristallin)	101	89
Solarstom-Import (Spanien)	27	25

Berechnungen des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4. Die Bilanzierung berücksichtigt vorgelagerte Prozesse und Stoffeinsatz zur Anlagenherstellung. Dabei wird angenommen, dass der Energiebedarf für diese vorgelagerten Prozesse aus einem konventionellen Energieträgermix gedeckt wird, sodass auch für Kernkraftwerke (AKW) und erneuerbare Energien in geringem Umfang CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Lebenszyklusbilanz anfallen. Bei der Bewertung von Systemen mit KWK wird der Wärmeertrag als Gutschrift berücksichtigt. Hierfür werden die gesamten Emissionen des KWK-Prozesses ermittelt (Erzeugung von Strom und Wärme), und davon die Emissionen eines Heizsystems abgezogen, das dieselbe Wärmemenge liefern würde. Für Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Biogas ergeben sich deshalb rechnerisch negative Emissionen, weil die Gutschrift für die in KWK erzeugte Wärme größer ist als die Gesamtemissionen des BHKW, das CO<sub>2</sub>-neutrales Biogas einsetzt.

Quelle: FRITSCHKE et al. 2007

#### Weitere Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit

**41.** Zusätzlich ist die Nutzung fossiler Energieträger mit weiteren negativen Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit verbunden (SRU 2000; WBGU 2003). Der Kohletagebau ist mit erheblichen Eingriffen in die Landschaft verbunden. Er kann die Umsiedlung ganzer Dörfer erforderlich machen und zu gesellschaftlichen Konflikten führen. Für die Bergleute bestehen je nach Arbeitsbedingungen im Abbauland hohe Risiken für

Gesundheit und Leben. Der Kohlebergbau verursacht zudem ökologische Schäden etwa durch den Verlust von Lebensräumen, Beeinträchtigungen des Grundwassers und Methanemissionen.

Bei der Umwandlung der fossilen Energieträger entstehen neben CO<sub>2</sub> weitere Luftschadstoffe, die gesundheitsschädlich wirken und zur Versauerung von Böden und Oberflächengewässern, zur Eutrophierung und zur Schädigung der Ozonschicht beitragen. Durch Filter- und Rauchgasreinigungsanlagen konnten die Luftschadstoffemissionen von Kraftwerken in den vergangenen zwanzig Jahren erheblich reduziert werden (UBA 2009); dennoch ist die Energiewirtschaft nach wie vor einer der größten Verursacher von Stickoxid- und Schwefeldioxidemissionen in Deutschland (UBA 2010). Der hohe Kühlwasserbedarf von Kondensationskraftwerken stellt insbesondere angesichts steigender Wassertemperaturen und zunehmender Wasserknappheit in vielen Regionen einen ökologischen Nachteil dar.

#### Verbrauch nicht-erneuerbarer Ressourcen

**42.** Bei der Stromgewinnung durch Verbrennung fossiler Energieträger werden nicht-erneuerbare Ressourcen verbraucht, die dann kommenden Generationen nicht mehr zur Verfügung stehen. Welche Bedeutung diesem Aspekt für die Nachhaltigkeitsbewertung im Sinne der Generationengerechtigkeit in der Praxis zugemessen wird, hängt von der Gesamtmenge der verfügbaren Rohstoffe ab. Im Fall der Steinkohle betragen die weltweit bekannten *Reserven* (derzeit bekannte und technisch-wirtschaftlich zu gewinnende Vorkommen) etwa 730 Gt. Diese wären bei gleich bleibender jährlicher Förderung von 5,5 Gt nach 130 Jahren aufgebraucht (BGR 2009). Die *Kohleressourcen* (derzeit noch nicht wirtschaftlich gewinnbare Vorräte und aufgrund geologischer Indikatoren erwartete, aber noch nicht nachgewiesene Lagerstätten) liegen nach gängigen Schätzungen noch um ein Vielfaches höher (15.675 Gt für Steinkohle) als die Reserven. Einzelmeinungen in der wissenschaftlichen Diskussion halten die gängigen Schätzungen für zu optimistisch und weisen darauf hin, dass die Kohlevorräte schneller knapp werden könnten als bisher angenommen. Grundlage dieser Argumentation ist insbesondere die Tatsache, dass viele Länder in den letzten Jahren die Schätzungen ihrer Reserven signifikant nach unten korrigiert haben und die Neuklassifizierung von Ressourcen als Reserven kaum stattgefunden hat (ZITTEL und SCHINDLER 2007), sowie die hohe Geschwindigkeit, mit der die bekannten Reserven abgebaut werden (KAVALOV und PETEVES 2007).

Insgesamt ist die Kohle jedoch im Vergleich zu anderen Energieressourcen wie Erdgas oder Uran noch in relativ großen Mengen vorhanden. Für die Nachhaltigkeitsbewertung ist die Klimawirkung ausschlaggebend: Die Nutzung der Kohle wird früher durch die Aufnahmekapazität der Atmosphäre als Treibhausgasenke begrenzt als durch die Ressourcenverfügbarkeit. Weniger als die Hälfte der bekannten Reserven an Öl, Gas und Kohle dürfen weltweit bis 2050 noch gefördert werden, wenn die insgesamt noch zulässige

Menge an Treibhausgasemissionen nicht überschritten werden soll (MEINSHAUSEN et al. 2009).

### Kohlendioxidabscheidung und -Speicherung

**43.** Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Gesteinsformationen (carbon capture and storage – CCS) wird als technologische Option diskutiert, um die negative Klimawirkung fossiler Kraftwerke zu verringern. Die Technologie befindet sich derzeit noch in der Entwicklung und wird als Gesamtprozesskette vermutlich nicht vor 2030 kommerziell einsetzbar sein. Es erscheint allerdings fraglich, ob der Einsatz von CCS in Verbindung mit der Kohleverstromung als eine nachhaltige Stromerzeugungsoption angesehen werden kann.

Die Klimawirkung der Kohle wird durch CCS stark verringert, wenn auch nicht auf null reduziert. Durch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung verringert sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke, was einen erhöhten Bedarf an Brennstoffen nach sich zieht. Berücksichtigt man die gesamte Prozesskette, können die Treibhausgasemissionen von im Jahr 2020 in Betrieb gehenden Kraftwerken insgesamt um etwa 70 bis 90 % reduziert werden (ESKEN et al. 2010). Dabei wurden die ökologischen Risiken der dauerhaften Lagerung von CO<sub>2</sub> sowie die Langzeitsicherheit von Speichern, die letztendlich ausschlaggebend für die langfristige Klimaschutzwirkung ist, bisher nicht ausreichend untersucht (BLOHM et al. 2006; BMWi et al. 2007). Die weiteren Umweltauswirkungen des Kohleabbaus und der Kohleverstromung (Tz. 41) werden durch die Anwendung von CCS nicht wesentlich berührt. Der Bau der notwendigen Infrastruktur für CCS, insbesondere der Pipelines für den Transport des CO<sub>2</sub> von den Kraftwerken zu den Speicherstätten, wäre mit zusätzlichen Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden.

Für die Nachhaltigkeitsbewertung von CCS müssen zusätzlich die mit der dauerhaften Speicherung des CO<sub>2</sub> im Untergrund verbundenen Auswirkungen berücksichtigt werden. Vor allem muss die Nutzung unterirdischer Räume für die CO<sub>2</sub>-Speicherung als Verbrauch einer nicht-erneuerbaren Ressource klassifiziert werden, da die zur Verfügung stehenden Speicher begrenzt sind. Neueste Schätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) gehen davon aus, dass unter deutscher Landfläche und im deutschen Sektor der Nordsee eine Speicherkapazität von insgesamt etwa 12 Mrd. t CO<sub>2</sub> besteht (davon 9,3 Mrd. t CO<sub>2</sub> in salinaren Aquiferen und 2,75 Mrd. t in leeren Erdgasfeldern, s. KNOPF et al. 2010). Dies entspricht etwa dem 36-fachen der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Großfeuerungsanlagen in Deutschland: Die emissionshandlungspflichtigen Großfeuerungsanlagen über 50 MW emittierten im Jahr 2009 330 Mio. t CO<sub>2</sub> (OLANIYON et al. 2010). Dabei ist allerdings noch nicht das gesamte Bundesgebiet berücksichtigt; die BGR erwartet zusätzliches Speicherpotenzial in den noch nicht untersuchten Gebieten.

Diese Zahlen stellen gegenüber früheren Schätzungen (MAY et al. 2005) eine deutliche Korrektur nach unten dar. Sie sind nach wie vor mit großen Unsicherheiten verbunden. Das Wuppertal Institut weist darauf hin, dass bei konservativeren Annahmen zu den geeigneten Speicherstrukturen und zur möglichen Wasserverdrängung und Kompressibilität die Potenziale für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinaren Aquiferen wesentlich niedriger sein könnten (ESKEN et al. 2010). Geologische, ökonomische und ökologische Restriktionen können zusätzlich dazu führen, dass nur ein Teil der bestehenden Potenziale genutzt werden kann. Geomechanische Beanspruchungen des Deckgebirges durch die über Jahrzehnte währende Verdrängung von Formationswasser aus den Aquiferen können beispielsweise die Nutzung von Speicherpotenzialen beschränken (KNOPF et al. 2010). Nach Einschätzung von Experten kann erst nach Beginn der jeweiligen Speicherung Gewissheit über die Speicherkapazität bestimmter geologischer Formationen erlangt werden. Gleichzeitig ist aber offensichtlich, dass der Aufbau einer geeigneten Infrastruktur für CCS in Deutschland umso unwirtschaftlicher wäre, je geringer die tatsächlich nutzbare Speicherkapazität ist. Eine Speicherung von CO<sub>2</sub> aus deutschen Anlagen in benachbarten Ländern oder in Formationen der Nordsee wird ebenfalls diskutiert. Damit verbundene Fragen, insbesondere bezüglich der technischen und ökonomischen Machbarkeit und rechtlichen Umsetzbarkeit, sind jedoch noch ungeklärt (ESKEN et al. 2010). Der Aufbau einer CCS-Infrastruktur wäre in jedem Fall mit hohen ökonomischen Risiken verbunden.

Darüber hinaus können Konkurrenzen mit anderen Nutzungen der geologischen Formationen, etwa mit der Geothermie, auftreten (SRU 2009a). Zusätzlich würde die Anwendung von CCS in Verbindung mit der Kohleverstromung in Konkurrenz treten mit CCS für industrielle Prozessemissionen (Öko-Institut und Prognos AG 2009) oder mit einer zukünftigen Anwendung von CCS in Verbindung mit Biomasseverbrennung (SRU 2009a). Während die Kombination von Kohlekraftwerken mit CCS weiterhin zu – wenn auch geringeren – Emissionen führt, kann durch Kombination von Biomassenutzung mit CCS der Atmosphäre CO<sub>2</sub> entzogen werden. Dies kann nach den Ergebnissen des IPCC in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts notwendig werden, um die Einhaltung des 2 °C-Ziels zu ermöglichen (IPCC 2007c).

Um nachfolgenden Generationen möglichst viele Optionen zur Treibhausgasminderung offen zu halten, erscheint deshalb ein Verzicht auf Kohle-CCS im Sinne der Nachhaltigkeit geboten.

## Kosten

**44.** In der Tendenz ist damit zu rechnen, dass die Gestehungskosten von Strom aus fossilen Energieträgern aufgrund zunehmender weltweiter Nachfrage und des Emissionshandels steigen werden (NITSCH 2008). Die Entwicklung der Kosten hängt dabei stark von den künftigen Zielen und Umsetzungsmaßnahmen der Klimapolitik weltweit ab

(s. Kap. 4.7). Die Anwendung von CCS spart zwar Kosten für Emissionshandelszertifikate ein, erhöht aber ihrerseits die Stromgestehungskosten durch den zusätzlichen technologischen Aufwand. Voraussichtlich werden die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien und von Kohlekraftwerken mit Einsatz von CCS sich zum Zeitpunkt der kommerziellen Einsatzbereitschaft von CCS nicht wesentlich unterscheiden und sich in der Folge zugunsten der erneuerbaren Energien entwickeln. Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht besteht somit kein Grund, CCS den Vorzug vor erneuerbaren Energien zu geben (ESKEN et al. 2010).

## **2.4.2 Kernenergie**

**45.** Stromerzeugung aus Kernenergie ist weniger schädlich für das globale Klima als die Kohleverstromung (TURKENBURG 2004, S. 46); die im Lebenszyklus auftretenden Treibhausgasemissionen pro erzeugter Kilowattstunde liegen in der Größenordnung von denen erneuerbarer Energien (Tab. 2-1). Dennoch ist die Kernenergie aus mehreren Gründen, insbesondere aufgrund der Entsorgungsproblematik und der Risiken beim Betrieb, als nicht nachhaltig einzustufen.

### Endlagerung

**46.** Die weltweit bisher ungelöste Frage der Entsorgung von stark radioaktiven und wärmeentwickelnden Abfällen stellt in der Auseinandersetzung mit der Nutzung der Kernenergie eine Schlüsselfrage dar (PISTNER et al. 2009, S. 45). Umweltpolitisches Ziel muss sein, radioaktive Abfälle über Zeiträume von mindestens mehreren tausend Jahren sicher von der Biosphäre abzuschließen. Bisher gibt es weltweit kein genehmigtes Endlager für hochradioaktive Abfälle aus Atomkraftwerken. Auch in Deutschland ist noch keine Lösung in Sicht; nach wie vor wird der Atommüll lediglich zwischengelagert (BMU 2008).

Das Problem der Bewertung von Endlagern durch menschliches Ermessen in Bezug auf die enormen Anforderungen wird bleiben und nicht mit rein naturwissenschaftlichen Kriterien zu lösen sein. Starke Radioaktivität, hohe chemische Toxizität, lang anhaltende Wärmeproduktion und die durch Korrosion und mikrobielle Vorgänge hervorgerufene Gasbildung stellen hohe Anforderungen an das Rückhaltevermögen der Barriereelemente (SRU 2000, S. 529). Eine Bewertung der langfristigen Sicherheit von Endlagerstandorten muss sich notwendigerweise auf Annahmen und Modellrechnungen stützen. Die Ergebnisse solcher Untersuchungen sind mit umso größeren Unsicherheiten behaftet, je weiter die betrachteten Zeitpunkte in der Zukunft liegen. Somit kann nicht mit Sicherheit nachgewiesen werden, dass ein Endlagerstandort für stark radioaktive und wärmeentwickelnde Abfälle für die relevanten Zeiträume tatsächlich die notwendige Sicherheit bietet. Zudem kann nicht gewährleistet werden, dass nachfolgende Generationen für die relevanten Zeiträume über die Standorte der Endlagerung und die damit verbundenen Gefahren informiert sein werden.

Somit ist nicht auszuschließen, dass die Lebensgrundlagen kommender Generationen durch heute eingelagerten radioaktiven Abfall in katastrophalem Ausmaß beschädigt werden. Die Kernenergie ist damit im Sinne der Generationengerechtigkeit und der Risikovorsorge als nicht nachhaltig einzustufen.

### Störfallrisiko

**47.** Bei Unfällen in Kernreaktoren oder anderen Stationen im nuklearen Brennstoffkreislauf können erhebliche Mengen an radioaktivem Material freigesetzt werden, die zu schweren Schäden bei einzelnen Personen, Personengemeinschaften, Volkswirtschaften und der Umwelt führen können. Verstärkt werden diese Sicherheitsbedenken durch die Gefahr von terroristischen Attentaten auf kerntechnische Anlagen oder der unkontrollierten Verbreitung von nuklearer Technik und radioaktiven Nebenprodukten zur nicht-friedlichen Nutzung (Proliferation).

**48.** Eine wahrscheinlichkeitsbasierte Risikoabschätzung, wie sie von den meisten europäischen Ländern zum Bau von Kernreaktoren vorgeschrieben wird, lässt mehrere Rückschlüsse zu (TURKENBURG 2004, S. 48):

- Das Auftreten von sehr schweren Unfällen mit einer großen Anzahl von Opfern und schwerwiegenden sozialen Folgen über einen langen Zeitraum kann nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden.
- Die Exaktheit der Kalkulation von Sicherheitsrisiken ist gering und die Unsicherheit groß, insbesondere bei sehr kleinen Eintrittswahrscheinlichkeiten und sehr großen Effekten.
- Auf Basis der heute eingesetzten Technologien ist das Risiko von schweren Unfällen stark von der unsachgemäßen Anwendung dieser Technologie abhängig (z. B. durch menschliches Versagen oder Terrorismus). Die Validität von Risikoberechnungen wird dadurch in Frage gestellt.

Diese Überlegungen können auch durch neue Reaktorkonzepte der Generation IV nicht widerlegt werden, insbesondere dann nicht, wenn die Sicherheitsanforderungen den Bedingungen der Wirtschaftlichkeit genügen müssen (PISTNER et al. 2009). Die Charakterisierung des Risikos mit einer bestimmaren und niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit sowie einem bestimmaren und großen Schadensausmaß ist daher nicht mehr zeitgemäß. Vielmehr sind weder die Eintrittswahrscheinlichkeiten noch die möglichen Schadenswirkungen genau bestimmbar. Das Kernenergieisiko ist außerdem gekennzeichnet durch hohe Persistenz, Ubiquität und Irreversibilität (WBGU 1998, S. 73).

### Risikokontroverse

**49.** Die Risikostruktur der Kernenergie ist geprägt von der Möglichkeit großer Katastrophen bei sehr geringer und schwer bestimmbarer Eintrittswahrscheinlichkeit sowie

von extrem langen für die Entsorgung relevanten Zeiträumen (DIEKMANN und HORN 2007, S. 77). Die Bewertung der Risiken des Betriebs von Kernkraftwerken und der Entsorgung radioaktiver Abfälle, und damit die ökonomische Bewertung der externen Kosten dieser Technologie, stößt angesichts dieser speziellen Risikostruktur an Grenzen: Dies spiegelt sich in der Praxis der begrenzten Versicherung atomarer Großschäden wider. Die Schadenshöhe einer massiven nuklearen Katastrophe wird auf bis zu 5.000 Mrd. Euro geschätzt (EWERS und RENNINGS 1992, S. 163). Dem steht eine vorgeschriebene Deckungsvorsorge je Kraftwerk von 2,5 Mrd. Euro gegenüber (BMU 2007b, S. 28). Die derzeit gezahlten Versicherungsprämien spiegeln demnach nicht die tatsächlichen Risikokosten wider (DIEKMANN und HORN 2007, S. 77); eine angemessene Versicherung atomarer Großschäden erscheint nicht möglich.

Das Prinzip der Nachhaltigkeit erfordert Priorität für die Vermeidung solcher Risiken. Wenn die Möglichkeit katastrophaler Auswirkungen existiert, stößt die wissenschaftliche Bewertung der Risiken und Kosten an Grenzen – formale Kosten-Nutzen-Rechnungen sind in einem solchen Fall keine adäquate Grundlage für Abwägungsentscheidungen (vgl. Paul Krugman im New York Times Magazin vom 7. April 2010). Stattdessen muss die Vermeidung von Großrisiken auch bei sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten als Nachhaltigkeitskriterium Vorrang haben (Tz. 27). Für die Stromerzeugung sind demnach Technologien vorzuziehen, die technisch realisierbar, wirtschaftlich vertretbar, aber mit deutlich geringeren Sicherheitsrisiken verbunden sind.

#### Umwelt- und Gesundheitsbelastungen durch den Uranabbau

**50.** Mit dem Abbau von Uran, der heute fast ausschließlich außerhalb Europas stattfindet, sind erhebliche Belastungen der lokalen Umwelt und Gesundheitsgefahren für Minenarbeiter und Bevölkerung verbunden, da radioaktive Stoffe, Schwermetalle und Chemikalien freigesetzt werden. Insbesondere die unkontrollierte Ausbreitung von radioaktivem Staub und verseuchtem Wasser stellt ein großes Problem dar (LINDEMANN 2010; CHAREYRON 2008). Viele Uranabbaugebiete liegen in Entwicklungsländern und auf dem Gebiet indigener Völker. Die Einhaltung sozialer und Umweltstandards, etwa ein angemessener Schutz der Minenarbeiter, kann für importierte Uranbrennstoffe nur schwer kontrolliert werden. Weitere ökologische Probleme sind der hohe Grundwasserbedarf für die Minen sowie die lokale Zerstörung von Landschaft und Lebensräumen für Tiere und Pflanzen.

#### Verbrauch nicht-erneuerbarer Ressourcen

**51.** Kernenergie kann aufgrund der Endlichkeit der Ressourcen für Kernbrennstoffe bestenfalls als Übergangstechnologie genutzt werden. Die gängigen Schätzungen gehen davon aus, dass die bekannten Uranreserven die weltweite Versorgung noch für einige Jahrzehnte sicherstellen können. Im Jahr 2008 verbrauchten Kernkraftwerke weltweit rund 65.000 t Uran. Etwa 44.000 t Uran wurden im selben Jahr gefördert, knapp ein Drittel des



Bedarfs wird aus Lagerbeständen und wieder aufbereitetem Material gedeckt. Die weltweiten Uranreserven werden auf 1,77 Mt Uran geschätzt; dies entspricht dem 40fachen der derzeitigen jährlichen Uranförderung. Für die weltweiten Uranressourcen liegen die Schätzungen bei 14,2 Mt und damit bei mehr als dem 300-fachen der derzeitigen jährlichen Fördermenge (BGR 2009).

Die Nutzung neuer Technologien wie des schnellen Brüters könnte den Uranverbrauch stark reduzieren, wäre aber mit verstärkter Wiederaufbereitung, der Erzeugung von Plutonium und einem höheren Risiko der Proliferation (Verbreitung der Möglichkeiten zum Bau von Atomwaffen) und des Missbrauchs kerntechnischen Materials für militärische oder terroristische Zwecke verbunden (BMU 2009).

Insgesamt ist angesichts der begrenzten Uranvorkommen auch der Verbrauch dieser nicht-erneuerbaren Ressource ein Kriterium, das bei der Nachhaltigkeitsbewertung dieser Option berücksichtigt werden muss.

## Kosten

**52.** Wie sich die Kosten der Kernenergie in Zukunft entwickeln werden, ist nicht mit Sicherheit vorherzusagen. Unter der Annahme, dass in Deutschland am Atomausstieg (ggf. mit einer Verlängerung der Restlaufzeiten) festgehalten wird und keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden, sind hier vor allem die Brennstoffkosten und die Kosten für die Entsorgung relevant.

Engpässe bei der Brennstoffversorgung werden vermutlich zu höheren und volatileren Preisen für Uranbrennstoffe im Zeitraum zwischen 2015 und 2030 führen (DEUTSCH et al. 2009). Die Uranpreise spielen jedoch für die gesamten Brennstoffkosten eine vergleichsweise geringe Rolle. Die volkswirtschaftlichen Kosten für die Endlagerung sind derzeit schwer einzuschätzen, da bisher kein betriebsbereites Endlager existiert. Inwieweit hier zusätzliche Kosten auf die Betreiber auch nach Ende des Betriebs zukommen können, hängt davon ab, wer mögliche Mehrkosten für die Erneuerung und Instandhaltung der Endlagerstätten trägt, und ob seitens des Staates Nachforderungen gestellt werden, wenn die Rückstellungen der Betreiber die tatsächlichen Kosten der Entsorgung nicht decken (DEUTSCH et al. 2009).

Insgesamt besteht bei der Kernenergie große Unsicherheit hinsichtlich der Kostenentwicklung sowie eine große potenzielle Diskrepanz zwischen den gesellschaftlichen Kosten und den Kosten für die Betreiber. Dass die Kosten langfristig sinken werden, kann als unwahrscheinlich betrachtet werden.

### 2.4.3 Erneuerbare Energien

**53.** Auch die Nutzung erneuerbarer Energien ist verbunden mit Eingriffen in die natürliche Umwelt, die bei der Nachhaltigkeitsbewertung berücksichtigt werden müssen (vgl. Kap. 3.4). Die Abschätzung der Potenziale der in Deutschland zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energien sowie der Vergleich dieser Potenziale mit ihrer Nutzung in den errechneten Szenarien erfolgt in Kapitel 3.3. Im Folgenden werden die in dieser Studie berücksichtigten Technologien der erneuerbarer Energien hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen zusammenfassend bewertet.

Im Wesentlichen werden die Umweltauswirkungen der erneuerbaren Energien durch ihren Flächenbedarf verursacht. Die erneuerbaren Energien brauchen insgesamt mehr Fläche als die konventionellen Energien, da sie natürliche Energieströme mit geringeren Leistungsdichten als fossile Energieträger nutzen (MACKAY 2009). Der Flächenverbrauch kann einhergehen mit negativen Auswirkungen auf das Schutzgut Biodiversität, zu Konflikten mit anderen Landnutzungen führen und Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes zur Folge haben (vgl. Kap. 3.4). Ausschlaggebend für die möglichen negativen Auswirkungen erneuerbarer Energien auf die Umwelt und das Landschaftsbild sind daher vor allem der Standort, der Umfang und die Qualität der Landnutzung. Damit kommt der Auswahl der Flächen für die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien eine besondere Bedeutung zu.

Darüber hinaus können die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien mit dem Verbrauch knapper Ressourcen verbunden sein. Die Solarthermie beispielsweise benötigt gegebenenfalls große Mengen an Wasser (Tz. 57). Die Nutzung von Fließgewässern für die Wasserkraft tritt in Konkurrenz mit anderen lokalen Wassernutzungen oder der Schifffahrt. Zudem werden beim Bau der Anlagen nicht-erneuerbare und zum Teil knappe seltene Metalle und Erden zum Beispiel für die Photovoltaik (PV), aber auch für die elektronische Infrastruktur, benötigt (BEHRENDT et al. 2007; ANGERER et al. 2009). Allerdings werden diese Ressourcen nicht, wie fossile Energieträger bei der Kohleverstromung, *verbraucht*, sondern sind Teil des Bestands in den Infrastrukturen und können zumindest prinzipiell zurückgewonnen werden.

Auch die erneuerbaren Energien sind in der Lebenszyklusbetrachtung nicht vollständig klimaneutral. Die mit ihrer Nutzung verbundenen Treibhausgasemissionen sind sehr gering im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung, aber nicht gleich null (Tab. 2-1). Allerdings würden sich die Lebenszyklusemissionen für CO<sub>2</sub> bei den meisten erneuerbaren Technologien bis auf die prozessbedingten Emissionen fast auf Null reduzieren, wenn zur Herstellung der Anlagen ausschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen eingesetzt würde. Auf der Basis von Lebenszyklusanalysen ist es möglich, die Energieerzeugung umweltgerechter zu gestalten und ressourcenorientiert zu optimieren (BAUER et al. 2007).

**54.** Anders als bei den konventionellen Energieträgern, bei denen – abgesehen von den Folgen des Abbaus der spezifischen Ressourcen – die Umweltauswirkungen (bei gegebenem Stand der Technik) weitgehend unabhängig vom Standort der Anlagen sind, besteht bei den erneuerbaren Energien ein großer Gestaltungsspielraum. Durch eine entsprechende Wahl der Standorte, raumplanerische und naturschutzfachliche Vorgaben und durch die Optimierung der Kombination verschiedener Technologien können die Umweltauswirkungen minimiert werden (vgl. Kap. 3.4). Hinzu kommt, dass der Flächenverbrauch bei erneuerbaren Energien mit der Errichtung der Anlage abgeschlossen ist (mit Ausnahme der Erzeugung von Biomasse). Im Gegensatz dazu führt der Betrieb von Kohle- oder Kernkraftwerken fortlaufend zu weiterer Flächeninanspruchnahme durch den Abbau der Rohstoffe. Die Eingriffe in den Naturhaushalt durch erneuerbare Energien sind in ihrer zeitlichen Dimension begrenzt und in der Regel auf die Laufzeit der Anlage beschränkt, und sie sind nicht mit langfristigen Auswirkungen wie denen der Kohle- und Kernenergienutzung verbunden (Bergbau, Atommülllagerung, CO<sub>2</sub>-Speicherung).

#### Windenergie

**55.** Die Windenergienutzung ist durch den hohen Freiraumbedarf der Anlagen charakterisiert. Windkraftanlagen an Land können zum einen den Menschen beeinträchtigen, beispielsweise durch Geräusche, Lichtemissionen und Veränderungen des Landschaftsbildes, und zum anderen können sie ein Risiko für Vögel und Fledermäuse darstellen (KREWITT et al. 2004, S. 12; BUND 2004; SPRÖTGE et al. 2004; HÖTKER et al. 2004). Außerdem ist mit dem Wegebau zu den Anlagenstandorten und Aufbauflächen eine mögliche Beeinträchtigung für Waldökosysteme verbunden (Tz. 129 f; NRC 2007). Insbesondere dort, wo der Ausbau der Windenergie sich als raumgreifende Konzentration von Anlagen zeigt (großflächige Windparks), können bei nicht sachgemäßer Standortwahl negative Auswirkungen auf die Biodiversität auftreten (OHLHORST 2009, S. 225).

Diese Beeinträchtigungen sind jedoch stark abhängig von der Standortcharakteristik sowie von Anlagendesign und -größe. Sie können durch die Anwendung normierter Planungsverfahren und Standards, raumplanerischer Vorgaben sowie die Beachtung der standortspezifischen ökologischen Besonderheiten stark eingegrenzt werden (vgl. Tz. 130 f; vgl. z. B. KÖCK und BOVET 2008; NRC 2007; MAUTZ et al. 2008, S. 117). Sowohl die negativen Auswirkungen auf den Menschen wie auch auf die Vogelwelt und auf Fledermäuse können durch die planerische Konzeption, die Anlagenkonfiguration von Windenergieprojekten und die Einhaltung der vorgeschriebenen Mindestabstände zu Wohnsiedlungen minimiert werden.

Der Bau und Betrieb von Offshore-Windparks kann neben Auswirkungen insbesondere auf See- und Zugvögel auch negative Einflüsse auf die Meeresökologie haben. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Wirkung von Schallemissionen beim Bau der Anlagen auf marine

Säugetiere (Tz. 134; SIEBERT et al. 2007; SRU 2003; WEILGART o. J.). Auch auf See können die Risiken durch eine sorgfältige Standortwahl und durch Vorsichtsmaßnahmen beim Bau stark eingegrenzt werden (KLINSKI et al. 2008). Sensitive Gebiete sind von der Windenergienutzung auszuschließen.

Es ist davon auszugehen, dass Fischereiaktivitäten zwischen den Offshore-Windkraftanlagen verboten sind, was Beeinträchtigungen der Fischerei zur Folge hat. Auf der anderen Seite werden auf diese Weise Rückzugsräume für durch die Fischerei bedrohte Fischarten und -populationen geschaffen und insbesondere am Boden lebende Organismen können sich langfristig von den Eingriffen der Fischereiaktivitäten erholen. Untersuchungen zu den genannten positiven Effekten stehen jedoch noch am Anfang – die Resultate sind stark abhängig von den jeweils sehr spezifischen Eigenschaften der beplanten Gebiete (ZETTLER und POLLEHNE o. J.; MICHEL et al. 2007).

Analysen zeigen, dass die Intensität der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch bei Betrachtung des gesamten Lebenszyklus von Windenergieanlagen weit unterhalb der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kohle liegen. Der Energieeinsatz zur Herstellung einer modernen Windkraftanlage amortisiert sich je nach Standort und Größe drei bis neun Monate nach der Inbetriebnahme (z. B. JUNGBLUTH et al. 2005).

## Photovoltaik

**56.** Die ökologischen Auswirkungen der Photovoltaik (PV) hängen vor allem mit ihrem Flächenbedarf zusammen und sind entsprechend abhängig von der Wahl der genutzten Flächen. Eine Errichtung auf Bauwerken bzw. eine bauwerksintegrierte Installation von PV-Anlagen ist die ökologisch unbedenklichste Version. Auf Grünlandstandorten können PV-Anlagen neben der ästhetischen Beeinträchtigung und der Konkurrenz zu anderen Nutzungen auch negative Auswirkungen auf die Biodiversität haben (Tz. 140 ff; ARGE Monitoring PV-Anlagen 2007). Es ist nicht zu erwarten, dass PV-Anlagen auf Freiflächen errichtet werden, die aus naturschutzfachlicher Sicht besonders bedeutsam und schutzwürdig sind, da der Strom dann nicht über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet wird.

PV-Anlagen erzeugen keine festen, flüssigen oder gasförmigen Nebenprodukte bei der Stromerzeugung, auch werden keine nicht erneuerbaren Ressourcen im laufenden Betrieb verbraucht. Die Zeit, die PV-Anlagen benötigen, um die bei der Produktion der Module verbrauchte Energie zu amortisieren, hängt vom Standort (Höhe der jährlichen Sonneneinstrahlung) sowie von der für die Produktion eingesetzten Energie ab. Sie liegt zwischen 1,7 und 4,6 Jahren (de WILD-SCHOLTEN und ALSEMA 2006).

## Solarthermie

**57.** Die solarthermische Stromerzeugung ist ebenfalls mit einem hohen Flächenbedarf verbunden. Allerdings sind für Solarthermie vor allem Flächen in sonnigen Wüsten geeignet (insbesondere in Zentralspanien und im südlichen Mittelmeerraum), für die kaum alternative Nutzungen geplant sind. Potenzielle Umweltrisiken sind dennoch vorab zu untersuchen, um auch in Wüsten und wüstenähnlichen Gebieten einen Konflikt mit den Zielen des Natur- und Biodiversitätsschutzes zu vermeiden (BENABID 2000). Eine Kühlung mit Wasser kann zu ökologischen Problemen führen, da Solarthermie nur in Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung und damit vor allem in ariden und semiariden Gebieten, zum Beispiel in Südeuropa und Nordafrika eingesetzt werden kann (HOLLAIN 2009). Kühlung mit Luft ist ebenfalls möglich und kann den Wasserverbrauch stark reduzieren, allerdings sinkt dadurch der Wirkungsgrad der Kraftwerke (U.S. Department of Energy 2007).

## Geothermie

**58.** Zwar können auch bei der Stromerzeugung aus Geothermie unerwünschte Umwelteffekte nicht ausgeschlossen werden, sie gehört jedoch nach bisherigen Erkenntnissen zu den ökologisch besonders verträglichen Optionen der regenerativen Stromerzeugung. Umwelteffekte, Wasserverbrauch und Abwärme sind stark abhängig von Anlagentyp und -größe. Sie sind insbesondere dann gering, wenn die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden kann (KALTSCHMITT und MÜLLER 2004, S. 9 f.; PASCHEN et al. 2003, S. 88; BMU 2007c, S. 28 f.). Auswirkungen auf Flora und Fauna beschränken sich auf den unmittelbaren Anlagenstandort. Sie sind aufgrund des geringen Flächenverbrauchs ebenfalls gering (KREWITT et al. 2005, S. 37). Auch die bei der geothermischen Stromerzeugung anfallenden CO<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>S-Emissionen sind sehr gering im Vergleich mit anderen konventionellen Stromerzeugungstechnologien (HUNT 2000).

In jüngerer Vergangenheit sind bei Geothermieprojekten seismische Aktivitäten aufgetreten. Seismische Ereignisse im Zusammenhang mit einer Nutzung der tiefen Geothermie können sowohl durch den Speicheraufschluss als auch beim Anlagenbetrieb ausgelöst werden und lassen sich nicht vollständig vermeiden. Sie fallen aber nach gegenwärtigem Kenntnisstand – verglichen mit anderen anthropogen induzierten Ereignissen etwa beim Kali- oder Steinkohlebergbau – eher gering aus und lassen sich grundsätzlich beherrschen (JANCZIK et al. 2010). Eine Einleitung von Schadstoffen in Oberflächengewässer und in den Untergrund kann nicht ausgeschlossen werden, ist aber nach aktuellem Kenntnisstand kontrollierbar (Tz. 146 f; HUNT 2000).

## Biomasse

**59.** Biomasse zur energetischen Nutzung kann einerseits durch den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen wie auch Holz erzeugt werden, andererseits fällt sie in Form von biogenen Reststoffen an. Die Biomassenutzung unterscheidet sich im ersten Fall als einzige brennstoffbasierte Technologie qualitativ von den anderen erneuerbaren Energien. Während die Nutzung von Wind und Sonne bis zu einem gewissen Grad mit der Nutzung derselben Flächen für andere Zwecke (etwa Nahrungsmittelanbau) verbunden werden kann, tritt der Anbau von Energiepflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen in direkte und ausschließende Konkurrenz zu anderen Nutzungen.

Geht dem Anbau von Biomasse eine Änderung der Flächennutzung voraus, zum Beispiel durch Trockenlegung von Mooren, Rodung von Wäldern oder Umbruch von Grünland, kann in der Gesamtbilanz die Wirkung auf das Klima negativ sein (RIGHELATO und SPRACKLEN 2007; WEGENER et al. 2006). Auswirkungen der Landnutzung wie Düngemittleinsatz und Kohlenstoffverluste infolge der Landnutzungsänderungen werden in Bezug auf ihre THG-Emissionen oft vernachlässigt. Aus diesem Grund ist es zwingend notwendig, dass in den Lebenszyklusanalysen sämtliche Produktionsprozesse und die dabei entstehenden THG-Emissionen mit einbezogen werden (WBGU 2009b, S. 180, 244; SRU 2007, Kap. 3).

Die Ausweitung der Anbauflächen von Energiepflanzen in den letzten Jahren war durch den überwiegend intensiv erfolgenden Anbau mit negativen Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden, insbesondere in Bezug auf die Biodiversität, den Wasserhaushalt und den Boden sowie auf eine Verstärkung der Flächenkonkurrenz (Brachland, Stilllegungsflächen, Flächen unter Naturschutz, Biotopverbundplanung, SCHÜMANN et al. 2009; SRU 2007; DOYLE et al. 2007; NITSCH et al. 2008; THRÄN et al. 2009). Der zunehmende Biomasseanbau führte zum Verlust von Grünland und Brachflächen, zur Intensivierung der Land- und Forstwirtschaft, regional zur Verengung von Fruchtfolgen bzw. zunehmenden Flächenanteilen einzelner Energiepflanzen sowie lokal zur Zunahme von Kurzumtriebsplantagen (Dauerkulturen). Zudem können die Resilienz von Ökosystemen geschwächt und so Anpassungen an den Klimawandel erschwert werden.

Konfliktarme Nutzungspfade und Flächen existieren zwar (Landschaftspflegeschnitt, Paludikulturen (BARTHELMES et al. 2005, S. 1462), extensiver Anbau ausdauernder Kulturen), der quantitative Beitrag, den solche Nutzungen zu einer regenerativen Versorgung leisten können, ist jedoch noch begrenzt (PETERS 2010). Derzeit setzt die Struktur der Boni im EEG hier nicht die richtigen Prioritäten und Anreize (vgl. Abschn. 8.4.3).

Die potenziell negativen Auswirkungen des Biomasseanbaus in Drittländern sollten insbesondere beim Import von Biomasse und aus Biomasse hergestellten Brennstoffen berücksichtigt werden. Im August 2009 ist die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) in Kraft getreten, die das EEG 2009 konkretisiert und auf Basis der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) in Deutschland, der EU und global zum

Ausgleich der positiven und negativen Effekte einer verstärkten energetischen Biomassenutzung beitragen soll (EKARDT und HENNING 2009). Trotzdem sind erhebliche direkte und insbesondere indirekte Veränderungen der Landnutzung in den Erzeugerstaaten zu erwarten, mit denen auch die Gefahr eines Raubbaus wertvoller Naturgüter einhergeht (SRU 2007, Tz. 39, 80).

Die Nutzung von Biomasse, die in der Abfallwirtschaft (im Sinne des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrW-/AbfG)) und als land- und forstwirtschaftliche Reststoffe (außerhalb des KrW-/AbfG) anfällt, stellt ein bedeutsames Potenzial der Biomassenutzung dar. Insbesondere die Vergärung von Wirtschaftsdünger (Gülle) vermindert die direkten Treibhausgasemissionen von Methan und Lachgas. Ebenfalls günstig für den Klimaschutz ist das Vorschalten von Vergärungsanlagen an Kompostierungsanlagen, denn dadurch wird die CO<sub>2</sub>-Freisetzung bei der reinen Kompostierung reduziert und gleichzeitig eine Biogasnutzung möglich (FUNDA et al. 2009).

#### Wasserkraft

**60.** Der überwiegende Anteil der Stromerzeugung mithilfe der Wasserkraft (80 %) stammt in Deutschland aus Laufwasserkraftwerken, der Rest aus Speicherwasserkraftwerken (14 %) und dem natürlichen Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken. Die Leistung des heutigen Anlagenbestands (ca. 7.000 Anlagen) wird vornehmlich durch die circa 400 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW bestimmt, die überwiegend von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden. Diese Anlagen erzeugen mehr als 90 % des Stroms aus Wasserkraft. Durch die Förderung des EEG ist vor allem die Anzahl der Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung bis zu 5 MW gestiegen. Dabei handelt es sich häufig um die Reaktivierung von Altanlagen, die durch die Förderung des EEG wieder wirtschaftlich betrieben werden können (NITSCH et al. 2004, S. 25).

Für die Treibhausgasemissionen (CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>) aus Stauseen sind die Faktoren Grundgehalt des organischen Kohlenstoffs, Alter des Stausees, Vegetationstyp, Jahreszeit, Temperatur und lokale Primärproduktion ausschlaggebend. Die Emissionen reduzieren sich nach etwa zehn Jahren signifikant (Abbau des vor der Flutung vorhandenen organischen Materials am Standort). Nach dieser Zeitspanne resultieren die Emissionen aus dem eingespülten organischen Material und entsprechen den Emissionen der natürlichen Gewässer der Region (EGGLESTON et al. 2006).

Im Bereich der Gewässer konfliktieren die Handlungsfelder der Energie- und Wasserwirtschaft mit den Zielen des Naturschutzes. Fließgewässer und die damit verbundene Fauna und Flora werden durch den Bau von Wasserkraftwerken signifikant und meist irreversibel beeinträchtigt (KRUESS et al. 2010; HENRICHFREISE 2007). Fließgewässer stellen einen Lebensraumtyp dar, für den insbesondere seine Dynamik und Durchgängigkeit charakteristisch ist. Viele aquatische Organismen sind unmittelbar auf diese

Lebensraumbedingungen angewiesen. Neben der direkten Wirkung der Aufstauung und dem Verlust der Durchgängigkeit werden Temperatur- und Sauerstoffverhältnisse und die Ablagerung von Sedimenten verändert. So wird der Zustand der Auen zum Beispiel an der Donau sehr stark durch den Gewässerausbau in Verbindung mit einer intensiven Wasserkraftnutzung geprägt (BMU und BfN 2009).

Das EEG eröffnet die Möglichkeit, durch Maßnahmen zur ökologischen Modernisierung eine erhöhte Vergütung für die Stromeinspeisung zu erlangen. Generell unterliegt die Gewässerentwicklung den Anforderungen der WRRL, die auch bei der Anlage und dem Betrieb von Wasserkraftanlagen zu beachten sind.

### Kosten erneuerbarer Technologien

**61.** Bei den meisten heute verfügbaren Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ist damit zu rechnen, dass ihre Kosten in der Zukunft sinken werden. Dies gilt für alle Technologien, die nicht auf der Nutzung von Brennstoffen beruhen, also keine oder sehr geringe variable Kosten aufweisen (Wind, Sonne, Geothermie, Wasser). Die zu erwartenden Kostenreduktionen sind einerseits eine Folge von Verbesserungen der Technologie selbst (z. B. erhöhter Wirkungsgrad, verbesserte Materialeffizienz), andererseits von Kostensenkungen durch erhöhte Produktionszahlen (Skaleneffekte). Dass diese Effekte eintreten werden, ist wissenschaftlich unstrittig, allerdings gibt es unterschiedliche Einschätzungen, was den Umfang und die Geschwindigkeit der Kostensenkungen betrifft (Tz. 103; Kap. 4.7).

Bei der Nutzung von Biomasse stellt sich die Situation anders dar. Im Zuge zunehmender Flächenkonkurrenzen ist damit zu rechnen, dass sich Agrar- und Energierohstoffmärkte in Zukunft enger verkoppeln und die Preise für Biomasse ebenso wie die Preise für fossile Energieträger steigen werden (SRU 2007, S. 79 ff.).

## 2.5 Gesamtbewertung

**62.** Technologieentscheidungen der Energiepolitik müssen mit den verfassungsrechtlich festgelegten Leitbildern wie der Staatszielbestimmung des Artikels 20a GG vereinbar sein. Sie müssen sich an den aus dieser Verfassungsnorm – ebenso wie aus dem Umweltvölker- und Umwelteuroparecht – fließenden Prinzipien der starken Nachhaltigkeit und der Vorsorge orientieren, wie sie mittlerweile auch in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung verankert sind.

Hierzu gehören insbesondere der Vorrang und die Respektierung absoluter Tragfähigkeits- und Belastungsgrenzen natürlicher Systeme sowie die Prinzipien der Generationengerechtigkeit und der globalen Gerechtigkeit (gleiche pro Kopf Nutzungsansprüche an globalen Gemeinschaftsgütern). Immanenter und logischer Bestandteil vor allem der ersten beiden Prinzipien ist die Minimierung von Risiken



irreversibler oder katastrophaler Ereignisse. Im Hinblick auf den Klimaschutz bedeutet die konsequente Anwendung dieser drei Nachhaltigkeitsprinzipien, dass Deutschland bis zum Jahre 2050 eine möglichst vollständige Klimaneutralität der Stromversorgung anstreben sollte. Hierbei sollten die in der nationalen Biodiversitätsstrategie verankerten Ziele zum Erhalt der biologischen Vielfalt nicht verletzt werden. Eine entsprechende – auch gesellschaftlich akzeptierte – Transformation der Stromversorgung muss zudem als Randbedingung die traditionellen energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit berücksichtigen.

**63.** Insgesamt wird jede Erzeugung von Energie mit Eingriffen in den Naturhaushalt verbunden sein. Es wird damit keine Umweltneutralität der Energieversorgung geben können. Nachhaltigkeit in der Stromversorgung anzustreben muss bedeuten, durch Abwägung die beste verfügbare bzw. die am wenigsten problematische Lösung zu finden (relative Übelminimierung). In diesem Sinne ist die Einsparung von Energie in der Regel die beste Option. Es ist jedoch bei allen denkbaren Anstrengungen zur Energieeinsparung und -effizienz davon auszugehen, dass ein hoher Nachfragesockel an Elektrizität gedeckt werden muss.

**64.** Der SRU kommt zu dem Schluss, dass im Vergleich der verschiedenen Optionen für die Stromerzeugung der Einsatz der erneuerbaren Energien die einzige ist, die Nachhaltigkeit gewährleisten kann.

Zentrales Ziel ist die vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung. Dieses lässt sich weder durch effizientere konventionelle Kohlekraftwerke noch durch die Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxid erreichen. Mit der Kohleverstromung sind zudem gravierende Eingriffe bei der Rohstoffgewinnung und trotz wirksamer Luftreinhaltung signifikante Immissionsbelastungen verbunden. Der Einsatz von CCS ist durch begrenzte Speicherkapazitäten und Nutzungskonkurrenzen begrenzt.

Der Einsatz der Kernenergie ist zwar mit erheblich niedrigeren Treibhausgasemissionen verbunden, aufgrund der letztlich nicht vollständig auszuschließenden und in ihren Folgen zeitlich und räumlich nicht eingrenzenden Unfallrisiken sowie eines seit Jahrzehnten ungelösten Endlagerproblems stellt sie aber keine nachhaltige Option dar. Auch die begrenzten Uranreserven lassen die Nutzung von Kernenergie als Dauerlösung unwahrscheinlich erscheinen.

Der Einsatz von erneuerbaren Energien ist ebenfalls nicht prinzipiell unproblematisch. Insbesondere der Einsatz von Energiepflanzen in zu großem Umfang kann klimaschädliche Landnutzungsänderungen, Beeinträchtigungen des Naturhaushalts und erhebliche Umweltschäden zur Folge haben. Er muss daher auf die Nutzung von Reststoffen ausgerichtet und in relativ konfliktarme Bahnen gelenkt werden. Zu beachten ist auch der Ressourcenbedarf mancher erneuerbarer Energien, so zum Beispiel der Wasserbedarf von solarthermischen Kraftwerken in wasserarmen Regionen oder der Bedarf an seltenen

Metallen. Auch bei anderen erneuerbaren Energien und dem erforderlichen Netz- und Speicherausbau können Landnutzungskonflikte oder Nutzungskonflikte im Meeresraum auftreten.

**65.** Insgesamt sind jedoch die mit den erneuerbaren Energien verbundenen ökologischen Probleme aus Sicht des SRU weniger gravierend und können leichter durch politische und planerische Gestaltung minimiert werden, als dies für die konventionellen Technologien (Kohle und Kernenergie) der Fall ist. Zudem leisten sie durch die Substitution von fossilen Energien einen substanziellen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die erneuerbaren Energien sind somit die einzige *potenziell* nachhaltige Lösung für die Stromversorgung.

Die Probleme von Kohleverstromung und Kernenergie sind im Wesentlichen technologieimmanent und weitgehend unabhängig vom Standort der Anlagen. Sie müssen selbst bei höchsten Umwelt- und Sicherheitsstandards hingenommen werden, wenn Politik und Energiewirtschaft weiterhin auf diese Technologien setzen. Im Gegensatz dazu besteht bei den erneuerbaren Energien ein großer Gestaltungsspielraum – insbesondere, wenn der tatsächliche Energiebedarf weit unter dem theoretischen Potenzial der erneuerbaren Energien liegt. Durch eine flankierende raumordnerische Steuerung des Anlagenbaus lassen sich ökologische Konflikte prinzipiell entschärfen.

Hinzu kommt, dass einzelne Anlagen für die Nutzung erneuerbarer Energien tendenziell kleiner als konventionelle Großkraftwerke, leichter rückzubauen und damit als Systemkomponenten flexibler sind: So können etwa Solar- oder Windkraftanlagen mit vergleichsweise geringem Aufwand und unter geringem Risiko ab- und an anderen Standorten wieder aufgebaut werden. Während die CO<sub>2</sub>-armen konventionellen Technologien (Kernkraft und Kohle mit CCS) langfristige Folgeschäden und Risiken durch Bergbau, Atommülllagerung und CO<sub>2</sub>-Speicherung nach sich ziehen, sind die mit erneuerbarer Stromerzeugung verbundenen Eingriffe in die Natur in der Regel auf die Lebensdauer der Anlagen begrenzt. Zudem ist der Eingriff mit dem Bau der Anlage zumindest im Fall von Solar- und Windkraftanlagen im Wesentlichen abgeschlossen. Im Gegensatz dazu verursachen konventionelle Kraftwerke fortlaufend weiteren Flächen- und Naturverbrauch durch den Bergbau zur Gewinnung der Brennstoffe. Diese Eigenschaften der erneuerbaren Energien sind vorteilhaft im Sinne des Vorsorgeprinzips und bei Handeln unter Unsicherheit, da sie für höhere Anpassungsfähigkeit an sich ändernde Bedingungen und eine größere Fehlertoleranz sorgen. Die erneuerbaren Energien sind damit besser als die konventionellen mit den Nachhaltigkeitskriterien der Generationengerechtigkeit und Risikovorsorge vereinbar.

**66.** Aus diesen Gründen kommt der SRU in seiner vergleichenden Nachhaltigkeitsbewertung zu der Schlussfolgerung, dass die Kohleverstromung und die Kernenergie langfristig eindeutig nicht nachhaltig sind. Sie können bestenfalls zeitlich

möglichst streng zu begrenzende Übergangslösungen sein. Erneuerbare Energien sind zwar prinzipiell nicht unproblematisch, aber insgesamt können unerwünschte Nebenfolgen durch eine flankierende Gestaltung – die unverzichtbar ist – wesentlich verringert werden. Langfristig sind sie daher die einzig absehbar nachhaltige Lösung.

**67.** Der Staat ist aufgrund des Artikels 20a GG zum Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen verpflichtet. Hierzu zählt neben dem Klimaschutz auch die Umweltsituation als Ganzes. Auch wenn Staatszielbestimmungen eher das „Ob“ staatlichen Handelns bestimmen, als das „Wie“, lässt sich aus Artikel 20a GG ein rechtsverbindliches Optimierungsgebot des Staatsziels ableiten. Infolgedessen hat der Staat durch Gefahrenabwehr, aber auch durch Risikovorsorge unterhalb der Gefahrenschwelle zu gewährleisten, dass alle menschlichen Aktivitäten möglichst klimaverträglich gestaltet werden. Insbesondere die aus Artikel 20a GG fließende staatliche Langzeitverantwortung für künftige Generationen korrespondiert mit dem Vorsorge- und dem Nachhaltigkeitsprinzip.

Wie oben hergeleitet folgt aus Artikel 20a GG ein grundsätzliches Gesamtverschlechterungsverbot hinsichtlich der Umweltsituation im Zeitpunkt der Schaffung der Norm. Jede vermeidbare Klima- und Umweltbeeinträchtigung verstößt in der Konsequenz gegen Artikel 20a GG. Daher ist zunächst konkret im Hinblick auf umweltbelastende Vorhaben die verträglichere Variante zu wählen, wenn eine solche zur Verfügung steht (vgl. im Einzelnen Tz. 19 ff). Aus der Staatszielbestimmung des Artikels 20a GG lässt sich aber überdies eine Einschränkung des Entscheidungs- und Prognosespielraums des Gesetzgebers auch im Hinblick auf die Zielerreichung des Klimaschutzes und damit im Ergebnis die Verpflichtung begründen, irreversible Umweltbelastungen aufgrund des Klimawandels und in Erreichung des Klimaschutzes zu vermeiden. Letzteres bedeutet konkret, dass die vom Gesetzgeber im Interesse des Klimaschutzes ergriffenen Maßnahmen ihrerseits nicht gegen die Vorgaben des Artikels 20a GG verstoßen dürfen. Daraus folgt zum Beispiel im Hinblick auf die für den Klimaschutz maßgebliche Frage der künftigen Energieversorgung, dass der Gesetzgeber diejenige Option zu wählen hat, die den aus Artikel 20a GG fließenden Vorgaben des Nachhaltigkeits- und Vorsorgeprinzips am besten entspricht. Im Zuge dessen sprechen vor dem Hintergrund vorstehender Ausführungen gewichtige Gründe dafür, dass eine Energiepolitik, die dauerhaft andere als erneuerbare Energien fördert, mit dem Verfassungsauftrag des Artikels 20a GG nicht vereinbar ist.

In den folgenden Kapiteln stellt der SRU mehrere Szenarien vor, die untersuchen, wie ein ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruhendes Stromversorgungssystem und der Übergang dorthin technisch gestaltet werden könnte, und wie das Leistungsprofil eines solchen Systems hinsichtlich der ökonomischen und sozialen Kriterien (Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Bezahlbarkeit) aussieht.

## 3 Ziel: Dauerhaft klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung im Jahr 2050

### 3.1 Einleitung

68. Das vorliegende Kapitel präsentiert vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) eigenständig entwickelte Szenarien, die aufzeigen, wie eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland aussehen könnte. Zur Einordnung des vom SRU gewählten Ansatzes wird zunächst ein Überblick über die wichtigsten bereits vorliegenden Langfristszenarien zur Entwicklung des Stromsektors in Deutschland und Europa gegeben. Die Analyse dient zum einen dazu, plausible Annahmen für die Stromnachfrage im Jahr 2050 zu entwickeln, die den SRU-Szenarien anschließend zugrunde gelegt werden. Zum anderen wird aufgezeigt, welche Technologiepfade, Emissionsminderungen und Kosten in anderen Studien angenommen werden. Dabei wird auch erörtert, wie Unterschiede in Methoden und Annahmen zu teils stark voneinander abweichenden Ergebnissen führen.

69. Szenarien beschreiben mögliche zukünftige Entwicklungen, die durch unterschiedliche Annahmen und Rahmenbedingungen charakterisiert sind. Studien zur Zukunft der Energieversorgung vergleichen häufig mehrere Szenarien oder Szenariovarianten, um relevante Einflüsse zu identifizieren oder um Gestaltungsspielräume deutlich zu machen. Dabei werden unterschiedliche Szenarien entwickelt und genutzt, die entsprechend ihrem jeweiligen Erkenntnisinteresse ausgestaltet sind. Der SRU untersucht im vorliegenden Sondergutachten sogenannte *Zielszenarien*. Ein Zielszenario geht von einem vorgegebenen Ziel aus, in diesem Fall von dem einer vollständig regenerativen Stromversorgung für Deutschland. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen dann, wie und unter welchen Bedingungen dieses Ziel erreicht werden kann. Alternativ können Szenarien auch dazu verwendet werden, die Auswirkungen unterschiedlicher Rahmenbedingungen (z. B. energiepolitischer Maßnahmen) auf die Entwicklung bestimmter Variablen im Vergleich zu einem Referenzfall zu untersuchen (*explorative Szenarien*). Explorative Szenarien für den Strombereich stellen somit zum Beispiel im Rahmen einer Politikanalyse die Frage: Wohin entwickelt sich das System, wenn bestimmte Ereignisse eintreten oder sich bestimmte Rahmenbedingungen ändern? Im Gegensatz dazu steht hinter Zielszenarien die Frage, ob und wie das System einen bestimmten Zielzustand erreichen kann und welche Rahmenbedingungen dies ermöglichen. Bei beiden Ansätzen werden häufig *Referenzszenarien* berechnet, die einen Vergleichsmaßstab liefern sollen (z. B. zur Berechnung zusätzlicher Kosten). Referenzszenarien basieren in der Regel auf der Annahme, dass bestehende Politiken fortgeführt und konkrete Verpflichtungen eingehalten, aber keine darüber hinausgehenden politischen Maßnahmen ergriffen werden.

Die methodische Ausarbeitung von Szenarien ist sehr unterschiedlich. Häufig werden Computermodelle verwendet, um die wesentlichen Strukturen und Wechselwirkungen der komplexen realen Welt mathematisch abzubilden und bestimmte Veränderungen zu simulieren. Dabei werden sehr verschiedenartige Modellierungsansätze verfolgt, die jeweils spezifische Stärken und Schwächen besitzen. Welche Modelle angemessen sind, hängt dabei vor allem von der Art der Fragestellung, aber auch vom sektoralen und geografischen Fokus sowie von der Datenverfügbarkeit ab. Sinnvoll ist häufig auch eine Verknüpfung von ökonomischen Modellen mit solchen, die eine stärker technologische Ausrichtung besitzen. Es gibt jedoch auch Langfristszenarien, die hauptsächlich qualitativ entwickelt werden, also beispielsweise sogenannte Roadmaps für einen bestimmten Entwicklungspfad erstellen und damit ökonomische, technologische und politische Handlungserfordernisse aufzeigen. Qualitative Analysen bilden angesichts der begrenzten Modellierbarkeit sozioökonomischer Einflussfaktoren und angesichts großer Unsicherheiten in Bezug auf die langfristige Entwicklung bestimmter quantitativer Variablen eine sinnvolle Ergänzung zu Modellberechnungen. Der SRU verbindet in seinen Szenarien sowohl technische und ökonomische Ansätze als auch qualitative und quantitative Analysen (s. Abschn. 3.3.1).

**70.** Insgesamt ist bei der Analyse und Interpretation von Szenarien immer zu berücksichtigen, dass sie dazu dienen, Erkenntnisse über Systemdynamiken zu gewinnen. Szenarien sollen Einflussfaktoren identifizieren, Entwicklungspfade aufzeigen, notwendige Rahmenbedingungen herausarbeiten sowie Synergien und Zielkonflikte sichtbar machen. Sie können aber weder politische Wertentscheidungen ersetzen, noch zielen sie darauf ab, zukünftige Entwicklungen vorherzusagen. Die Szenarien des vorliegenden Sondergutachtens sind somit, wie Szenarien im Allgemeinen, nicht im Sinne einer Prognose von Entwicklungen zu lesen, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintreten werden. Die vollständige Umstellung der Elektrizitätsversorgung auf erneuerbare Energien ist lediglich als eine mögliche und aus Sicht des SRU erstrebenswerte Entwicklung zu sehen. Die Szenarien sollen zeigen, dass diese Umstellung technisch und ökonomisch realisierbar ist, und darstellen, wie ein solches System unter heute plausibel erscheinenden Technologie- und Kostenannahmen konkret aussehen könnte. Zur Verwirklichung eines solchen Szenarios bedarf es allerdings politischer Gestaltung, gezielter Maßnahmen, sorgfältiger Planung und erheblicher gemeinsamer Anstrengungen.

## **3.2 Nationale und internationale Szenariostudien zur Entwicklung des Stromsektors bis 2050**

### **3.2.1 Einführung**

71. Studien zur langfristigen Entwicklung des Strom- und Energiesektors haben eine lange Tradition. Auch Szenarien für eine Minderung von energiebedingten Treibhausgasen (THG) werden schon seit vielen Jahren erarbeitet. Eine jüngere Entwicklung sind dagegen Szenarien, die versuchen technisch und ökonomisch darzustellen, wie der Energiesektor auf längere Sicht (nahezu) vollständig dekarbonisiert werden kann, um zur Stabilisierung atmosphärischer THG-Konzentrationen beizutragen (CLARKE et al. 2009; FISHER et al. 2006). In den vergangenen Jahren ist eine Reihe von Studien veröffentlicht worden, die solche Szenarien sowohl für die globale Ebene als auch für einzelne Länder und Regionen entwickeln. Zentrale Fragestellungen dieser Studien sind beispielsweise, welchen Beitrag der Energiesektor zum gesamtwirtschaftlichen THG-Minderungsziel leisten sollte, welche Technologien dabei in welchem Umfang zum Einsatz kommen könnten, mit welchen Investitionen und Energiekosten dies verbunden wäre und welche Politikinstrumente und Preissignale einen solchen Dekarbonisierungspfad ermöglichen würden (ANANDARAJAH et al. 2009; EDENHOFER et al. 2009; EREC und Greenpeace International 2010; KNOPF et al. 2010; IEA 2009).

72. In der Regel quantifizieren die Studien die von ihnen entwickelten Szenarien, teilweise mithilfe von komplexen Rechenmodellen. Grundsätzlich kann man dabei unterscheiden zwischen auf gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge orientierten Energiewirtschaftsmodellen (sogenannte Top-Down-Modelle) und stärker technisch orientierten Energiesystemmodellen (sogenannte Bottom-Up-Modelle). Tendenziell liegt die Stärke von Bottom-Up-Modellen darin, dass sie die verwendeten Technologien für Energieerzeugung und -nutzung detailgenau darstellen und damit Kosten und Reduktionspotenziale differenziert analysieren können. Andererseits sind sie weniger geeignet Feedbackmechanismen zu analysieren, die sich aus Markt- und Preisanpassungen ergeben (CLAPP et al. 2009, S. 9). Top-Down-Modelle analysieren ökonomische Effekte von Politikinterventionen über makroökonomische Indikatoren (z. B. Energiepreise und Elastizitäten). Sie haben den Vorteil, dass sie ohne umfangreiche technische Datensätze auskommen, können allerdings technische Entwicklungen nicht im Detail simulieren (KAHOULI-BRAHMI 2008). Die geringeren Anforderungen an die Datenverfügbarkeit erklären – zumindest teilweise –, warum Top-Down-Modelle vor allem für globale Studien verwendet werden, während nationale Studien in Deutschland häufiger auf Bottom-Up-Ansätze zurückgreifen. Da aber auch innerhalb beider Modellgruppen ein breites Spektrum an unterschiedlichen Ansätzen besteht, müssen die jeweiligen Stärken und Schwächen eines Modellierungsansatzes immer fallweise betrachtet werden. Vor

allem in jüngerer Zeit ist aber auch verstärkt in die Verknüpfung von technischen und makroökonomischen Modellen investiert worden. Sogenannte hybride Modelle zielen darauf ab, die jeweiligen Stärken beider Ansätze miteinander zu verknüpfen (HOURCADE et al. 2006). Weitere methodische Unterschiede bestehen beispielsweise zwischen kurzfristiger und langfristiger Optimierung, zwischen statischen und dynamischen Modellen und bei der Frage, ob technischer Fortschritt endogen oder exogen behandelt wird (CLAPP et al. 2009).

**73.** Im Folgenden werden die Eckdaten und Kernaussagen der wichtigsten nationalen und europäischen Studien zur Dekarbonisierung des Energiesektors skizziert. Die Analyse berücksichtigt Studien, die den Elektrizitätssektor separat darstellen, die den langfristigen Strommix detailliert quantitativ erfassen und die alle wichtigen Stromerzeugungstechnologien berücksichtigen. Betrachtet werden – entsprechend dem Fokus der SRU-Szenarien – Studien, die das deutsche oder europäische Elektrizitätssystem abbilden und den gesamten Zeithorizont bis 2050 abdecken. Studien mit kürzerem Projektionshorizont werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

Zu berücksichtigen ist bei der komparativen Analyse allerdings, dass ein unmittelbarer Vergleich zwischen einzelnen Werten nicht immer möglich ist, beispielsweise weil die geografischen Abgrenzungen der untersuchten Regionen teilweise variieren (s. Tab. 3-1). Auch werden einzelne Variablen gelegentlich unterschiedlich definiert. So sind bei der Stromnachfrage Leitungs- und Umwandlungsverluste in manchen Studien eingerechnet, in anderen jedoch nicht. Da die genannten Abweichungen einen begrenzten Umfang haben, können die groben Unterschiede und Gemeinsamkeiten dennoch sinnvoll herausgearbeitet werden. Ein Vergleich der Kosten ist allerdings nur bedingt möglich, weil die Indikatoren, die in den Studien verwandt werden, zu unterschiedlich sind.

**74.** Für die europäische Ebene wurden die folgenden neun Studien berücksichtigt:

- der Bericht „Energy Technology Perspectives“ der Internationalen Energieagentur (IEA), der einen langfristigen Umbau des globalen Energiesystems analysiert (IEA 2010),
- das vom britischen Tyndall Centre for Climate Change Research koordinierte und von der Europäischen Kommission geförderte Forschungsprojekt „Adaptation and mitigation strategies: Supporting European climate policy (ADAM)“ (HULME et al. 2009; KNOPF et al. 2010; ESKELAND 2010),
- die vom Potsdam Institut für Klimafolgenforschung koordinierte und durch den World Wide Fund For Nature (WWF) und die Allianz finanziell unterstützte RECIPE-Studie (RECIPE – Report on Energy and Climate Policy in Europe) (EDENHOFER et al. 2009),

- der von der European Climate Foundation veröffentlichte Bericht „Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe“, der in Zusammenarbeit mit einer Reihe von Forschungspartnern erarbeitet wurde (ECF et al. 2010),
- die von dem europäischen Verband der Energieversorger herausgegebene und von der Universität Athen erarbeitete Studie „Power choices: Pathways to a carbon-neutral electricity in Europe by 2050“ (EURELECTRIC 2010),
- die von dem europäischen Dachverband European Renewable Energy Council veröffentlichte Studie „Re-thinking 2050: A 100 % renewable energy vision for the European Union“, deren Analyse sich unter anderem auf Projektionen einzelner Mitgliedsverbände stützt (EREC 2010),
- die Studie „Energy [R]evolution – A sustainable global energy outlook“, die gemeinsam vom Greenpeace International und dem europäischen Branchenverband European Renewable Energy Council erstellt wurde (EREC und Greenpeace International 2010),
- der durch das Stockholm Environment Institute im Auftrag von Friends of the Earth Europe erarbeitete Bericht „Europe's share of the climate challenge. Domestic actions and international obligations to protect the planet“ (SEI 2009) und
- eine ingenieurwissenschaftliche Studie, die eine kostenoptimierte Vollversorgung durch erneuerbare Energien unter der Annahme einer großräumigen Vernetzung zwischen Europa mit angrenzenden Regionen in Asien und Afrika berechnet (CZISCH 2005).

Ein Teil dieser Studien bezieht sich ausschließlich auf Europa (ECF et al. 2010; EURELECTRIC 2010; SEI 2009), während andere die gesamte globale Entwicklung berücksichtigen, dabei aber auch regionale europäische Szenarien erstellen (IEA 2010; EDENHOFER et al. 2009; EREC und Greenpeace International 2010; KNOPF et al. 2010). Der World Energy Outlook 2009 der IEA wurde nur punktuell in die Analyse einbezogen, da die darin enthaltenen Szenarien nur einen Zeithorizont bis 2030 betrachten (IEA 2009).

Untersucht wurden – neben den jeweiligen Referenzszenarien – diejenigen Szenarien, die eine weitgehende Dekarbonisierung des Energie- bzw. Stromsektors erreichen. Bei Studien, die zahlreiche Einzelszenarien berechnen, wurden für die vergleichende Darstellung einzelne repräsentative Szenarien ausgewählt (EDENHOFER et al. 2009; KNOPF et al. 2010).

**75.** Die nationale Entwicklung des deutschen Energie- bzw. Elektrizitätssystems mit Projektionshorizont 2050 wird in folgenden Studien abgebildet:

- Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002),



- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Leitstudie 2008 (NITSCH 2008) sowie deren Weiterentwicklung, das Leitszenario 2009 (NITSCH und WENZEL 2009),
- Öko-Institut und Prognos AG: Modell Deutschland (Öko-Institut und Prognos AG 2009),
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE): Energiezukunft 2050 (FfE 2009),
- ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE): Energiekonzept 2050 (FVEE 2010a) und
- Umweltbundesamt (UBA): Energieziel 2050 (Klaus et al. 2010),
- Prognos AG/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (SCHLESINGER et al. 2010).

Wichtigste Ergebnisse der Studien werden im Folgenden kurz vorgestellt und in Tabelle 3-2 zusammengefasst. Mit Ausnahme der Studie des UBA betrachten alle genannten nationalen Studien nicht das Elektrizitätssystem allein, sondern das gesamte Energiesystem, das heißt neben der Elektrizität auch die Bereiche Wärme und Kraftstoffe.

**76.** Die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ legte ihren Bericht bereits im Jahr 2002 vor (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002). Mit seiner Hilfe sollten robuste, nachhaltig zukunftsfähige Entwicklungspfade im Energiesektor und politische Handlungsmöglichkeiten unter den veränderten Rahmenbedingungen von Globalisierung und Liberalisierung aufgezeigt werden. Das gegenwärtige Energiesystem wird darin als „nicht nachhaltig“ (ebd., S. 43) klassifiziert. Neben einem Referenzszenario wurden drei weitere Szenarien in mehreren Varianten – insgesamt 14 Entwicklungspfade – modelliert. Das Referenzszenario bildet die wahrscheinlichste Entwicklung auf Basis von Daten des Jahres 2000 ab; die weiteren Szenarien und Szenariovarianten wurden unter der Vorgabe der Erreichung des Zieles einer 80 %igen Reduktion der jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber denen des Jahres 1990 modelliert. Diese Zielszenarien und ihre wesentlichen Merkmale sind folgende:

- Szenario „Umwandlungseffizienz“ (UWE): Strategie der forcierten Steigerung der Effizienz in der Energieumwandlung und -anwendung, Nicht-Fortsetzung der Nutzung der Kernenergie.
- Szenario „REG/REN-Offensive“ (RRO): Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2030, weitgehender Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger bis zum

Jahr 2050, massive Forcierung von Energieeffizienz und massiver Ausbau der erneuerbaren Energien. In einer Variante des RRO-Szenarios wurde modelliert, wie die Energieversorgung bis zum Jahr 2050 vollständig durch regenerative Energieträger gewährleistet werden kann („solare Vollversorgung“).

- Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ (FNE): Fortführung sowie Ausbau der Kernenergienutzung als wesentliche Säule in der Erzeugung, kommerzielle Nutzung der CCS-Technologie (CCS – Carbon Capture and Storage).

Die Zielszenarien wurden jeweils mit zwei verschiedenen Rechenmodellen (ein Modell des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER Stuttgart) sowie ein Modell des Wuppertal Instituts) modelliert, die unterschiedliche Berechnungsmethoden verwenden und daher zu unterschiedlichen Ergebnissen gelangen. Zum Teil wurden zudem Eingangsparameter variiert, wodurch sich insgesamt die Vielzahl an Szenariovarianten ergibt.

**77.** Das Leitszenario 2009 (NITSCH und WENZEL 2009) wurde in Zusammenarbeit mit dem Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) erarbeitet. Es baut im Wesentlichen auf der Leitstudie 2008 (NITSCH 2008) auf, berücksichtigt jedoch jüngere Entwicklungen beim Ausbau erneuerbarer Energien und neuere energiepolitische Rahmenbedingungen. Im Leitszenario 2009 wird ein Entwicklungspfad aufgezeigt, in dem für das Jahr 2050 eine Minderung der jährlichen THG-Emissionen um knapp 80 % gegenüber dem Wert von 1990 erreicht wird. Zudem wurden in der Leitstudie 2008 fünf Varianten des Leitszenarios 2008 mit unterschiedlich aufeinander abgestimmten Teilstrategien entwickelt:

- Variante E1: Variante mit verstärkter Effizienz und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- Variante E2: Variante mit zusätzlichem Ausbau der erneuerbaren Energien
- Variante E3: Variante mit zusätzlichem Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom im Sektor Verkehr
- Variante D1: Variante mit weiterer Steigerung der Energieproduktivität
- Variante D2: Variante mit ausgeprägtem Einsatz des Primärenergieträgers Kohle

Die Szenariovarianten der Leitstudie 2008 haben explorativen Charakter (vgl. Kapitel 3.1). Beim Leitszenario 2009 handelt es sich dagegen um ein Zielszenario, das von der Erreichung der angestrebten Emissionsminderungen bis 2050 ausgeht. Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Sondergutachtens befindet sich eine Weiterentwicklung der Leitstudie in Arbeit.

**78.** Die Studie „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050“ des Öko-Instituts und der Prognos AG (2009) wurde für den WWF erstellt und im Jahr 2009 publiziert. In ihr werden zwei modellgestützte Szenarien entwickelt: ein Referenzszenario und ein sogenanntes Innovationsszenario. Im Referenzszenario werden heutige Energie- und Klimaschutzpolitiken – beispielsweise das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung (IEKP) – umgesetzt und bis 2050 weiterentwickelt. Das „Innovationsszenario“ ist ein Zielszenario, das sich unter gewissen Restriktionen am Ziel der Reduktion der jährlichen THG-Emissionen bis 2050 um 95 % gegenüber 1990 orientiert und zu diesem Ziel hin entwickelt wird. Beide Szenarien wurden in jeweils zwei Varianten modelliert: zum einen unter der Annahme, dass es zukünftig nicht zum kommerziellen Einsatz der CCS-Technologie kommen wird, sowie zum anderen unter der Annahme, dass die CCS-Technologie ab dem Jahr 2020 zur Verfügung stehen wird und zum Einsatz kommen kann.

**79.** Die Studie „Energiezukunft 2050“ der FfE aus dem Jahr 2009 (FfE 2009) untersucht in drei Szenarien den Energiebedarf und die Energieerzeugung Deutschlands bis zum Jahr 2050. Die Detailtiefe der Szenarien ist sehr hoch: beispielsweise wird für jeden Verbrauchssektor praktisch jede relevante größere Energieanwendung beleuchtet und in der zeitlichen Fortschreibung berücksichtigt. Die Studie beinhaltet die folgenden Szenarien mit den wesentlichen Merkmalen und Annahmen:

- Szenario 1 „Referenzszenario“: alle Rahmenbedingungen werden entsprechend den langfristigen Trends und Erwartungen fortgeschrieben
- Szenario 2 „erhöhte Technikeffizienz“: vorhandene Techniken werden sukzessive durch die beste verfügbare Technik ausgetauscht.
- Szenario 3 „Umweltbewusstes Handeln“: neben dem sukzessiven Austausch vorhandener Techniken durch die beste verfügbare Technik wird zudem von Verhaltensänderungen der Verbraucher ausgegangen.

Die Studie beschreibt zwar detailliert die zukünftige Entwicklung der Endenergieanwendungen (Beleuchtung, Raum- und Prozesswärme, mechanische Energie usw.), der dafür notwendige Energieträgereinsatz wird jedoch nicht explizit bzw. nicht vollständig genannt. So gibt die Studie zwar an, zu welchen Endenergienachfragen die drei Szenarien für das Jahr 2050 kommen, quantifiziert jedoch nicht die dann nachgefragte Strommenge, die ein Teil der gesamten Endenergienachfrage ist. In Tabelle 3-2 wird die Studie daher nicht aufgeführt.

**80.** Das „Energiekonzept 2050“ des FVEE (2010a) versteht sich als Beitrag zum Energiekonzept der Bundesregierung, das am 28. September 2010 im Kabinett beschlossen wurde. In der Studie des FVEE wird ein zu 100 % auf erneuerbaren Energien

basierendes Energiesystem des Jahres 2050 skizziert. Neben hoher Energieeffizienz spielen dabei die Energiequellen Wind und Sonne die „dominante Rolle“ (FVEE 2010a, S. 5). Der Studie zugrunde gelegt sind unter anderem die oben genannten „Leitszenarien“ (NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009), die Studie „Modell Deutschland“ (Ökoinstitut und Prognos AG 2009) und auch die Stellungnahme Nr. 15 des SRU (SRU 2010), die sich im Wesentlichen auch in diesem Sondergutachten (Kap. 3 und 4) wiederfindet. Schwerpunkt der FVEE-Studie (FVEE 2010a) ist weniger die Quantifizierung von Verbrauchs- und Produktionsmengen, sondern vielmehr die Funktionsweise des zukünftigen Systems und die mit ihm verbundenen Kosten. Zudem widmen sich zwei Kapitel der Studie den Themen Forschung und Entwicklung bzw. der Politik und geben detaillierte Handlungsempfehlungen. Auch der in diesem Sondergutachten angesprochene Systemkonflikt (vgl. Kap. 4.6) zwischen thermischen Großkraftwerken und großen Anteilen fluktuierender Einspeisung wird in der Studie thematisiert.

**81.** In der Studie „Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen“ (KLAUS et al. 2010) wird allein der Stromsektor betrachtet. Es wird eine zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung im Jahr 2050 dargestellt. Die Studie besteht im Wesentlichen aus der Vorstellung des Szenarios „Regionenverbund“, das vom Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) modelliert wurde. In diesem Szenario wird weitestgehend auf deutschlandweit vernetzte regionale Erzeugungspotenziale erneuerbarer Energiequellen zurückgegriffen. Weitere Szenarien, die bislang jedoch nicht veröffentlicht worden sind, sind das „International-Großtechnik“- sowie das „Lokal-Autark“-Szenario. Ersteres betrachtet das deutsche System innerhalb des europäischen Verbundes, letzteres analysiert kleinräumige, dezentrale Strukturen innerhalb Deutschlands, die sich autark versorgen.

**82.** Ende August 2010 legten die Prognos AG, das EWI und die GWS die Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (SCHLESINGER et al. 2010) vor, die für die Bundesregierung als Basis für das Energiekonzept erstellt wurde. Da sie zeitgleich mit diesem Sondergutachten erstellt wurde (Redaktionsstand: August 2010), kann hier keine ausführliche quantitative Vorstellung der in der Studie dargestellten Energieszenarien erfolgen. Dennoch werden im Folgenden zentrale Annahmen und Ergebnisse kurz vorgestellt.

Gerechnet wurden insgesamt neun Szenarien, die die Entwicklung der Energieversorgung (Elektrizität, Verkehr, Wärme) bis zum Jahr 2050 betrachten. Im Referenzszenario werden bislang angelegte Politiken fortgeschrieben. Im Jahr 2050 werde die Bruttostromerzeugung demnach bei 488 TWh liegen. Der Anteil der erneuerbaren Energien werde mit 264 TWh bei 54 % liegen. Für das Referenzszenario kommen die Autoren zu dem Schluss, dass die THG-Emissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 um 62,2 % reduziert werden und somit

das angestrebte Ziel nicht erreicht wird. Bei den weiteren Szenarien handelt es sich um Zielszenarien (Szenarien I bis IV), die in jeweils zwei Varianten gerechnet wurden. Allen Zielszenarien ist gemein, dass sie bis zum Jahr 2050 eine THG-Reduktion um mindestens 85 % erreichen. Zentrale Annahme dabei ist die Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke von 4 (Szenario I) bis 28 Jahren (Szenario IV). Jedes der Zielszenarien wurde mit jeweils zwei unterschiedlichen Datensätzen zu notwendigen Nachrüstkosten für Atomkraftwerke gerechnet. Zudem wurden Mindestanteile erneuerbarer Energien am Energieverbrauch für die Jahre 2020 und 2050 sowie zum Teil Steigerungen in der Energieeffizienz exogen vorgegeben. In den Zielszenarien werden im Jahr 2050 252 bis 289 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert, was einem Anteil von 77 bis 81 % an der Bruttostromerzeugung entspricht. In allen neun Szenarien wird Deutschland bis zum Jahr 2050 Nettoimporteur von Strom (Referenzfall: 67 TWh, Zielszenarien: 94 bis 143 TWh). Ein Vergleich der Ergebnisse der Zielszenarien mit denen des Referenzszenarios ist jedoch nur bedingt möglich, da nicht nur Unterschiede auf der Erzeugungsseite (z. B. Anteil erneuerbarer Energien, Anteil Atomenergie), sondern auch auf der Nachfrageseite (z. B. nachgefragte Strommenge) vorliegen.

## **3.2.2 Ergebnisse der Studien**

### **3.2.2.1 Entwicklung der Stromnachfrage**

**83.** Eine Auswertung der wichtigsten vorliegenden nationalen und europäischen Szenarien über die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage bis zum Jahr 2050 zeigt in Abhängigkeit von den gewählten Annahmen und Vorgehensweisen eine große Bandbreite möglicher Nachfragen. Ausschlaggebend sind dabei in der Regel allerdings nicht die Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, die bei den meisten Szenarien eng beieinander liegen. Die Unterschiede hängen vor allem damit zusammen, in welchem Maße Energieeffizienz zur Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Elektrizitätsnachfrage führt und inwiefern eine Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom stattfindet.

**84.** In den europäischen Referenzszenarien variiert die für das Jahr 2050 angenommene Stromnachfrage zwischen etwa 4.000 und 7.500 TWh, in den Dekarbonisierungsszenarien zwischen 2.750 und 6.900 TWh (s. Tab. 3-1). Im Vergleich zum heutigen Verbrauch von rund 3.325 TWh bedeutet dies im niedrigsten Fall eine geringe Reduzierung, im höchsten Fall mehr als eine Verdopplung der Nachfrage. Interessanterweise liegt bei manchen Studien die Nachfrage in den Dekarbonisierungsszenarien niedriger als im Referenzfall (EREC und Greenpeace International 2010; SEI 2009), in anderen Studien ist es umgekehrt (z. B. ECF et al. 2010; EURELECTRIC 2010). Im ersten Fall wird angenommen, dass Effizienzsteigerungen einen niedrigeren Stromverbrauch ermöglichen. In einigen Studien werden sehr große

Effizienzpotenziale erschlossen. Dies betrifft vor allem Szenarien, die von der Umsetzung ambitionierter Effizienzpolitiken ausgehen. Auffällig ist auch, dass Szenarien, die von technologisch-orientierten Bottom-Up-Modellen gerechnet werden, tendenziell höhere Effizienzpotenziale (z. B. JOCHEM und SCHADE 2009) unterstellen. Im zweiten Fall wird in der Regel davon ausgegangen, dass ökonomisch effiziente Einsparpotenziale nur begrenzt bestehen bzw. dass eine Elektrifizierung anderer Sektoren (vor allem des Straßenverkehrs) diesen Effekt überdeckt und insgesamt zu einer höheren Stromnachfrage führt.

**85.** Für eine langfristige Entwicklung der Stromversorgung ebenfalls von Interesse ist die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in Nordafrika. Die analysierten globalen und europäischen Studien schlüsseln diese Region nicht auf. Eine Abschätzung der Stromnachfrage der nordafrikanischen Staaten (Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko und Tunesien) wurde aber von der IEA vorgenommen. Sie projiziert im Referenzszenario einen Anstieg der Stromnachfrage um jährlich 3,2 % bis 2030: von 171 TWh im Jahre 2003 auf 402 TWh im Jahre 2030 (IEA 2005). Dabei geht sie davon aus, dass die Bevölkerung im gleichen Zeitraum von 145 auf 209 Millionen wächst und das Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 703 auf 1.652 Mrd. Dollar ansteigt. Der SRU geht davon aus, dass die Elektrizitätsnachfrage in dem in den Szenarien betrachteten Gebiet (vgl. Kap. 3.3) im Jahr 2050 bei 5.418 TWh bzw. 7.445 TWh liegen wird.

**86.** Die in den nationalen Szenarien angegebenen Strommengen sind zum Teil nur mittelbar vergleichbar, da nicht in allen Fällen vom Brutto-, sondern – beispielsweise in den Zielszenarien der Enquete-Kommission – vom Stromverbrauch der Verbrauchssektoren bzw. vom Nettostromverbrauch die Rede ist. Für Deutschland liegen trotz einer großen Zahl verschiedenster Szenarien nur vier Referenzszenarien vor: Die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages gibt den Bruttostromverbrauch des Jahres 2050 für den Referenzfall mit 555 TWh an, ebenso Prognos AG, EWI und GWS. In den beiden Referenzszenarien des Öko-Instituts und der Prognos AG wird der Nettostromverbrauch des Jahres 2050 im Referenzfall mit 530 TWh beziffert (vgl. Tab. 3-2). Energieeinsparerszenarien erreichen Reduktionen bis auf Werte von 380 TWh/a in der Stromnachfrage der Verbrauchssektoren. Auf der anderen Seite kommen Hochverbrauchsszenarien unter Einschluss eines elektrifizierten Individualverkehrs auf bis zu 773 TWh/a im Stromverbrauch der Sektoren. Der Bruttostromverbrauch läge entsprechend oberhalb dieser Werte.

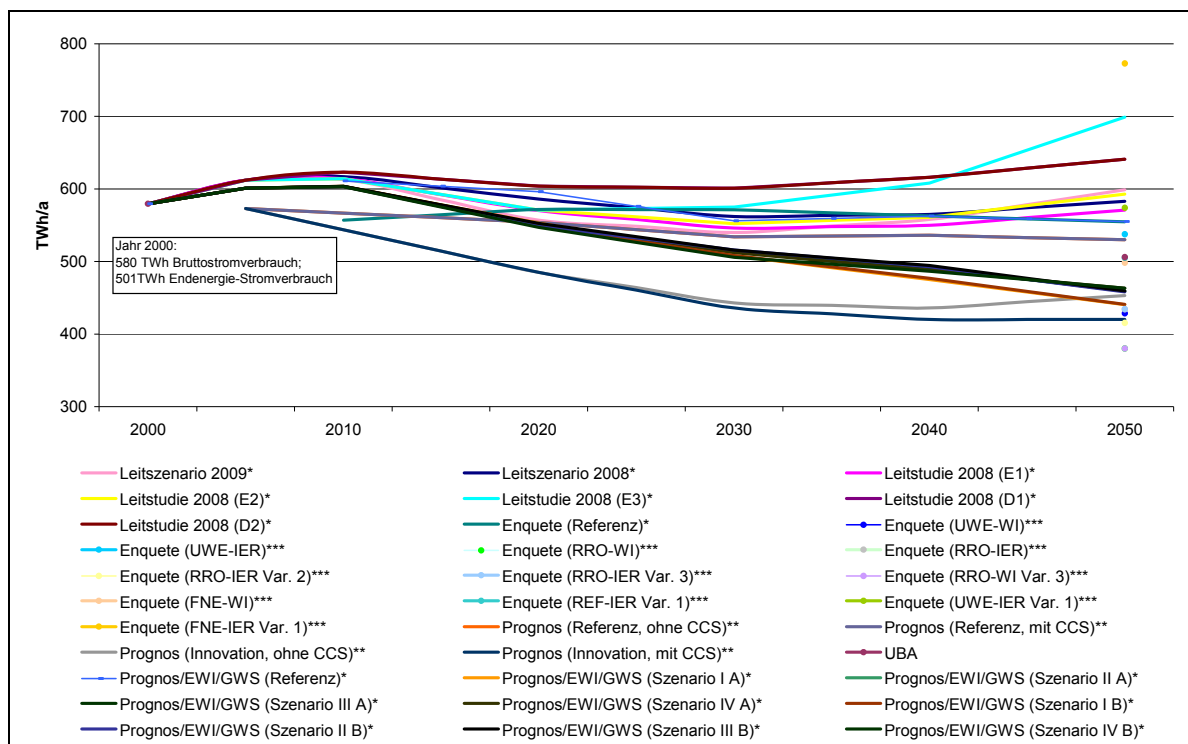
Beim überwiegenden Teil der 31 ausgewerteten Szenarien oder Szenariovarianten für 2050 (ohne die vier Referenzszenarien) liegt der Stromverbrauch in einer Spanne von etwa 430 TWh (Nachfrage der Verbrauchssektoren) bis 600 TWh (Bruttostromverbrauch).

Der SRU geht auf der Basis der Auswertung der vorliegenden Studien für seine eigenen Szenarien zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit der regenerativen Energiequellen von einer Bandbreite für die Elektrizitätsnachfrage (Bruttostromnachfrage) von 500 bis 700 TWh/a in Deutschland im Jahr 2050 aus, die durch regenerative Energiequellen gedeckt werden muss.

**87.** Im Folgenden wird die vorgenommene Auswertung der vorliegenden nationalen und internationalen Szenarien detaillierter dargestellt.

Abbildung 3-1

### Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland in ausgewählten Szenarien



\*) Bruttostromverbrauch, \*\*) Nettostromverbrauch, \*\*\*) Endenergie-Stromverbrauch

Quellen: Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009; Öko-Institut und Prognos AG 2009; KLAUS et al. 2010; BMWi 2010b; AGE 2009; SCHLESINGER et al. 2010; eigene Berechnungen

Die Referenzszenarien der Enquete-Kommission und des Öko-Instituts und der Prognos AG nehmen für 2050 eine Stromnachfrage zwischen 530 bis 555 TWh/a an. Dabei wurde von unterschiedlichen Basisjahren aus modelliert (Enquete: Basisjahr 2000; Öko-Institute und Prognos AG: Basisjahr 2005), und es wurden unterschiedliche Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Bevölkerungszahl und zum Wirtschaftswachstum getroffen. Die Annahmen für die Referenzszenarien erscheinen nach heutigem Wissensstand plausibel, sodass der SRU die Nachfrage als realistisches Ergebnis für einen moderaten Politikpfad ansieht. Verglichen mit dem Status Quo bedeutet diese zukünftige Stromnachfrage eine Abnahme. Im Gegensatz dazu kommt die Studie der FfE

in ihrem Referenzszenario zu dem Ergebnis, dass der Stromverbrauch bis 2050 „leicht steigen“ wird (FfE 2009, S. 183), ohne dies jedoch zu quantifizieren. Die unterschiedlichen Entwicklungen in den Referenzszenarien lassen sich mit den getroffenen Annahmen zu den Entwicklungen der Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren erklären. Hierbei wirkt einerseits das jeweils angenommene Wirtschafts- bzw. Aktivitätswachstum verbrauchserhöhend, während im Gegensatz dazu verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz einen senkenden Einfluss auf die Elektrizitätsnachfrage haben. Aus jeweils moderaten Annahmen zu beiden Einflussgrößen resultiert in der Regel fast eine Konstanz der Nachfrage. Eine stärkere Veränderung der einen oder anderen Einflussgröße schlägt sich somit in einer erhöhten oder aber niedrigeren Stromnachfrage nieder.

**88.** Bei den betrachteten Zielszenarien und Szenariovarianten ergibt sich eine sehr viel breitere Spanne in der Stromnachfrage im Jahr 2050: Im Minimalfall liegt sie bei 380 TWh/a (Enquete-Studie, Szenario RRO-WI), im Maximalfall bei netto 773 TWh/a (Enquete-Studie, Szenario FNE-IER Var. 1) in der Stromnachfrage der Verbrauchssektoren. Der Maximalfall beruht jedoch unter anderem auf der Annahme sehr niedriger Kosten für Kernenergie und einer sehr starken Substitution anderer Energieträger durch Elektrizität, so auch von Kraftstoffen im Verkehrsbereich (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002, S. 679 f.). Die beiden FNE-IER-Szenarien der Studie der Enquete-Kommission werden daher im Vergleich als „Ausreißer“ betrachtet. Die höchste Bruttostromnachfrage im Jahr 2050 in den weiteren Szenarien zeigt das E3-Szenario der Leitstudie 2008 (699 TWh/a). Abhängig vom Szenario und den darin hinterlegten Annahmen kann die Stromnachfrage im Jahr 2050 gegenüber dem Referenzfall also etwa um ein Drittel höher oder aber niedriger ausfallen.

Das Leitszenario 2009 sowie die Szenariovarianten der Leitstudie 2008 errechnen für das Jahr 2050 eine Bruttostromnachfrage von 571 bis 699 TWh/a. Diese Spanne liegt in unterschiedlichen Annahmen zu Effizienzsteigerungen, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und zusätzlicher Elektromobilität im System begründet. Die FfE kommt in ihren Szenarien 2 und 3 zu dem Schluss, dass die Stromnachfrage im Jahr 2050 in etwa in der gleichen Höhe wie im Jahr 2005 liegen wird. In der Studie „Energieziel 2050“ des UBA wird der Bruttostromverbrauch des Jahres 2050 mit 506 TWh angegeben. Zusammenfassend sind die untersuchten Szenarioergebnisse in Abbildung 3-1 dargestellt.

Ergänzend wird auf das Energiekonzept des FVEE verwiesen, das von einer Stromnachfrage von 764 TWh/a im Jahr 2050 ausgeht. Diese Studie hat jedoch eher deskriptiven Charakter und verweist unter anderem auf die Stellungnahme Nr. 15 des SRU (SRU 2010).



### 3.2.2.2 Emissionen, Technologiepfade und Kosten in Europa

**89.** In der Literatur besteht weitgehend Einigkeit darüber, dass eine Minderung der THG-Emissionen im Stromsektor ökonomisch und technisch leichter zu realisieren ist als in anderen Sektoren (z. B. Verkehr, Industrie und Landwirtschaft). Daher nehmen Studien, die das gesamte Energiesystem modellieren, in der Regel eine vergleichsweise frühe und weitgehende Emissionsminderung in der Elektrizitätserzeugung an (IEA 2009; KNOPF et al. 2010; EDENHOFER et al. 2009; ECF 2010). In allen betrachteten internationalen Szenarien war es möglich, bis 2050 weitgehende Emissionsminderungen zu erreichen (s. Tab. 3-1). In mehreren Szenarien wird im Jahr 2050 sogar eine nahezu vollständige CO<sub>2</sub>-Neutralität bei der Stromversorgung erreicht.

**90.** Höchst unterschiedlich sind allerdings die Wege, mit denen dieses Ergebnis erzielt wird. Die größten Unterschiede bestehen in Bezug auf den Beitrag, den Energieeffizienz zur Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Stromnachfrage leisten kann (vgl. Abschn. 3.2.2.1). Ebenfalls sehr heterogen sind die Technologiepfade, durch die eine Minderung der spezifischen Emissionen erreicht wird. Einigkeit besteht zunächst darüber, dass erneuerbare Energien in jedem Fall eine wichtige Rolle spielen werden. Der für 2050 berechnete Anteil variiert zwischen 34 % und 100 % (s. Tab. 3-1). Bemerkenswert ist dabei, dass der Anteil der erneuerbaren Energien auch in den internationalen Referenzszenarien erheblich wächst, von heute etwa 16 auf 20 bis 42 % im Jahr 2050. In einem Großteil der analysierten Szenarien tragen aber auch fossile Kraftwerke mit CCS-Technologie und Kernkraftwerke in erheblichem Maße zur Stromversorgung bei. Manche Studien weisen ausdrücklich darauf hin, dass nach ihren Berechnungen alle drei oder wenigstens zwei der drei Optionen eingesetzt werden müssen, um ehrgeizige Minderungsziele zu erreichen (EURELECTRIC 2010), wobei diese Aussage sich teilweise auf die globale Ebene bezieht (KNOPF et al. 2010) und daher nicht für jede einzelne der modellierten Regionen gelten muss. Andere Studien versuchen dagegen durch verschiedene technische und ökonomische Analysen zu zeigen, dass weder Kernenergie noch fossile Quellen in größerem Umfang eingesetzt werden müssen. Sie entwickeln Szenarien für eine Stromversorgung vollständig oder fast vollständig aus erneuerbaren Quellen (ECF et al. 2010; EREC 2010; EREC und Greenpeace International 2010; SEI 2009; CZISCH 2005). Dabei gehen sie entweder von einem moderaten Stromimport aus Nordafrika oder anderen Regionen aus (ECF et al. 2010; EREC 2010; SEI 2009; CZISCH 2005) oder beinhalten einen geringen Restanteil an fossilen Quellen zur Netzstabilisierung (EREC und Greenpeace International 2010). Die Studie der European Climate Foundation (ECF) kommt nach umfangreichen Berechnungen zu dem Ergebnis, dass die Kosten verschiedener Szenarien (40, 60, 80 und 100 % des Stroms aus erneuerbaren Energien) nur relativ geringfügig voneinander abweichen und schlussfolgert, dass bei der Wahl des Technologiepfades nicht Kostenkriterien, sondern andere Faktoren wie beispielsweise

Risikotoleranz, Technologieentwicklung, bestehende Infrastruktur, Ressourcenverfügbarkeit und Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle spielen (ECF et al. 2010, S. 9).

**91.** Die konkrete Ausgestaltung des Energiemixes hängt dabei nicht so sehr von den gewählten Stabilisierungszielen ab, sondern vor allem von den Modellannahmen über Technologien, Lernkurven und Ressourcenpreise (KNOPF et al. 2010). Dies ist zum Teil dadurch zu erklären, dass die Kosten für wichtige Technologien (z. B. CCS, Kernenergie und Windenergie) teilweise relativ dicht beieinander liegen, sodass unterschiedliche Annahmen einen entscheidenden Einfluss auf die Technologiewahl haben können (ANANDARAJAH et al. 2009, S. v). Dies gilt insbesondere für Optimierungsmodelle.

Das angenommene Gesamtnachfrageniveau variiert stark zwischen den verschiedenen Szenarien. Dadurch entsprechen zum Teil ähnliche absolute Mengen erneuerbar erzeugten Stroms sehr unterschiedlichen prozentualen Anteilen. So deckt beispielsweise die von mehreren Studien für das Jahr 2050 projizierte absolute Erzeugung aus erneuerbaren Energien von circa 3.000 TWh in verschiedenen Szenarien Anteile von 60, 91 oder sogar 100 % der Gesamtproduktion ab (s. Tab. 3-1). Die berechnete Gesamtmenge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen liegt in den analysierten Szenarien im Jahr 2050 zwischen etwa 2.000 und 5.000 TWh.

**92.** Die Frage, wie Stromangebot und -nachfrage miteinander verbunden werden, steht methodisch nicht im Zentrum der meisten analysierten Szenariostudien. Die gängigen internationalen Energiewirtschafts- und Energiesystemmodelle besitzen in der Regel nur eine sehr grobe regionale und zeitliche Auflösung. Sie können daher nicht im Detail untersuchen, wie größere Mengen an fluktuierender Stromeinspeisung in das Netz integriert werden können und wie standortgebundene Erzeugung (z. B. durch Offshore-Windenergieanlagen) zu den Verbrauchszentren transportiert werden kann. Dementsprechend enthalten viele der Studien zwar Hinweise auf diese für erneuerbare Energien typischen Herausforderungen, analysieren sie aber nicht im Detail (EURELECTRIC 2010; KNOPF et al. 2010).

**93.** Alle betrachteten internationalen Studien beschäftigen sich auch mit den ökonomischen Implikationen des Dekarbonisierungsprozesses. Allerdings variiert dabei die Detailtiefe. Nicht alle Studien erstellen umfassende Kostenberechnungen für die von ihnen entwickelten Szenarien. Da außerdem verschiedene Kostenarten berechnet werden (spezifische Investitionen pro installierter Kapazität, zusätzliche Investitionen gegenüber dem Referenzszenario, kumulativer Wohlfahrtsverlust des Szenarios, durchschnittliche Stromgestehungskosten, Gesamtkosten für die Stromerzeugung etc.), ist ein systematischer Vergleich aller Szenarien nicht möglich. Dennoch führt eine Durchsicht der verschiedenen Studien zu interessanten Ergebnissen. Insgesamt bestehen bei den

Kostenabschätzungen große Spannbreiten, vor allem zwischen den Studien, teilweise aber auch zwischen den innerhalb einzelner Studien verwendeten Modellen (z. B. HULME et al. 2009, S. 17). Gerade auch in Relation zu diesen prognostischen Unsicherheiten fallen die berechneten Kostenunterschiede zwischen Referenz- und Dekarbonisierungsszenarien sehr moderat aus (ECF et al. 2010; EDENHOFER et al. 2009; EURELECTRIC 2010; EREC und Greenpeace International 2010; KNOPF et al. 2010). Tendenziell steigen im Dekarbonisierungspfad die Investitionsausgaben vor allem kurz- und mittelfristig. Dies ergibt sich nicht nur aus Investitionen in Erzeugungskapazitäten (vor allem erneuerbare Energien, z. T. auch Kernkraft und Gaskraftwerke zur Netzstabilisierung) und Minderungstechnologien (CCS), sondern auch aus dem Ausbau von Netzen und Speichern. Dem stehen allerdings niedrigere Betriebskosten gegenüber, die aufgrund der größeren Unabhängigkeit von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen auch langfristig bestehen bleiben. Aufgrund dieser Verschiebungen gehen mehrere Studien davon aus, dass die Gesamtkosten für die Stromversorgung nach einem anfänglichen moderaten Anstieg deutlich abfallen. Dies gilt insbesondere für Szenarien mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromproduktion. In diesen wird davon ausgegangen, dass die Gesamtkosten schon mittelfristig niedriger liegen als im Referenzfall (ECF et al. 2010; EREC und Greenpeace International 2010). In welchem Maße sich beide Effekte aufheben, hängt allerdings von schwer vorhersagbaren, langfristigen Kostenentwicklungen ab, vor allem in Bezug auf fossile Rohstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und Lerneffekte bei neueren Technologien.

Tabelle 3-1

## Vergleich europäischer Szenarien: Annahmen und Ergebnisse für den Stromsektor im Jahr 2050

Studie	Szenario	Region	Ø BIP Wachstum [%/a]	Brutto-Stromerzeugung [TWh]	Erzeugung aus EE [TWh]	Anteil EE [%]	Anteil Fossile [%]	Anteil Nuklear [%]	Netto-Stromimport [%]	CO2 Minderung [% ggü. Jahr]	CCS im Stromsektor
IEA WEO	Heute (2007)	EU-27		3.325	529	15,9%	56%	28,1%			
IEA WEO	Referenz 2030	EU-27	1,5%	3.968	1.330	33%	48%	19%			
IEA WEO	450ppm 2030	EU-27	1,5%	3.822	1.677	44%	26%	30%			
<b>Referenzszenarien 2050</b>											
Greenpeace/EREC	Referenz	OECD-Europa	1,4%	5.351	2.242	42%	46%	12%			nein
IEA ETP	Referenz	OECD-Europa		4.819	1.908	40%	44%	17%			nein
ADAM	M1-Adaptation	EU-27	1,6%	4.300	1.600	38%	31%	27%			
ECF	Referenz	EU+NOR+CH	1,8%	4.800	1.632	34%	49%	17%			nein
Eurelectric	Referenz	EU-27	~1,7%	4.650	1.600	34%	28%	38%			ja
ADAM	Referenz	EU+NOR+CH	1,6%	7.000	1.400	27%	55%	18%			nein
RECIPE	Base-IMACLIM	EU-27		7.500	2.000	27%	58%	15%			nein
RECIPE	Base-WHICH	EU-27		5.800	1.500	25%	45%	30%			nein
SEI	Referenz	EU-27	1,5%	4.114	834	20%	60%	20%			nein
<b>Dekarbonisierungsszenarien 2050</b>											
EREC	Rethinking 2050	EU-27		4.987	4.987	100%	0%	0%	ja (NA/NO)		nein
Czisch	Grundszenario	Eurasien+NA		4.319	4.320	100%	0%	0%	ja		nein
ECF	100% EE	EU+NOR+CH	1,8%	4.900	4.900	100%	0%	0%	15% (NA)	95-100%	nein
SEI	Mitigation	EU-27	1,2%	3.047	3.047	100%	0%	0%	7,5% (NA)	92%/1990	nein
Greenpeace/EREC	advanced (re. energy (r)evolution	OECD-Europa	1,37%	4.119	3.995	97%	2%	0%		99%/2007	nein
Greenpeace/EREC	energy (r)evolution	OECD-Europa	1,37%	3.462	3.167	91%	9%	0%		95%/2007	nein
ECF	80% EE	EU+NOR+CH	1,8%	4.900	3.920	80%	10%	10%		95-100%/1990	ja
ADAM	400ppm-EuroMM	EU-27		2.750	2050	75%	0%	25%	DE: 50%		gering
ADAM	450ppm-EuroMM	EU-27		2.800	2050	73%	9%	18%	DE: 35%		
ECF	60% EE	EU+NOR+CH	1,8%	4.900	2.940	60%	20%	20%		95-100%/1990	ja
RECIPE	450ppm-REMIND-R	EU-27		6.500	3.600	55%	15%	30%		~50%/1990	nein
IEA ETP	BLUE Map	OECD-Europa		3.636	2.007	55%	16%	29%	Variante		ja
RECIPE	450ppm-IMACLIM	EU-27		4.900	2.500	51%	28%	21%		~100%/1990	ab ~2040
Eurelectric	PowerChoices	EU-27	~1,7%	5.200	2.000	40%	31%	28%		89%/2005	ja
ECF	40% EE	EU+NOR+CH	1,8%	4.900	1.960	40%	30%	30%		95-100%/1990	ja
RECIPE	450ppm-WITCH	EU-27		5.500	2.000	36%	14%	50%		~60%/1990	ja
ADAM	400ppm-POLES	EU+NOR+CH	1,6%	6.150	2.300	36%	27%	37%		89-103%/1990	ja
ADAM	450ppm-POLES	EU+NOR+CH	1,6%	6.900	2.350	34%	23%	43%			ja

Teilweise ungefähre Werte (aus grafischer Darstellung abgeleitet oder gerundet)

Teilweise bestehen signifikante Unterschiede bei der Definition einzelner Indikatoren und bei der Abgrenzung des Stromsektors

Abkürzungen: CH (Schweiz), DE (Deutschland), NA (Nordafrika), NO (Nahe Osten), NOR (Norwegen), EE (erneuerbare Energien), CSP (Concentrated Solar Power)

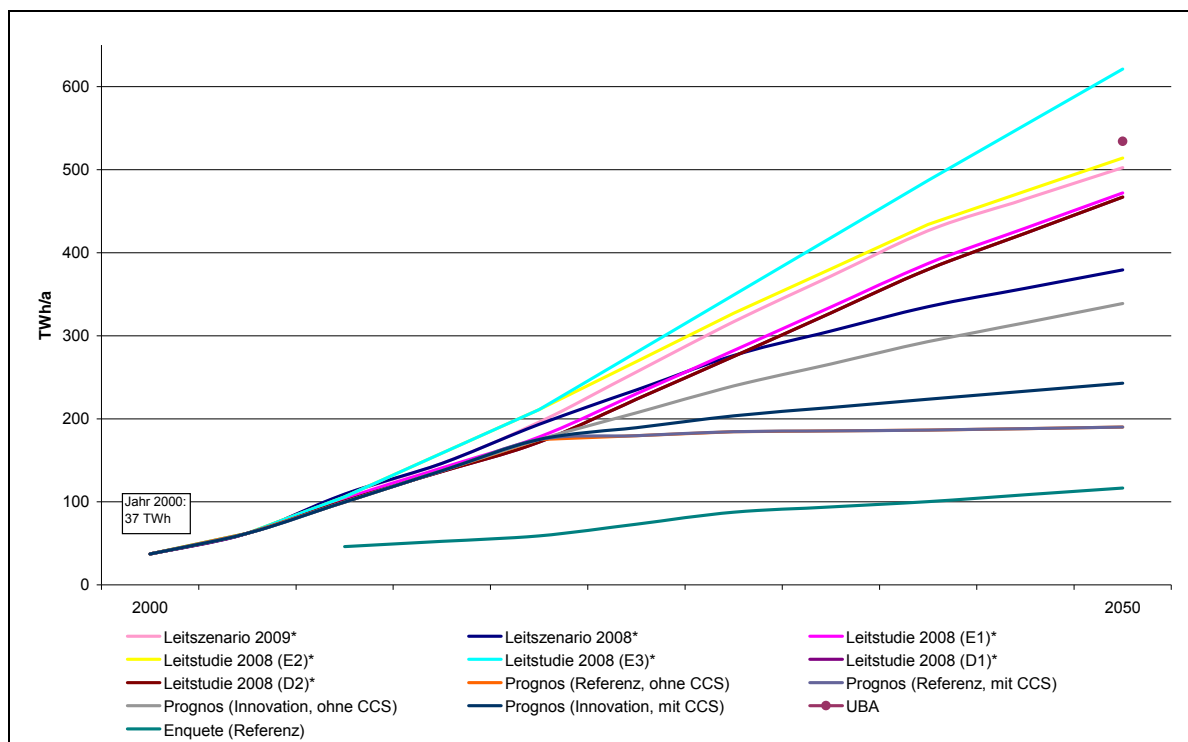
Quelle: HULME et al. 2009; EREC und Greenpeace International 2010; IEA 2010; SEI 2009; EURELECTRIC 2010; EDENHOFER et al. 2009; EREC 2010; ECF et al. 2010; CZISCH 2005; eigene Berechnungen

### 3.2.2.3 Emissionen, Technologiefade und Kosten in Deutschland

94. Der zukünftige Beitrag der erneuerbaren Energien wird in den untersuchten nationalen Szenarien sehr unterschiedlich eingeschätzt (s. Abb. 3-2). Das ist unter anderem durch unterschiedliche Basisjahre und Annahmen zu zukünftigen Kostenentwicklungen bedingt. Die Referenzfälle der Studien der Enquete-Kommission und des Öko-Institutes und der Prognos AG errechnen eine Menge von 117 bzw. 190 TWh/a erneuerbar produzierten Stroms im Jahr 2050. Bereits im Jahr 2008 lag die tatsächliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (93,3 TWh/a) jedoch in einer Höhe, wie sie der Referenzfall der Studie der Enquete-Kommission erst für Mitte der 2030er-Jahre angibt. Da die Studie des Öko-Institutes und der Prognos AG auf eine aktuellere Datenbasis zurückgreift und die Dynamik der Entwicklung der letzten Jahre einbezieht, erscheinen diese höheren Werte aus Sicht des Jahres 2010 plausibler.

Abbildung 3-2

#### Entwicklung des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes (Deutschland, inkl. Importe)



Quelle: NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009; Öko-Institut und Prognos AG 2009; Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; KLAUS et al. 2010; BMU 2010; eigene Berechnungen

Einige der genannten Zielszenarien und Szenariovarianten kommen zu deutlich höheren Werten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050: Das Leitszenario 2009 errechnet eine Erzeugungsmenge von Strom aus erneuerbaren Energien in Höhe von 503 TWh/a im Jahr 2050, von denen 379 TWh/a inländisch generiert

werden. Die Szenariovarianten der Leitstudie 2008 liegen zwischen 472 und 621 TWh/a. Im Innovationsszenario des Öko-Institutes und der Prognos AG wird die Menge erneuerbar erzeugten Stroms im Jahr 2050 mit 243 (Variante mit CCS) bzw. 339 TWh/a (Variante ohne CCS) beziffert. In der Variante RRO-IER Var. 2 der Enquete-Kommission wird die gesamte Elektrizitätsnachfrage von 415 TWh/a mithilfe regenerativer Energiequellen gedeckt (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002, S. 659). Auch im Szenario „Regionenverbund“ des UBA wird die gesamte Elektrizitätsnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt. Hier liegt die Strommenge aus erneuerbaren Energien mit 506 TWh im Jahr 2050 in ähnlicher Höhe wie im Leitszenario 2009.

**95.** Grundsätzlich kommt es in fast allen Szenarien (mit Ausnahme der FNE-Szenarien der Enquete-Kommission), die die Emissionsziele erreichen, zu einem massiven Ausbau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms. Dabei wird in der Regel davon ausgegangen, dass die Windenergie eine herausragende Rolle spielen wird (NITSCH und WENZEL 2009, S. 40; KLAUS et al. 2010).

Tabelle 3-2

### Vergleich nationaler Szenarien: Annahmen und Ergebnisse für den Stromsektor im Jahr 2050

Vergleich nationaler Szenarien mit Zeithorizont: 2050		Basisjahr	Sozioökonomischer Rahmen		Stromnachfrage gesamt [TWh]	EE- Erzeugung inkl. Importe [TWh]	Strommix		Importe EE-Strom [TWh]	Minderung der THG-Emissionen % (ggü. 1990)	Kosten THG-Preise (€/t CO2e)	Technik CCS?
Studie	Szenario		Bevölkerung [Mio.]	BIP Ø- Wachstum [%/a]			EE	fossil				
<b>Referenzszenarien</b>												
Enquete	Referenz (IER)	2000	67.8	1,37%	555*	117	21%	79%	0%	0	31%	nein
Prognos/Öko-Institut	Referenz, ohne CCS	2005	72.2	0,70%	530**	200	38%	62%	0%	10	43%	nein
Prognos/Öko-Institut	Referenz, mit CCS	2005	72.2	0,70%	530***	200	38%	62%	0%	10	49%	ja
<b>Zielszenarien</b>												
Enquete	UWE-WI	2000	67.8	1,37%	428***		~ 20 %		0%		80%	ja
Enquete	UWE-IER	2000	67.8	1,37%	538***		~ 20 %		0%		80%	ja
Enquete	UWE-IER Var. 1	2000	67.8	1,37%	380***		~ 20 %		0%		80%	ja
Enquete	RRO-WI	2000	67.8	1,37%	380***		> 50%		0%		80%	nein
Enquete	RRO-IER	2000	67.8	1,37%	434***		> 50%		0%		80%	nein
Enquete	RRO-IER Var. 1	2000	67.8	1,37%	431***		> 50%		0%		80%	nein
Enquete	RRO-IER Var. 2	2000	67.8	1,37%	415***		100%	0%	0%		95%	nein
Enquete	RRO-IER Var. 3	2000	67.8	1,37%	434***		> 50%		0%		80%	nein
Enquete	RRO-WI Var. 3	2000	67.8	1,37%	380***		> 50%		0%		80%	nein
Enquete	FNE-WI	2000	67.8	1,37%	498***				> 0%		80%	nein
Enquete	FNE-IER	2000	67.8	1,37%	730***				> 0%		80%	nein
Enquete	FNE-IER Var. 1	2000	67.8	1,37%	505***				> 0%		80%	nein
Enquete	REF-IER Var. 1	2000	67.8	1,37%	574***						80%	nein
Prognos/Öko-Institut	Innovation, ohne CCS	2005	72.2	0,70%	453**	339	75%	25%	0%	48	88%	nein
Prognos/Öko-Institut	Innovation, mit CCS	2005	72.2	0,70%	420**	243	58%	42%	0%	51	88%	ja
Leitszenario 2009	Leitszenario 2009	2008	75.1	1,12%	599*	503	84%	16%	0%	123	80%	nein
Leitszenario 2008	Leitszenario 2008	2007	75.1	1,12%	583*	472	82%	18%	0%	121	79%	nein
FVEE	Energiekonzept 2050				764*	764*	100%	0%	0%	0	100%	nein
<b>Explorative Szenarien</b>												
Leitszenario 2008 (E1)	E1	2007	75.1	1,12%	571*	472	83%	17%	0%		81%	nein
Leitszenario 2008 (E2)	E2	2007	75.1	1,12%	593*	514	87%	13%	0%		83%	nein
Leitszenario 2008 (E3)	E3	2007	75.1	1,12%	699*	621	89%	11%	0%		85%	nein
Leitszenario 2008 (D1)	D1	2007	75.1	1,12%	641*	467	73%	27%	0%		62%	nein
Leitszenario 2008 (D2)	D2	2007	75.1	1,12%	641*	467	73%	27%	0%		60%	ja

\*) Bruttostromverbrauch

\*\*) Nettostromverbrauch

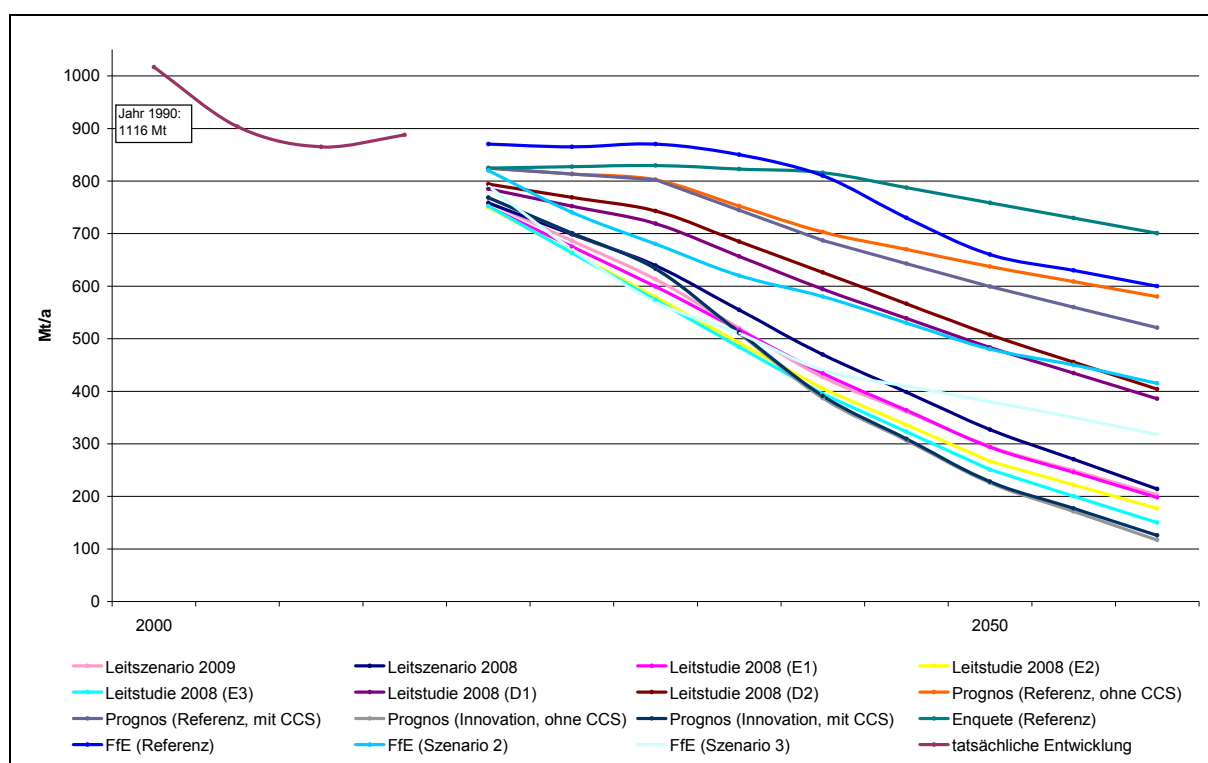
\*\*\*\*) Endenergie-Stromverbrauch

Quelle: Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; NITTSCH und WENZEL 2009; NITTSCH 2008; Öko-Institut und Prognos AG 2009; UNFCCC 2008; eigene Berechnungen

**96.** Neben der zukünftigen Stromnachfrage und Erzeugungsstruktur werden in den genannten Szenarien zum Teil die mit dem jeweiligen Entwicklungspfad verbundenen THG-Emissionen des zukünftigen Energiesystems berechnet (s. Abb. 3-3). Mit ihrer Hilfe ist eine Bewertung der Entwicklungspfade hinsichtlich ihrer Klimaverträglichkeit möglich, da sich beurteilen lässt, ob Emissionsminderungsziele erreicht werden. Nicht alle untersuchten Studien geben Auskunft über sämtliche THG-Emissionen in den Szenarien. So werden zum Teil keine Angaben zu Emissionen von Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) gemacht. Da das Treibhausgas Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) mit 88 % in Deutschland den weitaus größten Teil der gesamten THG-Emissionen ausmacht (UBA 2009a) und zudem nicht alle betrachteten Studien die ermittelten Emissionen nach den unterschiedlichen Quellkategorien ausweisen, wird sich im Folgenden lediglich auf CO<sub>2</sub> (gesamt) bezogen. Als Referenzwerte wurden die des United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) des Jahres 1990 verwendet.

Abbildung 3-3

### Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland in ausgewählten Szenarien



Quelle: Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009; Öko-Institut und Prognos AG 2009; BMWi 2010a; FfE 2009; UNFCCC 2008; eigene Berechnungen

Die Referenzszenarien der untersuchten Studien erreichen das gesteckte Ziel der Minderung der jährlichen Emissionen bei Weitem nicht. Im Referenzszenario der Studie der Enquete-Kommission wird bis zum Jahr 2050 eine Minderung um knapp 31 % erreicht (auf 701 Mt/a).



Die Studie des Öko-Institutes und der Prognos AG erreicht für den Referenzfall ohne CCS eine Minderung um 42 % (auf 580 Mt/a) und für den Referenzfall mit CCS um etwa 49 % (auf 521 Mt/a). Das Erreichen der Emissionsminderungsziele ist offensichtlich ohne weitergehende energiepolitische Maßnahmen unrealistisch.

Demgegenüber erreichen die Szenariovarianten der Leitstudie 2008 Emissionswerte zwischen 150 und 404 Mt/a CO<sub>2</sub> im Jahr 2050, was einer Minderung um 85 % bzw. 60 % entspricht. Diese Werte bilden zwar nicht weitere THG-Emissionen wie CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O ab, die niedrigen Werte erlauben dennoch die Schlussfolgerung, dass eine Minderung der jährlichen gesamten THG-Emissionen um mehr als 80 % bis zum Jahr 2050 bei entsprechender energiepolitischer Intervention möglich ist. Dies zeigen auch die unter eben dieser Vorgabe entwickelten und oben vorgestellten Zielszenarien der Enquete-Studie. In dem in der Studie des UBA vorgestellten Szenario „Regionenverbund“ wird der Strombedarf des Jahres 2050 sogar komplett regenerativ, das heißt emissionsneutral, dargestellt. Zu ergänzen sei hier, dass dies in der Studie des FVEE für den gesamten Energiebereich gelingt; jedoch nimmt diese unter anderem Bezug auf die Stellungnahme Nr. 15 des SRU (SRU 2010).

#### **3.2.2.4 Kosten**

**97.** In den meisten Energieszenarien werden Berechnungen zu Kosten der untersuchten Entwicklungspfade durchgeführt, wodurch eine ökonomische Bewertung möglich ist. Von besonderem Interesse ist dabei, wie sich die Gesamtkosten in den Szenarien gegenüber einem Referenzpfad entwickeln und welche Stromgestehungskosten zukünftig erreicht werden. Die Kosten setzen sich aus den Investitionskosten für Kraftwerke und Speicher sowie Infrastrukturen (Kapitalkosten), Brennstoffkosten (z. B. Tonnenpreis Kohle), Betriebskosten (z. B. für Wartung) und Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zusammen. Ihre Berechnung hängt zudem von weiteren Einflussgrößen wie der unterstellten Anlagenbetriebsdauer und -auslastung ab. Die in den Studien berechneten Kosten sind dabei allerdings eher als Angaben zur Größenordnung zu verstehen, da bereits leichte Änderungen einzelner Eingangsgrößen zu einer deutlichen Veränderung des Gesamtergebnisses führen können. Prinzipiell gehen alle genannten Studien davon aus, dass es auch zukünftig zu deutlichen Kostendegressionen bei den erneuerbaren Energien kommen wird. Grund dafür ist vor allem der weiterhin starke nationale und internationale Ausbau und damit verbundene Skaleneffekte.

In dem Bericht der Enquete-Kommission von 2002 werden keine Abschätzungen zur Preisentwicklung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gemacht. Da die fossil-nukleare Stromerzeugung jedoch neben Investitions-, Brennstoff- und Betriebskosten weitere volkswirtschaftliche Kosten (externe Kosten) induziert, wurde versucht, diese in den Berechnungen und Bewertungen zu berücksichtigen. Bei der Quantifizierung der externen Kosten herrschte

jedoch aufgrund fehlender belastbarer Zahlen ein Dissens zwischen den Bundestagsfraktionen, sodass in den Szenariovarianten mit unterschiedlichen Annahmen gerechnet wurde.

Im Leitszenario 2009 wird die Option des Ausbaus der erneuerbaren Energien der fossilen Stromerzeugung gegenübergestellt. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass unter der vollen Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung der Ausbau der erneuerbaren Energien bereits heute Schadenskosten in Höhe von 1,1 Mrd. €/a (NITSCH und WENZEL 2009, S. 65) vermeidet. Die Höhe der Differenz („Differenzkosten“) zwischen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und fossiler Erzeugung werden dabei maßgeblich beeinflusst von angenommenen Kostenentwicklungen von Rohstoffen (fossile Energieträger) und von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten auf Seiten der fossilen Erzeugung sowie antizipierten Kostendegressionen auf Seiten der erneuerbaren Technologien. Im Leitszenario 2009 werden daher zwei Pfade der Preisentwicklung fossiler Energieträger untersucht. Die Schlussfolgerung ist, dass es in der Summe kurzfristig zu höheren (positiven) Differenzkosten durch den unterstellten Ausbau der erneuerbaren Energien kommen wird. Langfristig zeige sich jedoch der „eigentliche Vorteil“ (NITSCH und WENZEL 2009, S. 67) des beschriebenen Ausbaupfades: Bereits in der Dekade nach 2021 würden der Volkswirtschaft Kosten erspart. Bis Mitte des Jahrhunderts stiegen die Einsparungen eines erneuerbaren Ausbaupfades gegenüber einer fossilen Erzeugung noch weiter an. Kumuliert würden die späteren Einsparungen die früheren Zusatzkosten bei Weitem übertreffen. Es wird die Schlussfolgerung gezogen, dass sich die Volkswirtschaft ohne eine Strategie zum verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien spätestens nach 2030 „in Richtung eines wirtschaftlichen Kollapses“ bewegen werde.

Auch Öko-Institut und Prognos AG kommen zu dem Schluss, dass der Innovationspfad mit einem hohen Anteil regenerativer Energiequellen langfristig günstiger als der Referenzpfad ist. Im Jahr 2024 würden die maximalen Nettomehrkosten erreicht (aufsummiert 15 Mrd. €<sub>2007</sub> (Öko-Institut und Prognos AG 2009, S. 368)) und gegen Mitte des Jahrhunderts (2044) die Einsparungen die Mehrkosten übertreffen.

Ebenso kommt der FVEE auf Basis sektorspezifischer Kostenbetrachtungen zu dem Ergebnis, dass durch die Umstellung auf ein 100 % erneuerbares Energiesystem zunächst Mehrkosten erzeugt würden (FVEE 2010a). Das Maximum würde im Jahr 2015 mit 17 Mrd. Euro an Mehrkosten erreicht, und bis 2050 käme es dann jedoch zu Einsparungen in Höhe von 730 Mrd. Euro.

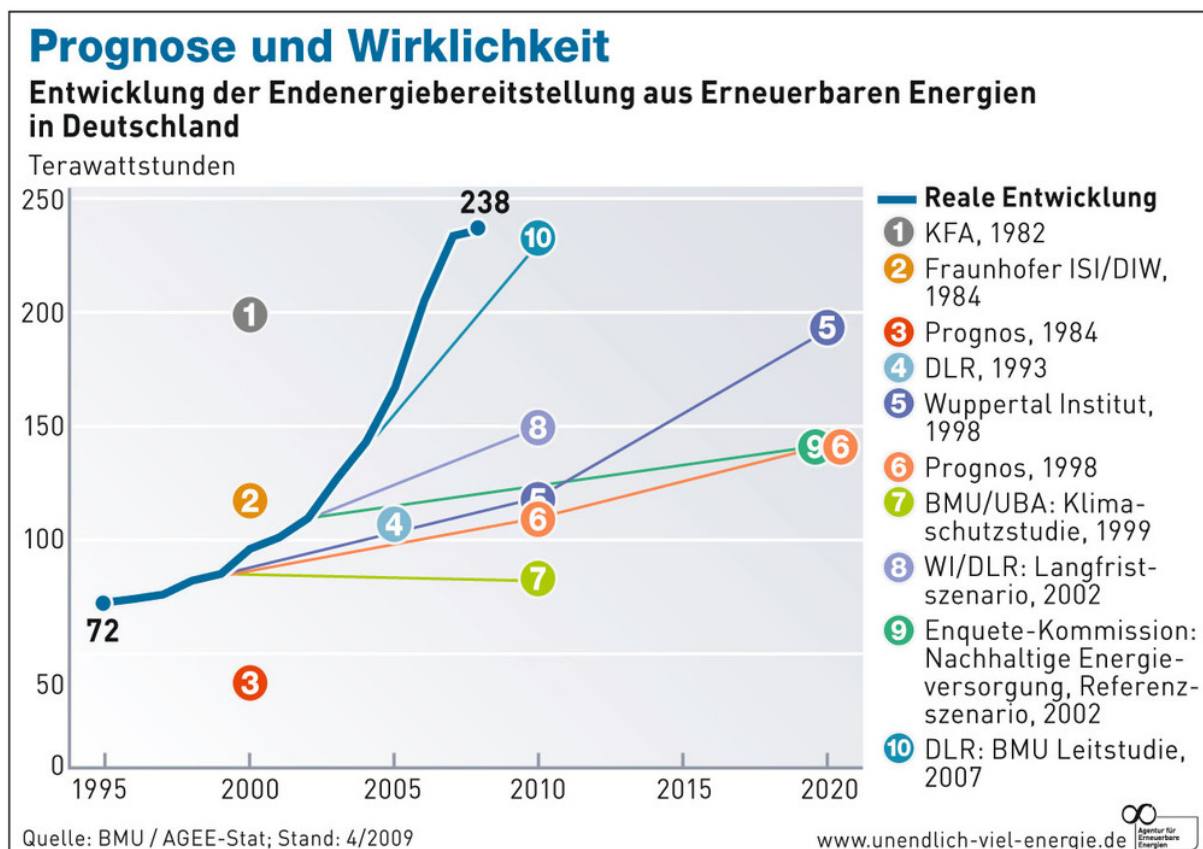
In der Studie der FfE werden keine Angaben zu den Kosten der Entwicklungspfade gemacht. Gleiches gilt für die Studie des UBA, das sich explizit auf die technische Perspektive fokussiert (KLAUS et al. 2010).

### 3.2.3 Zum Problem der systematischen Unterschätzung der erneuerbaren Energien

98. Insbesondere supra- bzw. internationalen Institutionen wie der Europäischen Kommission und der Internationalen Energieagentur ist in der Vergangenheit immer wieder vorgeworfen worden, dass sie das wirtschaftliche Potenzial der erneuerbaren Energien systematisch unterschätzen und damit deren Ausbau hemmen (PIEPRZYK und HILJE 2009; RECHSTEINER 2008). Tatsächlich zeigen zahlreiche Analysen, dass der Kapazitätszubau bei den erneuerbaren Energien in den letzten Jahren nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa und der Welt weit stärker war, als von den meisten Studien antizipiert (z. B. Abb. 3-4). Zum Teil sind die vor etwa zehn Jahren für 2020 prognostizierten Mengen an Endenergie aus erneuerbaren Quellen schon heute weit übertroffen worden (Abb. 3-4). Das Wachstum der Windenergie wurde im letzten Jahrzehnt regelmäßig unterschätzt (Abb. 3-5).

Abbildung 3-4

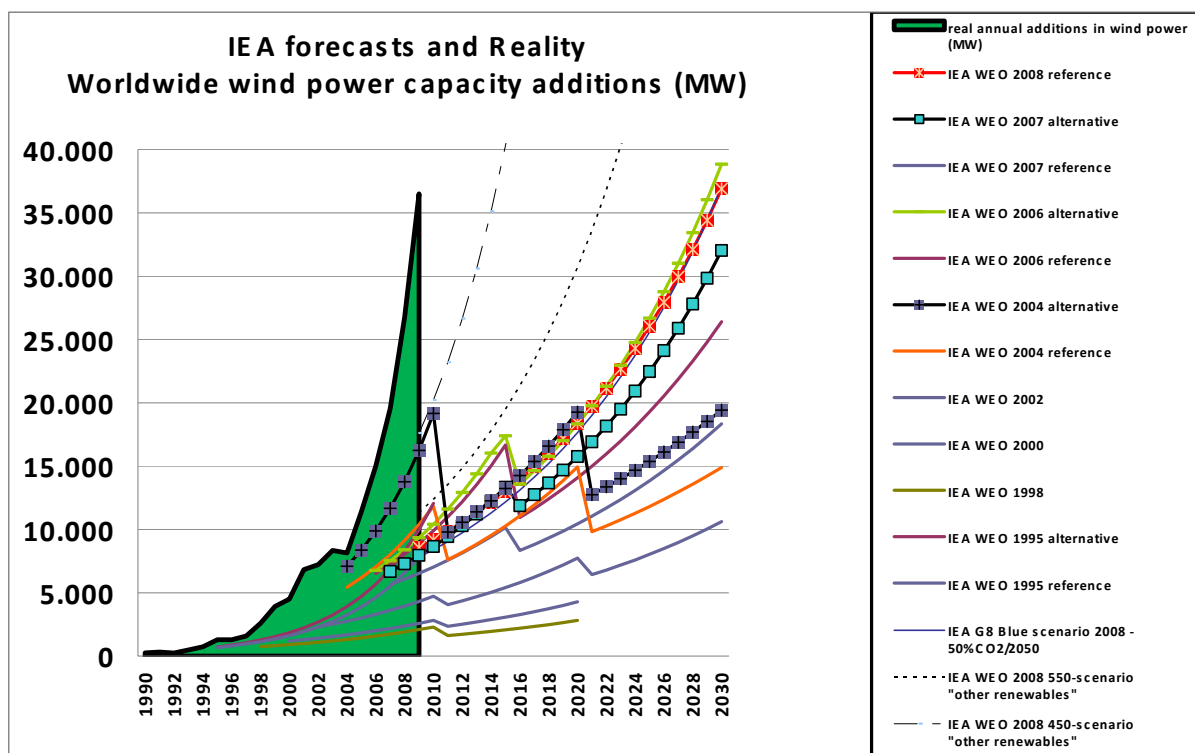
#### Prognosen und reale Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Endenergiebereitstellung in TWh)



Quelle: PIEPRZYK und HILJE 2009

Abbildung 3-5

### Szenarien der Internationalen Energieagentur und tatsächlicher jährlicher Zubau der globalen Windenergieleistung (in MW)

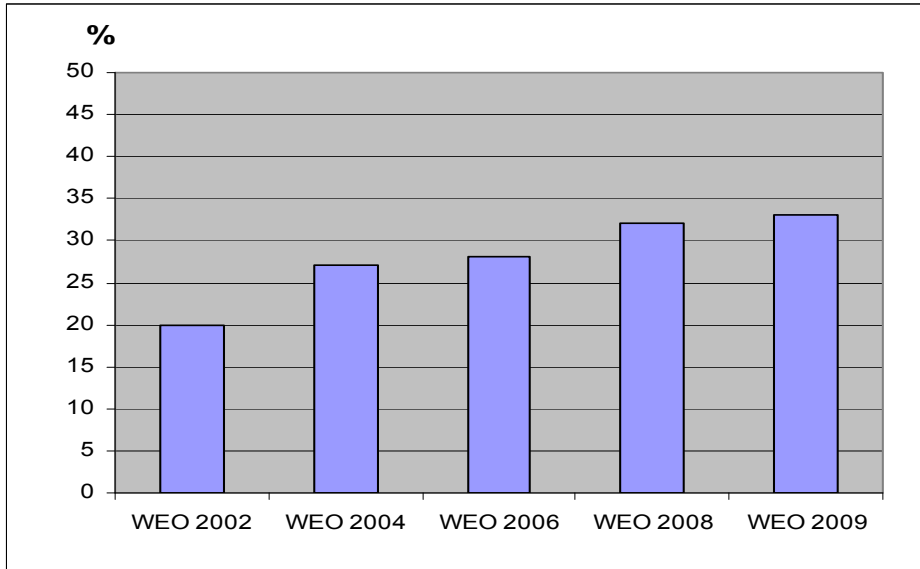


Quelle: RECHSTEINER 2008

Zu beobachten ist auch, dass die Annahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren stetig nach oben korrigiert wurden. So ist beispielsweise der für das Jahr 2030 angenommene Anteil der erneuerbaren Energien an der europäischen Stromerzeugung in den Referenzszenarien des World Energy Outlook von 20 % (IEA 2002) auf 33 % (IEA 2009) angehoben worden (Abb. 3-6). Die Marke von 20 % ist bereits im Jahre 2009 erreicht worden (Abb. 3-7). Bei einer Fortsetzung des derzeitigen Wachstumstrends könnte nach einer Schätzung des Joint Research Centre der Europäischen Kommission schon 2020 bis zu 1.600 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen werden (BLOEM et al. 2010). Das entspräche zwischen 45 und 50 % des gesamten Bedarfs. In fünf der analysierten europäischen Szenarien ist die 50 %-Marke dagegen auch in 2050 noch nicht erreicht worden (Abschn 3.2.2.2).

Abbildung 3-6

**Für 2030 angenommene Anteile an erneuerbaren Energien an der EU-Bruttostromnachfrage in den Referenzszenarien des World Energy Outlook der IEA (International Energy Agency)**

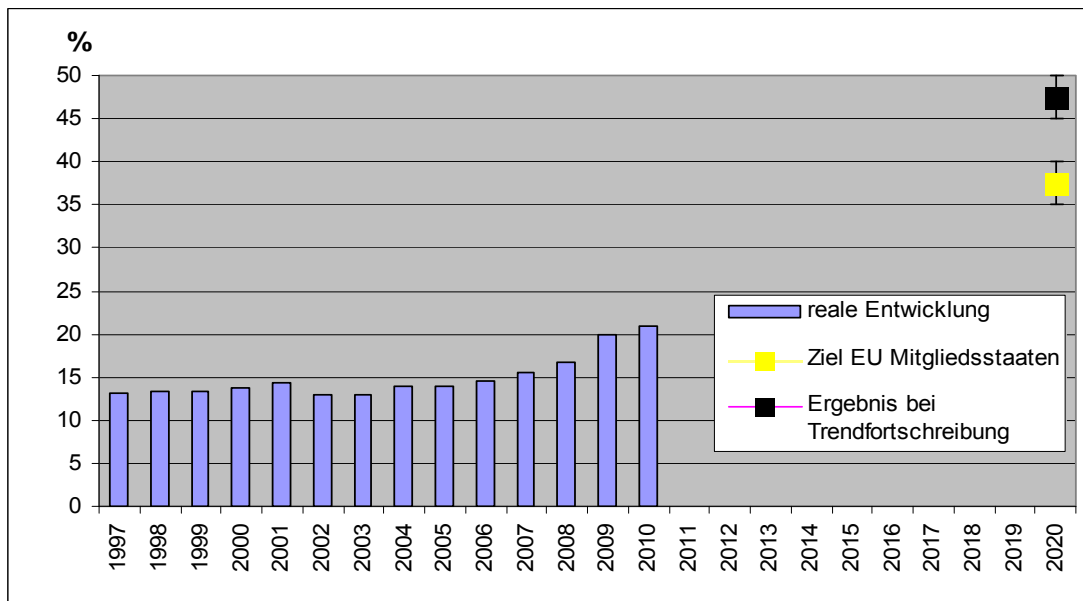


Anmerkung: 2002: EU-15, 2004–2006: EU-25, ab 2008: EU-27

Quelle: IEA 2002; 2004; 2005; 2006; 2008; 2009

Abbildung 3-7

**Entwicklung des Anteils an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung der EU: Reale Entwicklung, Ziel und Trendfortschreibung**

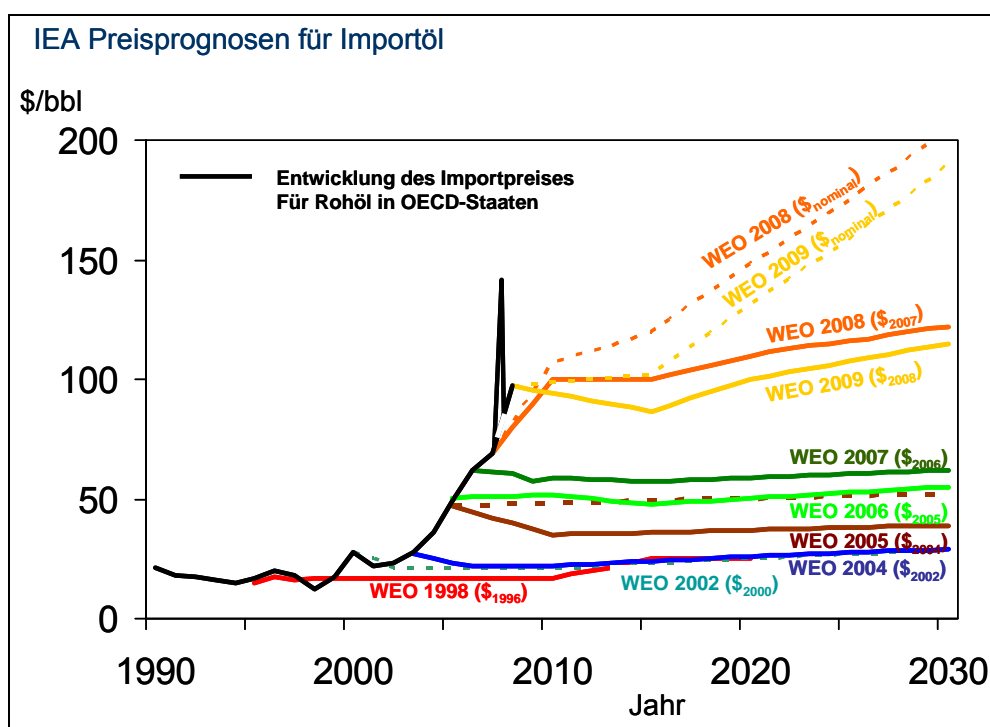


Quelle: BLOEM et al. 2010; EuroStat 2010

99. Die Gründe für die systematische Unterschätzung der wirtschaftlichen Potenziale der erneuerbaren Energien sind vielfältig und können hier nicht umfassend erörtert werden. Deutlich wird aber insgesamt, dass Energieszenarien sehr stark die Realitäten widerspiegeln, die zum Zeitpunkt ihrer Erstellung vorherrschen. Ein Beispiel dafür sind die Annahmen zu Kosten für fossile Brennstoffe, die beträchtliche Folgen für die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien haben. In einer langen Periode gemäßiger Ölpreise – etwa von der Mitte der 1980er-Jahre bis etwa zum Jahr 2004 – schien die Annahme plausibel, dass die Preise fossiler Brennstoffe weiterhin stabil bleiben könnten. In den vergangenen, durch starke Preisanstiege gekennzeichneten Jahren wurden die Prognosen stark nach oben korrigiert (Abb. 3-8). Dabei ist nur ein sehr geringer Anteil der Unterschiede zwischen den Prognosen auf die Inflation zurückzuführen.

Abbildung 3-8

### Ölpreisprognosen der IEA (International Energy Agency) 1998 bis 2008 und realer Ölpreis



WEO = World Energy Outlook der IEA (International Energy Agency)

Quelle: ZITTEL 2010

Teilweise ist eine Unterschätzung der erneuerbaren Energien auch methodisch bedingt. Grundsätzlich konzentrieren sich die meisten Modellierungsstudien – trotz gewisser Erweiterungen – hauptsächlich auf die Frage, wie die Minderung von THG-Emissionen ökonomisch optimiert werden kann. Andere Entscheidungskriterien werden häufig nicht oder nur am Rande (z. B. im Rahmen von Sensitivitätsanalysen) berücksichtigt. Dazu gehören beispielsweise die Schaffung von Arbeitsplätzen oder die Vermeidung von nicht-

klimarelevanten Umweltbelastungen. Obwohl auch erneuerbare Energien nicht ohne Probleme in Bezug auf ökologische Wirkungen und gesellschaftliche Akzeptanz sind, haben sie doch zahlreiche sekundäre Vorzüge gegenüber anderen Minderungstechnologien (Kap. 2.4). Insofern wirkt ein einseitiger Fokus auf CO<sub>2</sub>-Minderungskosten in vielen ökonomischen Analysen im Sinne einer Benachteiligung der erneuerbaren Energien gegenüber anderen technologischen Optionen. Die verengte Sichtweite der ökonomischen Optimierung von THG-Minderungen führt auch dazu, dass Technologiepfade als ökonomisch optimal eingeschätzt werden, deren Umsetzung politisch nicht immer realistisch erscheint. Dies könnte beispielsweise die in manchen Szenarien angenommene Erschließung neuer Braunkohletagebaue, den Erhalt bestehender und den Bau neuer Kernkraftwerke sowie die massive Nutzung der CCS-Technologie betreffen (siehe z. B. EDENHOFER et al. 2009).

Darüber hinaus neigen die makroökonomisch basierten Studien zu einem eher strukturkonservativen Entwicklungspfad, da sie von bestehenden Technologien und Infrastrukturen ausgehen und teilweise nur eine begrenzte Offenheit für radikale und systemische Innovationen haben. So berechnen manche Studien bei Sonnen- und Windenergie die Kosten für umfangreiche Back-Up-Kapazitäten ein, die die Fluktuation der Einspeisung im Bedarfsfall ausgleichen sollen (z. B. IER et al. 2010). Diese Annahme ist aus heutiger Sicht nachvollziehbar, führt allerdings zu einer Überschätzung der Kosten von erneuerbaren Energien, da auf lange Sicht kostengünstigere Möglichkeiten der Netzintegration geschaffen werden können. Technologische Brüche, wie sie sich beispielsweise aus der Realisierung von intelligenten Stromnetzen und damit verbundenen Möglichkeiten der Lenkung der Nachfrage ergeben könnten, sind schwierig zu modellieren.

Geändert haben sich schließlich auch die politischen Rahmenbedingungen (s. a. Abschn. 2.2.2, Kap. 5.2 und 5.3): Die jüngsten wissenschaftlichen Erkenntnisse unterstreichen die Dringlichkeit des Klimaproblems. Viele Länder haben begonnen, stark in erneuerbare Energien zu investieren. Die Europäische Union (EU) hat sich anspruchsvolle Ziele für die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien gesetzt. Instrumente für die Förderung des Ausbaus – vor allem die Einspeisevergütung – breiten sich international aus. Ambitionierte Infrastrukturprojekte wie der Ausbau der Stromnetze im Nordseeraum und die Entwicklung und Anbindung von Solarstrom aus Nordafrika werden ernsthaft und unter Beteiligung großer Wirtschaftsunternehmen betrieben. Diese neue Dynamik bei der Entwicklung der erneuerbaren Energien hat gerade erst begonnen, sich in den neuesten Studien niederzuschlagen. Da in solchen Szenarien die Höhe der fluktuierenden Einspeisung die Integrationsfähigkeit des bestehenden Systems übersteigen wird (Abschn. 5.2.2), rücken Optionen für die kosteneffiziente Integration von fluktuierenden Quellen verstärkt in den Blickpunkt der Studien.

### 3.2.4 Schlussfolgerungen

**100.** Die Analyse der prominentesten Energie- und Stromszenarien in Deutschland und Europa zeigt eine Vielzahl an möglichen Entwicklungspfaden in Bezug auf die Stromnachfrage und den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Die für das vorliegende Sondergutachten relevantesten Ergebnisse sind:

- Es erscheint realistisch, für das in den SRU-Szenarien abgebildete Gebiet Europa–Nordafrika (EUNA) von einer Stromnachfrage von etwa 5.400 TWh (bei einer Stromnachfrage von 500 TWh in Deutschland) bzw. etwa 7.450 TWh (bei einer Stromnachfrage von 700 TWh in Deutschland) im Jahr 2050 auszugehen.
- Es erscheint realistisch, dass der jährliche Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2050 im Bereich von 500 TWh liegt. Dies würde stringente Bemühungen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung für die traditionellen Stromnutzungen voraussetzen, dann aber auch eine Elektrifizierung des Individualverkehrs in einem signifikanten Umfang (etwa die Hälfte der derzeitigen Verkehrsleistung) erlauben. Eine höhere Nachfrage von etwa 700 TWh/a könnte eintreten, wenn keine ehrgeizige Effizienzstrategie umgesetzt würde und wenn es in bestimmten Sektoren zu einer stärkeren Nutzung von Strom anstelle fossiler Energieträger käme (z. B. Straßenverkehr, Heizwärme, industrielle Prozesswärme).
- Die Ausgangshypothese des vorliegenden Sondergutachtens, dass zur Erreichung der deutschen und europäischen Klimaschutzziele eine möglichst vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2050 umgesetzt werden muss, wird von den sektorübergreifenden Studien ganz überwiegend mitgetragen. Sie ergibt sich aus der Erkenntnis, dass eine Emissionsminderung im Stromsektor zu deutlich geringeren Kosten möglich ist als in anderen Bereichen.
- Die Studien zeigen, dass ganz unterschiedliche Optionen sowohl technisch als auch ökonomisch darstellbar sind, um dieses Ziel zu erreichen. Unter den möglichen Technologiepfaden sind sowohl solche, die auf verschiedenen Energiequellen beruhen (fossile Brennstoffe mit CCS, Kernenergie und erneuerbare Energien) als auch solche, die (fast) ausschließlich auf erneuerbare Energien setzen. Welchen Technologien in den unterschiedlichen Szenarien der Vorzug gegeben wird, hängt in starkem Maße auch von der methodischen Vorgehensweise und den zugrunde liegenden Annahmen ab. Insgesamt besteht aber die Tendenz, dass jüngere Studien von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien ausgehen als ältere.
- Die Frage des Lastmanagements wird in den meisten Studien nicht ausreichend berücksichtigt. Szenarien für die langfristige Stromversorgung können nur dann überzeugen, wenn sie sich den Herausforderungen durch teilweise stark fluktuierende



Stromeinspeisung stellen. Eng verbunden mit dem Lastmanagement ist die Frage der ökonomisch-technischen Kompatibilität zwischen fluktuierenden und eher grundlastorientierten Erzeugungsformen, die in der Regel nicht bearbeitet wird. Bemerkenswert ist auch, dass die vom SRU ausführlich betrachtete Option der Nutzung norwegischer Pumpspeicherenergie trotz ihrer offensichtlichen ökonomischen und technischen Attraktivität von keiner der analysierten Studien in Erwägung gezogen wurde.

- In den vorliegenden Studien unzureichend analysiert sind auch die rechtlichen, politischen und gesellschaftlichen Bedingungen, unter denen verschiedene technologische Optionen realisiert werden können. Jedes Dekarbonisierungsszenario beinhaltet Elemente, deren Realisierung auf schwer überwindbare Hemmnisse treffen kann, die unabhängig von technischer und ökonomischer Machbarkeit sind. Dies gilt insbesondere für technologische Großprojekte (Kraftwerke, Kohlenstoffspeicher, Stromnetze), aber auch für kleinere Anlagen und für Effizienzmaßnahmen.
- Kostenberechnungen sind mit extremen Unsicherheiten behaftet. Als gesichert kann jedoch gelten, dass ein stärker auf erneuerbaren Energien beruhender Technologiepfad kurz- und mittelfristig höhere Investitionen erfordert, langfristig sich jedoch kostengünstiger darstellt. Bei den Gesamtkosten für die Stromversorgung im Zeitraum bis 2050 scheinen die Unterschiede relativ moderat, aber angesichts schwer prognostizierbarer Kostenentwicklung kann nicht zuverlässig prognostiziert werden, welcher Pfad kostengünstiger wäre. Die Studien zeigen auch, dass Energieeffizienz und -einsparung einen wichtigen Beitrag zur Kostensenkung leisten können.

### **3.3 Optionen der 100 %-Vollversorgung**

#### **3.3.1 Vorüberlegungen zur Methodik**

##### **3.3.1.1 Das Modell REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt**

**101.** Verschiedene Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung wurden vom Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart (DLR) mit dem Energiemodell REMix für den SRU berechnet. Das DLR verfügt über langjährige Erfahrung in der Forschung zur Technik- und Kostenentwicklung regenerativer Energiequellen und ist auf dieser Basis regelmäßig an Studien über zukünftige Energieversorgungsstrukturen in Deutschland beteiligt gewesen (u. a. NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009). Auch wenn das Modell REMix wohl als das zurzeit beste deutsche Modell zur Berechnung optimierter Elektrizitätsversorgungsszenarien auf Stundenbasis für Deutschland und Europa angesehen

werden kann, so muss doch betont werden, dass die vorgelegten Ergebnisse von einer Vielzahl von Annahmen abhängen. Nach Einschätzung des SRU sind alle getroffenen Annahmen plausibel und stellen eine angemessene Abbildung des besten verfügbaren Wissens dar, auch wenn zum Beispiel bei der Einschätzung zukünftiger Preis- und Kostenentwicklungen für konventionelle Energieträger und Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen über einen Zeitraum von vierzig Jahren nicht unerhebliche Unsicherheiten bestehen.

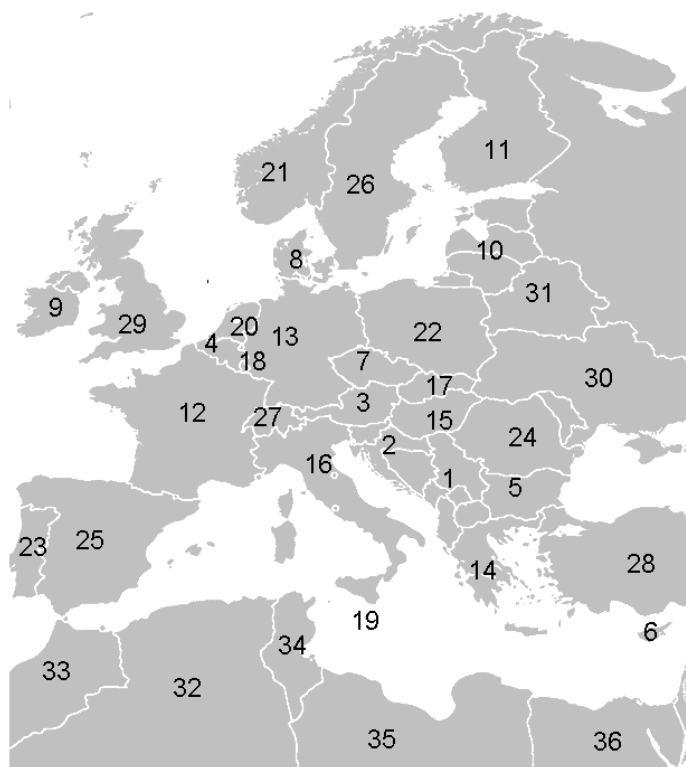
Im Folgenden wird das Modell in seinen Grundzügen vorgestellt. Weitere Details zum Modell REMix und den getroffenen Annahmen wurden in einem gesonderten Materialienband (DLR 2010a) veröffentlicht.

**102.** Das REMix-Modell analysiert in einem ersten Schritt die Potenziale erneuerbarer Energieträger und berechnet anschließend auf dieser Grundlage einen für die vorgegebenen Rahmenbedingungen optimierten (kostenminimalen) Mix von Energieträgern.

Die Potenzialanalyse beruht auf einer detaillierten Datenbasis in Form eines geografischen Informationssystems (GIS), das die Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energieträger in Deutschland, Europa und Nordafrika in einer hohen Auflösung (Rasterzellen von 10 km x 10 km) erfasst (Abb. 3-9).

Abbildung 3-9

## Die in das Modell REMix einbezogenen Länder



Nr.	Land (Region)	Abkürzung	area coverage	Nr.	Land (Region)	Abkürzung	area coverage
1	Albanien	AL_CS_MK	1	17	Slovakei	SK	1
1	Serbien			18	Luxemburg	LU	1
1	Makedonien			19	Malta	MT	1
2	Bosnien	BA_HR_SI	1	20	Niederlande	NL	1
2	Kroatien			21	Norwegen	NO	1
2	Slovenien			22	Polen	PL	1
3	Österreich	AT	1	23	Portugal	PT	1
4	Belgien	BE	1	24	Rumänien	RO	1
5	Bulgarien	BG	1	25	Spanien	ES	1
6	Zypern	CY	1	26	Schweden	SE	1
7	Tschechische Republik	CZ	1	27	Schweiz	CH_LI	1
8	Dänemark	DK	1	27	Liechtenstein		
9	Irland	IE	1	28	Türkei <sup>1</sup>	TR	0,80
10	Estland	EE_LT_LV	1	29	Großbritannien	UK	1
10	Litauen			30	Ukraine	U_MD	1
10	Lettland			30	Moldawien		
11	Finnland	FI	1	31	Weißrussland	BY	1
12	Frankreich	FR	1	32	Algerien <sup>1</sup>	DZ	0,31
13	Deutschland	DE	1	33	Marokko <sup>1</sup>	MA	0,73
14	Griechenland	GR	1	34	Tunesien <sup>1</sup>	TN	0,99
15	Ungarn	HU	1	35	Libyen <sup>1</sup>	LY	0,18
16	Italien	IT	1	36	Ägypten <sup>1</sup>	EG	0,13

<sup>1</sup> Dieses Land/diese Region liegt teilweise außerhalb des Untersuchungsgebietes; „area coverage“ gibt den Anteil der Landfläche der Region an, der im Untersuchungsgebiet liegt.

Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010a

Für Deutschland berücksichtigt das Modell zehn verschiedene Möglichkeiten der Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung:

- Photovoltaik (PV),
- Windenergienutzung an Land (onshore),
- Windenergienutzung im Bereich der deutschen Nord- und Ostsee (offshore),
- gasförmige Biomasse (mit und ohne KWK),
- feste Biomasse (mit und ohne KWK),
- geothermische Stromerzeugung (mit und ohne KWK),
- Laufwasserkraftwerke,
- Speicherwasserkraftwerke,
- Pumpspeicherkraftwerke,
- Druckluftspeicher.

Des Weiteren berücksichtigt das Modell das Potenzial der solarthermischen Stromerzeugung (Concentrated Solar Power – CSP), das jedoch nur in Ländern mit deutlich höherem solaren Strahlungsangebot, beispielsweise in Nordafrika, vorhanden ist und deshalb nur bei den Berechnungen für Szenarien mit Einbeziehung südeuropäischer und nordafrikanischer Länder einbezogen wird.

Für fluktuierende Energiequellen wie Wind- und Solarenergie liegen die Potenzialdaten im Modell in stündlicher Auflösung vor (DLR 2010a).

Grundlage der Potenzialanalyse sind Landbedeckungstypen für die jeweiligen Flächen, die als Karte im GIS vorliegen. Es werden bestimmte Annahmen darüber getroffen, welche Flächen sich für die Nutzung einer Technologie eignen und welcher Anteil dieser Fläche für diese Nutzung unter Berücksichtigung wesentlicher Einschränkungen bei der Flächennutzung – zum Beispiel durch Siedlungsflächen, ökologische Belange oder konkurrierende Landnutzungen – zur Verfügung steht (vgl. Tab. 3-3).

Tabelle 3-3 fasst die zugrunde liegenden Daten und Annahmen sowie die jeweils von einer energetischen Nutzung ausgenommenen Flächen für die verschiedenen Energieträger zusammen. Das Vorliegen bestimmter ökologischer oder technischer Randbedingungen schließt Flächen für die Nutzung durch eine bestimmte Energietechnologie aus. So sind beispielsweise Naturschutzgebiete grundsätzlich von der Nutzung ausgenommen, und die Sonnenenergie (PV und CSP) kann nur auf Flächen mit geringer Steigung genutzt werden. Auf anderen Flächen gibt es konkurrierende Nutzungsarten, die räumlich nicht eindeutig abgegrenzt werden können. Für jede Technologie wird deshalb für jede Fläche, auf der sie

prinzipiell nutzbar ist, ein maximaler Flächennutzungsgrad festgelegt. Diese Festlegung orientiert sich an den Nachhaltigkeitskriterien aus BMU (2004) und QUASCHNING (2000) und resultiert in der Regel in einer konservativen Potenzialabschätzung. Die Flächennutzungsgrade wurden so festgelegt, dass die Potenziale auch im Fall einer Flächenkonkurrenz kumuliert (also nicht von verschiedenen Nutzungen doppelt belegt) werden können (Tab. 3-3). Die Brachflächen der Wüste zum Beispiel können sowohl für CSP, Windenergieanlagen oder Photovoltaikanlagen genutzt werden. Jeder dieser Technologien werden vom Modell 33 % der verfügbaren Fläche als maximal nutzbare Fläche zugeordnet.

Die Nutzungsgrade legen das maximale Potenzial für die jeweiligen Flächen fest. Wie viel davon in den einzelnen Szenarien ausgeschöpft wird, ergibt sich erst aus der Modellberechnung.

**103.** Auf der Grundlage von Annahmen zu den Kosten der verschiedenen Technologien wird mithilfe des Modells berechnet, welche Anteile diese Technologien am Erzeugungsmix haben würden und welche Übertragungs- und Speicherkapazitäten installiert werden müssten. Die Stromgestehungskosten für die verschiedenen Technologien werden aus der installierbaren Leistung und dem Stromerzeugungspotenzial in Verbindung mit spezifischen Investitionskosten, fixen und variablen Betriebskosten und der Lebensdauer der Referenzkraftwerke berechnet. Um die zukünftige Entwicklung der Kosten abzuschätzen, werden heutige Kosten mithilfe von Lernkurven in die Zukunft projiziert. Die Annahmen des DLR zum zeitlichen Verlauf der spezifischen Stromgestehungskosten wurden auf der Basis von NITSCH et al. (2004) und KREWITT et al. (2005a) entwickelt und seither unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse laufend aktualisiert. Sie sind vergleichbar mit Kostenannahmen der Leitstudie 2009 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (NITSCH und WENZEL 2009). Die Berechnungen basieren auf einem angenommenen Zinssatz von 6 %. Die unterstellten Kostenentwicklungen sind für die verschiedenen Technologien in Abbildung 3-10 wiedergegeben. Sie beruhen auf sogenannten Lernraten, die besagen, dass bei einer Verdopplung der Produktion einer bestimmten Technologie (z. B. Zahl der produzierten Windenergieanlagen pro Jahr) mit einer Kostenreduktion um  $x$  % zu rechnen ist. Entsprechende Kostenverläufe lassen sich für viele Technologien beobachten. Sie basieren im Wesentlichen auf Verbesserungen der Technologie selbst (z. B. erhöhter Wirkungsgrad einer Anlage, verringerter Materialeinsatz) und auf Kostensenkungen durch erhöhte Produktionszahlen (Skaleneffekte). Die Existenz entsprechender Effekte ist wissenschaftlich unstrittig, allerdings gehen die Expertenmeinungen in Bezug auf zukünftige Kostensenkungspotenziale („Wie groß ist  $x$ ?“) häufig auseinander. Bei Berechnungen, die vierzig Jahre in die Zukunft reichen, sind die vom DLR angenommenen Kostensenkungsmöglichkeiten mit nicht unerheblichen Unsicherheiten

belastet. In der Regel sind technisch basierte Kostensenkungspotenziale aber mit geringeren Unsicherheiten abzuschätzen als die Preisentwicklung für Öl, Kohle oder Erdgas über einen ähnlich langen Zeitraum.

Tabelle 3-3

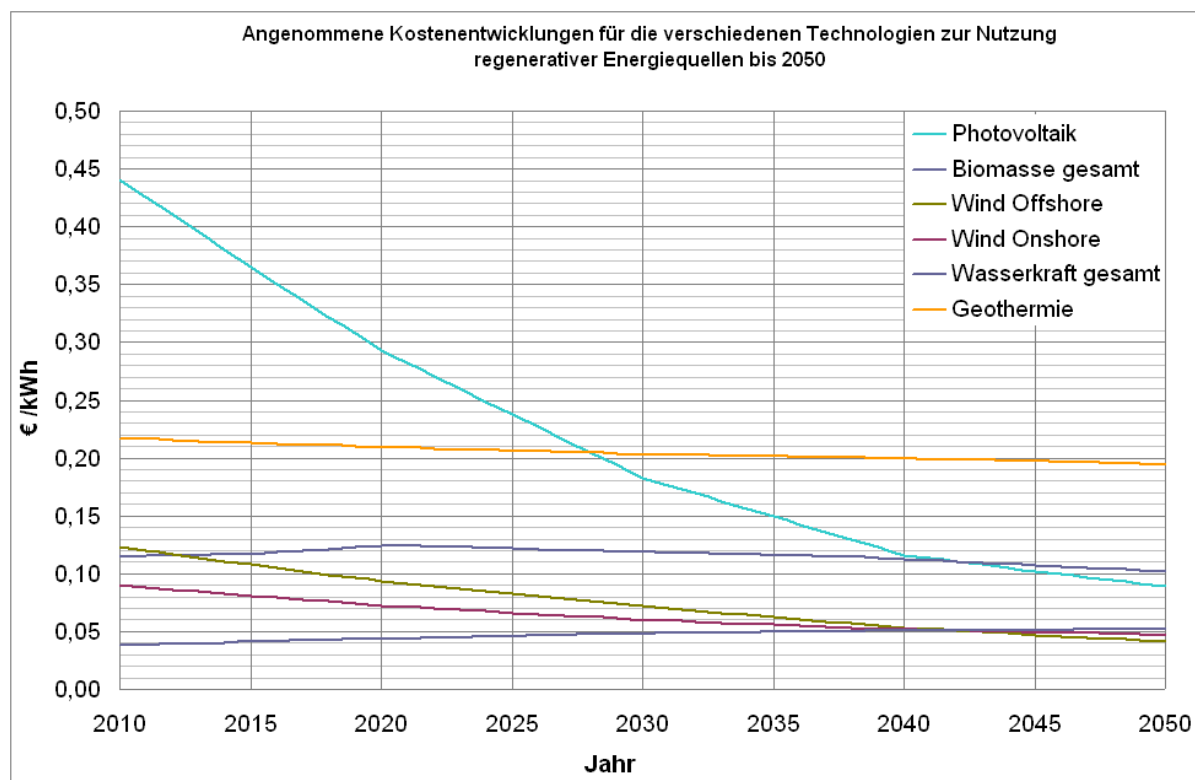
**Vom Modell REMix des DLR erfasste Flächen und Potenziale  
regenerativer Energiequellen in Deutschland, Europa und Nordafrika**

	Ressourcendaten	Ausschlussflächen	Grundfläche Verteilparameter	Nutzungs- grad der Grundfläche	Anmerkungen
<b>Solarenergie: PV in Siedlungsgebieten</b>	Global-Horizontal- Einstrahlung, Direkt-Normal- Einstrahlung <sup>2</sup>		Siedlungsgebiete <sup>3,4</sup>	Dächer: 0,775 %, Fassaden: 0,48 %, andere: 1,17 % <sup>1</sup>	Ausrichtungs- verteilung in Anlehnung an <sup>1</sup>
<b>Solarenergie: PV auf Freiflächen</b>	Global-Horizontal- Einstrahlung, Direkt- Normal- Einstrahlung <sup>2</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup> , Steigung > 2,1 %	Landwirtschaftliche Fläche <sup>3,4</sup>	0,03 % <sup>1</sup>	Ausrichtung nach Süden, keine Nachführung
			Grünland <sup>3,4</sup>	0,03 % <sup>1</sup>	
			Brach- und spärlich bewachsene Flächen <sup>3,4</sup>	33 % (NA)/ 0,03 % (EU)	
<b>Solarenergie: CSP</b>	Direkt-Normal-Ein- strahlung <sup>2</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup> , Steigung > 2,1 %	Brach- und spärlich bewachsene Flä- chen <sup>3,4</sup>	33 %	Ausrichtung in Nord-Süd-, Nachführung in Ost-West-Richtung, DNI > 1.800 kWh/(m <sup>2</sup> *a)
<b>Wind onshore</b>	Windgeschwindigkeit in 116 m Höhe <sup>6</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Brach- und spärlich bewachsene Flä- chen <sup>3,4</sup>	33 %	
			Grünland <sup>3,4</sup>	3 %	
			Strauchland <sup>3,4</sup>	3 %	
			Mosaik (Gras, Sträucher, Bäume) <sup>3,4</sup>	3 %	
			Landwirtschaftliche Fläche <sup>3,4</sup>	3 %	
			Wald <sup>3,4</sup>	0 %	
<b>Wind offshore</b>	Windgeschwindigkeit in 116 m Höhe <sup>6</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Ges. ausschließl. Wirtschaftszone, 5 km Abstand von der Küste, Tiefe < 300 m	16 %	
<b>Geothermie nur Stromerzeugung</b>	Temperaturen in 2, 3, 4, 5 km Tiefe <sup>7,8</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Alle Flächen	100 %, ab- züglich Geo.-KWK- Potenzial	
<b>Geothermie KWK</b>	Temperaturen in 2, 3, 4, 5 km Tiefe <sup>7,8</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Wärmebedarfs- dichte > 0 4 GWh/km <sup>2</sup>	Durch abs. Wärmebe- darf be- grenzt	Wärmebedarfs- karte Europa, eigene Entwicklung

<b>Laufwasser- kraftwerke</b>	Installierte Leistung <sup>9</sup> , jährliches Stromerzeugungspotenzial, Voll- laststunden <sup>10</sup>		Installierte Leistung <sup>9</sup> , Theoretisches Wasserkraft- potenzial <sup>11</sup>	100 %	Top-Down-Ansatz
<b>Speicherwasser- kraftwerke</b>	Installierte Leistung <sup>9</sup> , jährliches Stromerzeugungspotenzial, Voll- laststunden <sup>10</sup>		Installierte Leistung <sup>9</sup>	100 %	Top-Down-Ansatz
<b>Biomasse</b>	Nationale Biomasse- potenziale <sup>12, 13, 14</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup> , Steigung > 60 %	Wald, landwirt- schaftliche Fläche, Grünland, Sied- lungsgebiete <sup>3, 4</sup> ; Bevölkerungs- dichte <sup>15</sup>		Top-Down-Ansatz
<p>1 Quaschnig, V., Systemtechnik einer umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. 2000, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. 0-188.</p> <p>2 DLR, Direct Normal Irradiance and Global Horizontal Irradiance. 2007, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.</p> <p>3 EEA, Corine Land Cover 2000, E.E. Agency, Editor. 2005.</p> <p>4 JRC, Global Land Cover 2000. 2003, European Commission, Joint Research Center.</p> <p>5 WDPA, World Database on Protected Areas, <a href="http://www.wdpa.org/">http://www.wdpa.org/</a> 2006.</p> <p>6 DWD, Windgeschwindigkeiten und Bodenrauigkeit aus dem Lokalmmodell Europa, D. Wetterdienst, Editor. 2007, Deutscher Wetterdienst: Offenbach.</p> <p>7 Hurter, S.H., R. , Atlas of Geothermal Resources in Europe. 2002, Office for Official Publications of the European Communities: Luxemburg.</p> <p>8 Hurtig, E., Cermak, V., Haenel, R.; Zui, V., Geothermal Atlas of Europe. 1992, Hermann Haak Verlagsgesellschaft mbH, Geographisch-Kartographische Anstalt: Gotha.</p> <p>9 PLATTS, PowerVision, datacut hydropower Europe. 2008, PLATTS (McGraw-Hill Companies): London.</p> <p>10 WEC, 2007 Survey of Energy Resources, in Survey of Energy Resources, W.E. Council, Editor. 2007, World Energy Council: London.</p> <p>11 Lehner, B.C., G.; Vassolo, S., Europe's Hydropower Potential Today and in the Future. EuroWasser.</p> <p>12 IE, Nachhaltige Biomassennutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern, N.u.R.-c. Bundesministerium für Umwelt, BMU (Herausgeber), Editor. 2005, Institut für Energetik und Umwelt.</p> <p>13 EUROSTAT, <a href="http://epp.eurostat.ec.europa.eu">epp.eurostat.ec.europa.eu</a>.</p> <p>14 FAOSTAT, <a href="http://faostat.fao.org">faostat.fao.org</a>.</p> <p>15 Dobson, J.E., E. A. Bright, P. R. Coleman, R.C. Durfree; B. A. Worley, LandScan: A Global Population Database for Estimating Populations at Risk. Photogrammetric Engineering &amp; Remote Sensing 2000. Vol. 66(No. 7): p. 849-857.</p>					
Quelle: DLR 2010a					

Abbildung 3-10

### Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010a

Abweichungen von den Annahmen bezüglich der Kosten der Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen und der Kosten konventioneller Energieträger können den vom Modell berechneten Anteil der jeweiligen Technologien sowie die Gesamtkosten des Systems wesentlich beeinflussen. Die vom DLR getroffenen Annahmen erscheinen dem SRU im Lichte anderer Studien mit ähnlichen Zeithorizonten angemessen und nicht übermäßig optimistisch zu sein, insbesondere vor dem Hintergrund der (noch nicht veröffentlichten) Zwischenergebnisse des IPCC-Sonderberichts (IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change) zur möglichen Rolle regenerativer Energiequellen bei der Bekämpfung des Klimawandels, der alle wichtigen international verfügbaren Studien über die mögliche Kostenentwicklung der wichtigsten Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen würdigt. Für die Windenergie finden sich in der Literatur Lernraten zwischen 4 und 32 %. LEMMING et al. (2009, S. 35) zitieren NEIJ (1997; 1999; 2008) als beste Quelle für Lernraten im Bereich der Windenergie. Auf der Grundlage der Publikationen von NEIJ kommen LEMMING et al. (ebd.) auf Lernraten zwischen 9 und 17 %. In ihrer neusten Publikation kommt NEIJ (2008, S. 2209) auf einen Bereich von 10 bis 20 %. Bei ausschließlicher Berücksichtigung des in Deutschland für die berechneten Szenarien realisierten Ausbaus der regenerativen Energiequellen ergibt eine Rückrechnung der



angenommenen Kostenentwicklungen Lernraten von 11,5 % für Onshore-Windenergie und 18,6 % für den Offshorebereich (DLR 2010a). Im Bereich der PV kommt SUREK (2005, S. 294) zu historischen Lernraten von 20 %. Er nimmt allerdings an, dass solch hohe Lernraten für Module auf der Basis kristallinen Siliziums auf Dauer nicht durchgehalten werden können (SUREK 2005, S. 303). NEIJ (2008, S. 2209) gibt zukünftige Lernraten für die PV von 15 bis 25 % bis 2050 an. Die Rückrechnung der Kostenentwicklung des DLR ergibt unterstellte Lernraten von 26 %, die als sehr optimistisch bezeichnet werden müssen. Die unterstellten Lernraten von 2,2 % für Biomasse können vor dem Hintergrund einer von NEIJ (2008, S. 2209) angegebenen Bandbreite von 0 bis 10 % als eher konservativ eingestuft werden. Ein besonderer Fall könnte bei der Geothermie vorliegen. Neuste Zahlen des DLR, die in den Berechnungen nicht mehr berücksichtigt werden konnten, legen nahe, dass die Kosten der Geothermienutzung deutlich stärker sinken könnten als in den für den SRU durchgeführten Berechnungen vom DLR angenommen. In diesem Fall könnte die Geothermie eventuell zukünftig eine größere Rolle spielen als in den hier präsentierten Szenarien.

Sollten sich die unterstellten Kostensenkungspotenziale als zu optimistisch erweisen, würde dies das Ergebnis der Berechnungen, dass eine regenerative Vollversorgung möglich ist, nicht ändern. Allerdings wären die Kosten des so erreichten Klimaschutzes höher als in den Szenarien ausgewiesen. Weitere Angaben zu den unterstellten Kostenentwicklungen finden sich in Kapitel 4.7, das diese Diskussion vor dem Hintergrund der konkreten Szenarioergebnisse weiter vertieft.

Das REMix-Modell umfasst Europa und Nordafrika. Bei der Definition der Szenarien kann der Austausch von Strom über bestimmte Ländergrenzen hinweg zugelassen und die Höhe des maximalen Austausches festgelegt werden. Auf diese Weise können unterschiedlich große Ländergruppen, aber auch einzelne Länder, zum Gegenstand der Analyse gemacht werden.

Das Modell berechnet die Gesamtkosten des Systems sowie die durchschnittlichen Kosten pro Kilowattstunde für jedes Szenario. Dabei werden die jeweils notwendigen Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern berechnet und in die resultierenden Gesamtkosten einbezogen. Anders verhält es sich in Bezug auf die zusätzlichen Kosten der Übertragung durch einen Netzausbau innerhalb eines Landes. Die nutzbaren Potenziale erneuerbarer Energiequellen werden zwar mit einer hohen räumlichen Auflösung erfasst. Bei der Modellierung geht allerdings ein Teil der räumlichen Information verloren, da die Potenziale aus Gründen beschränkter Rechenkapazität regionsweise aggregiert werden müssen. Im Ergebnis werden die gesamten regenerativen Potenziale jedes Landes aggregiert betrachtet. Der auch innerhalb Deutschlands notwendige Ausbau von Netzen, insbesondere im Hinblick auf die Anbindung von Offshore-Windkapazitäten und den Transport in die Verbrauchszentren, der auch die Kosten des Stromversorgungssystems

erhöht, wird durch das Modell nicht erfasst. Aus diesem Grund hat der SRU eine separate Abschätzung der Kosten für den Netzausbau in Deutschland vorgenommen (s. Kap. 4.7).

**104.** Das Modell arbeitet mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und kann daher die Stromerzeugung im Jahresverlauf stundengenau auf die Nachfrage abstimmen. Eine gesetzte Bedingung ist, dass jedes Szenario vollständige Versorgungssicherheit gewährleisten muss: Die schwankende Stromnachfrage muss durch die eingesetzten Technologien zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden können. Dies wird entweder durch zeitgleiche Produktion regenerativer Elektrizität oder durch den Einsatz zuvor gespeicherten Stroms sichergestellt. Für die Berechnung des optimalen Erzeugungsmixes wird der Lastgang eines historischen Jahres zugrunde gelegt und auf das Verbrauchsniveau des Zieljahres (509 oder 700 TWh/a) skaliert. Es wird damit unterstellt, dass der Verlauf der Nachfrage des Jahres 2050 dem bisherigen jährlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland ähnelt. Der SRU ist sich der Tatsache bewusst, dass diese Vorgehensweise in Ermangelung einer besseren Abschätzung des Verlaufs der Elektrizitätsnachfrage des Jahres 2050 nur eine erste grobe Näherung darstellt. Mit hoher Wahrscheinlichkeit stellt diese Vorgehensweise aber größere Anforderungen an die zu installierende Leistung und die Veränderungsgeschwindigkeiten der Erzeugung, als dies im Jahr 2050 der Fall sein wird. Viele Technologien zur Steigerung der Systemeffizienz, die in den nächsten Jahrzehnten auch aus Gründen des Klimaschutzes eingeführt werden dürften, wie zum Beispiel sogenannte steuerbare Lasten (dispatchable loads) oder intelligente Verbrauchsgeräte (smart devices), führen zu einer Vergleichmäßigung der Netzlast und einer Senkung der Bedarfsspitzen.

Da das Modell auch die zeitlich schwankende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger in stündlicher Auflösung berücksichtigt, lassen sich die stündlichen Anforderungen an die Produktionskapazitäten und Ausgleichsmöglichkeiten durch Speicher berechnen. Aus dem so ermittelten Einsatz der Erzeugungs- und Speichertechnologien und den unterstellten Kostenfunktionen können die Kosten der einzelnen Szenarien mit allen den Annahmen innewohnenden Unsicherheiten berechnet werden.

**105.** Im Modell werden drei wesentliche Speichermöglichkeiten berücksichtigt: Pumpspeicher, Druckluftspeicher und die Speicherung von Elektrizität in Form von Wasserstoff (zu den Modellannahmen in Bezug auf die Speichertechnologien und ihre Potenziale s. Kap. 4.5). In den vom Modell REMix gelieferten optimierten Lösungen kommt die Speicherung in Form von Wasserstoff aufgrund der relativ hohen Systemverluste und der damit verbundenen hohen Kosten in keinem Szenario zum Einsatz, obwohl das Modell diese Technologie vorhält. Alle Berechnungen beinhalten die sich ergebenden Umwandlungs- und Leitungsverluste für den weiträumigen Transport. Verteilungsverluste, die im vorhandenen

deutschen Verteilnetz entstehen, sind nicht berücksichtigt. Diese würden jedoch in ähnlicher Höhe auch bei einer Fortführung der konventionellen Stromerzeugung entstehen.

### **3.3.1.2 Szenarien des SRU**

**106.** Der SRU nutzt das Modell des DLR, um unterschiedliche Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung für Deutschland zu analysieren. Dabei werden unterschiedliche Rahmenbedingungen bezüglich der Höhe des deutschen Stromverbrauchs im Jahre 2050 und der Möglichkeiten des Elektrizitätsaustauschs mit dem Ausland vorgegeben. Insgesamt wurden acht verschiedene Szenarien gerechnet, um eine große Bandbreite von Anforderungen und Möglichkeiten zu berücksichtigen. Diese Szenarien lassen sich in drei verschiedenen Szenariofamilien zusammenfassen. Eine Übersicht gibt Tabelle 3-4.

Alle Szenariofamilien unterscheiden zwischen einer Variante mit einer stabilen Stromnachfrage und einer mit einem deutlichen Nachfrageanstieg (vgl. Abschn. 3.3.1.3). Die Modelle einer nationalen Selbstversorgung, einer regionalen Kooperation und eines europäisch-nordafrikanischen Stromverbundes werden miteinander verglichen. Hierdurch wird ein breites Spektrum von Gestaltungsoptionen für eine regenerative Vollversorgung betrachtet und die Folgen unterschiedlicher Strategieoptionen auf die Kosten, den Mix an erneuerbaren Energien und den Bedarf an Speichern beleuchtet.

In der ersten Szenariofamilie (DE 100 % SV) wird Deutschland unter autarken Bedingungen vollständig regenerativ versorgt. Das heißt, die gesamte Stromnachfrage wird aus heimischen erneuerbaren Quellen gedeckt, und es wird kein Austausch von Strom mit dem Ausland zugelassen (Deutschland als „elektrische Insel“). Dementsprechend muss auch die gesamte notwendige Zwischenspeicherung von Strom in Deutschland stattfinden. Ein solches Szenario erscheint zwar vor dem Hintergrund der derzeitigen Importabhängigkeit Deutschlands im Bereich der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger von etwa 60 % und der Integration europäischer Märkte weder notwendig noch wünschenswert zu sein. Mithilfe dieser Szenariofamilie soll aber die grundsätzliche technisch-ökonomische Machbarkeit untersucht werden, und es kann mit den weiteren Szenarien im Hinblick auf Technologien und Kosten verglichen werden. Diese Szenariofamilie wird im Abschnitt 3.3.3 nur bezüglich ihres zentralen Ergebnisses dargestellt.

Eine zweite Szenariofamilie modelliert Deutschland als Teil eines Stromverbundes mit Dänemark und Norwegen (DE–DK–NO). Diese Szenarien untersuchen den Einfluss, den die Nutzung der Pumpspeicherpotenziale in Norwegen für eine regenerative Stromversorgung in Deutschland haben könnte. Dänemark ist als Durchleitungsland nach Norwegen Teil des Verbundes und trägt außerdem durch erhebliche Potenziale an Windenergie zum Gesamtsystem bei.

Für diesen skandinavischen Verbund werden vier Szenarien untersucht. Im ersten Szenario (DE–DK–NO 100 % SV) gilt als Rahmenbedingung, dass sich Deutschland im Jahresdurchschnitt vollständig selbst versorgt, also die insgesamt produzierte Strommenge der verbrauchten Menge entspricht. Im Unterschied zum DE 100 % SV-Szenario können allerdings bis zu 15 % der Jahresarbeit zwischen Deutschland und den Verbundpartnern ausgetauscht werden. Damit wird insbesondere der Zugriff auf Pumpspeicherkapazitäten in Norwegen zum Ausgleich von Differenzen zwischen Stromerzeugung und -nachfrage ermöglicht. Ein zweites Szenario lässt zusätzlich einen Nettoimport von Strom von 15 % aus Skandinavien nach Deutschland zu. Das heißt, der Selbstversorgungsgrad kann bis auf 85 % (DE–DK–NO 85 % SV) sinken. Der einfache Dreiländerverbund erlaubt sehr klare und eindeutige Analysen. Bei einem gesamteuropäischen Stromaustausch sind einzelne Veränderungen aufgrund sich überlagernder Effekte nur noch schwer zuzuordnen. Die Rolle Deutschlands und einzelner anderer Länder ist sehr viel schwieriger zu interpretieren.

Da auch heute schon in erheblichem Maße Elektrizität zwischen Deutschland und anderen europäischen Staaten ausgetauscht wird und Deutschland Nettoexporteur ist, wird das Szenario DE–DK–NO 100 % SV vom SRU als relativ gute Annäherung an eine anspruchsvolle, aber realistische Weiterentwicklung der deutschen Elektrizitätsversorgung angesehen. In den Betrachtungen über einen möglichen Übergang vom heutigen Elektrizitätssystem auf das System des Jahres 2050 in Kapitel 4.4 steht dieses Szenario im Zentrum der Analysen.

Tabelle 3-4

### Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung

Szenario-familie	Charakterisierung	Nachfrage in DE 2050: 500 TWh/a	Nachfrage in DE 2050: 700 TWh/a
1	<b>Vollständige Selbstversorgung Deutschlands</b>	Szenario 1.a DE 100 % SV-500	Szenario 1.b DE 100 % SV-700
2	<b>Vollständige Selbstversorgung Deutschlands bezogen auf jährliche Produktion</b>  <b>Austausch von max. 15 % der Jahresarbeit mit DK/NO möglich</b>	Szenario 2.1.a DE–DK– NO 100 % SV-500	Szenario 2.1.b DE–DK– NO 100 % SV-700
	<b>Maximal 15 % Nettoimport aus DK/NO zulässig (und Austausch von max. 15 % der Jahresarbeit)</b>	Szenario 2.2.a DE–DK– NO 85 % SV-500	Szenario 2.2.b DE–DK– NO 85 % SV-700
3	<b>Maximal 15 % Nettoimport aus EUNA möglich (und Austausch von max. 15 % der Jahresarbeit)</b>	Szenario 3.a DE– EUNA 85 % SV-500	Szenario 3.b DE– EUNA 85 % SV-700
DE = Deutschland, DK = Dänemark, NO = Norwegen, EUNA = Europa und Region Nordafrika (Anteile der Landflächen Algeriens, Marokkos, Tunesiens, Libyens, Ägyptens), SV = Selbstversorgung			
Quelle: SRU 2010			

Auch ein Verbund mit Schweden und eine Nutzung der schwedischen Wasserkraft zur Speicherung wären denkbar. Allerdings verfügt Norwegen mit einem Speichervolumen von circa 84 TWh über das größte europäische Speicherpotenzial, das auch deutlich größer als das schwedische mit circa 36 TWh ist (vgl. Nord Pool ASA 2010). Langfristig werden sicherlich beide Länder wie auch die Schweiz, Österreich, Frankreich und Italien als Anbieter von erheblichen Pumpspeicherleistungen am Markt auftreten. Für alle im Folgenden vorgenommenen Berechnungen zur zweiten und dritten Szenariofamilie wird aufgrund des deutlich größeren Speicherpotenzials und der relativ einfachen Leitungsverbindung zwischen den großen Windenergiepotenzialen in der deutschen Nordsee und den norwegischen Speicherkapazitäten im Südwesten des Landes von einer Kooperation Deutschlands mit Norwegen ausgegangen.

Die dritte Szenariofamilie erweitert den Stromverbund auf ganz Europa und die Region Nordafrika (DE–EUNA). In diesen Szenarien wird ebenfalls für jedes am Verbund beteiligte Land ein Nettoimport von maximal 15 % der elektrischen Jahresarbeit zugelassen, um eine

möglichst hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der größere Verbund ermöglicht es, auf sehr viel größere Potenziale regenerativer Energiequellen zurückzugreifen und regionale Schwankungen besonders im Angebot der Windenergie durch eine großräumige Vernetzung besser auszugleichen.

Alle Szenariofamilien werden jeweils für eine Gesamtnachfrage nach Strom in Deutschland (Bruttostromnachfrage) von 500 TWh (genau 509 TWh, s. Abschn. 3.3.3) und von 700 TWh berechnet. In allen Szenarien wird dem Modell als Randbedingung vorgegeben, dass jeweils der gesamte Strom in allen beteiligten Ländern des Verbundes regenerativ erzeugt wird.

### **3.3.1.3 Stromnachfrage**

**107.** Auf der Basis der Auswertung verschiedener Studien erscheint es realistisch, dass die jährliche Stromnachfrage (Nettostromverbrauch) in Deutschland im Jahr 2050 im Bereich von 500 TWh stabilisiert werden kann (z. B. Öko-Institut und Prognos AG 2009; UBA 2009b; BARTHEL et al. 2006; Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; NITSCH 2008). Dies würde stringente Bemühungen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung für die traditionellen Stromnutzungen voraussetzen, dann aber auch eine Elektrifizierung des Individualverkehrs in einem signifikanten Umfang (etwa die Hälfte der derzeitigen Verkehrsleistung) erlauben. Alle Szenariogruppen werden deshalb zunächst für eine Stromnachfrage von 500 TWh im Jahr 2050 auf der Basis des skalierten stündlich aufgelösten Jahreslastgangs berechnet.

Eine zweite Variante nimmt einen jährlichen Strombedarf von 700 TWh für Deutschland im Jahr 2050 an. Eine solche Nachfrage könnte eintreten, wenn keine ehrgeizige Effizienzstrategie umgesetzt und zusätzlich der Individualverkehr weitestgehend auf elektrische Antriebe umgestellt werden würde. Durch eine vollständige Elektrifizierung des Individualverkehrs wäre mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von bis zu 100 TWh/a zu rechnen (vgl. WIETSCHEL und DALLINGER 2008). Alternativ wäre es im Rahmen eines 700 TWh/a-Szenarios unter der Annahme einer erfolgreichen Effizienzstrategie möglich, neben dem Individualverkehr auch den größten Teil des im Jahr 2050 verbleibenden Heizwärmebedarfs und einen deutlich größeren Anteil des industriellen Prozesswärmebedarfs elektrisch zu decken.

Der Vergleich der beiden Varianten (500 und 700 TWh/a) kann jeweils einen Eindruck davon vermitteln, wie die Höhe des Gesamtverbrauchs die Kosten des Systems und die Zusammensetzung der Energieträger im kostenoptimierten Mix beeinflusst.

Während aus Sicht des SRU die Stabilisierung des Stromverbrauchs auf einem möglichst niedrigen Niveau Ziel der Politik sein sollte, um die Kosten der Versorgung möglichst niedrig zu halten, zeigen die Szenariovarianten mit 700 TWh/a, dass auch ein sehr viel höherer

Strombedarf prinzipiell aus erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte. Zeigen die Analysen, dass eine Nachfrage von 700 TWh/a befriedigt werden kann, so kann auch jede andere Nachfrage zwischen 500 und 700 TWh/a gedeckt werden. Beispielsweise wäre unter Ausschöpfung der Effizienz- und Einsparpotenziale bei einer vollständigen Elektrifizierung des Individualverkehrs mit einem Gesamtverbrauch von circa 550 TWh/a zu rechnen.

Aufgrund des verstärkten Einsatzes regenerativer Energiequellen nähern sich Bruttostromerzeugung und Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2050 weitestgehend an, da bei dem größten Teil der regenerativen Energiequellen kein vergleichbarer Eigenstromverbrauch wie bei konventionellen Kraftwerken auftritt.

### **3.3.2 Potenziale der erneuerbaren Energieträger für die Stromerzeugung**

#### **3.3.2.1 Potenziale in Deutschland**

**108.** Die Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland wurden vom REMix-Modell entsprechend der in Abschnitt 3.3.1 vorgestellten Methodik ermittelt. Auf der Basis eines durchschnittlichen Windjahrs und durchschnittlicher Sonnenverhältnisse ergibt sich für Deutschland ein jährliches Erzeugungspotenzial für Elektrizität aus regenerativen Energiequellen von 839 TWh. Dabei kann ein großer Teil dieses Potenzials (ca. 612 TWh) zu Grenzkosten (den Kosten der teuersten genutzten Kilowattstunde) von circa 0,096 €/kWh bereitgestellt werden, wie Abbildung 3-11 zeigt.

Die Kosten für die einzelnen Technologien sind, wie in Abschnitt 3.3.1 erläutert, auf der Basis mengenabhängiger Kostendegressionsfunktionen für das Zieljahr in Preisen von 2009 vom DLR berechnet worden (vgl. DLR 2010a). Hierbei liegen die relativ kostengünstigen Potenziale im Bereich der On- und Offshore-Windenergienutzung (ca. 407 TWh/a) und der Nutzung der Wasserkraft. Allerdings ist der mögliche Beitrag der Wasserkraft zur Stromerzeugung in Deutschland aufgrund der orografischen Gegebenheiten auf circa 28 TWh/a begrenzt. Auch die Nutzung von Biomasse, die im Vergleich zur Geothermie noch zu relativ niedrigen Grenzkosten (maximal 0,081 €/kWh) realisiert werden kann, ist mit circa 71 TWh/a deutlich begrenzt. Einer zusätzlichen Einschränkung kann das für die Stromerzeugung nutzbare Biomassepotenzial durch die Nutzungskonkurrenz im Bereich der Kraftstoffe oder für die Wärmebereitstellung unterliegen. Der SRU geht davon aus, dass Biomasse in einer Elektrizitätserzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit dem größten Systemnutzen eingesetzt werden kann. In reinem KWK-Betrieb liegt das Potenzial zur Elektrizitätserzeugung aus Biomasse bei 69 TWh/a. In den im Folgenden berechneten Szenarien für eine moderate Elektrizitätsnachfrage (509 TWh/a in Deutschland in 2050) und zugelassenem Austausch von Elektrizität mit dem Ausland wird die Biomasse nur etwa zur

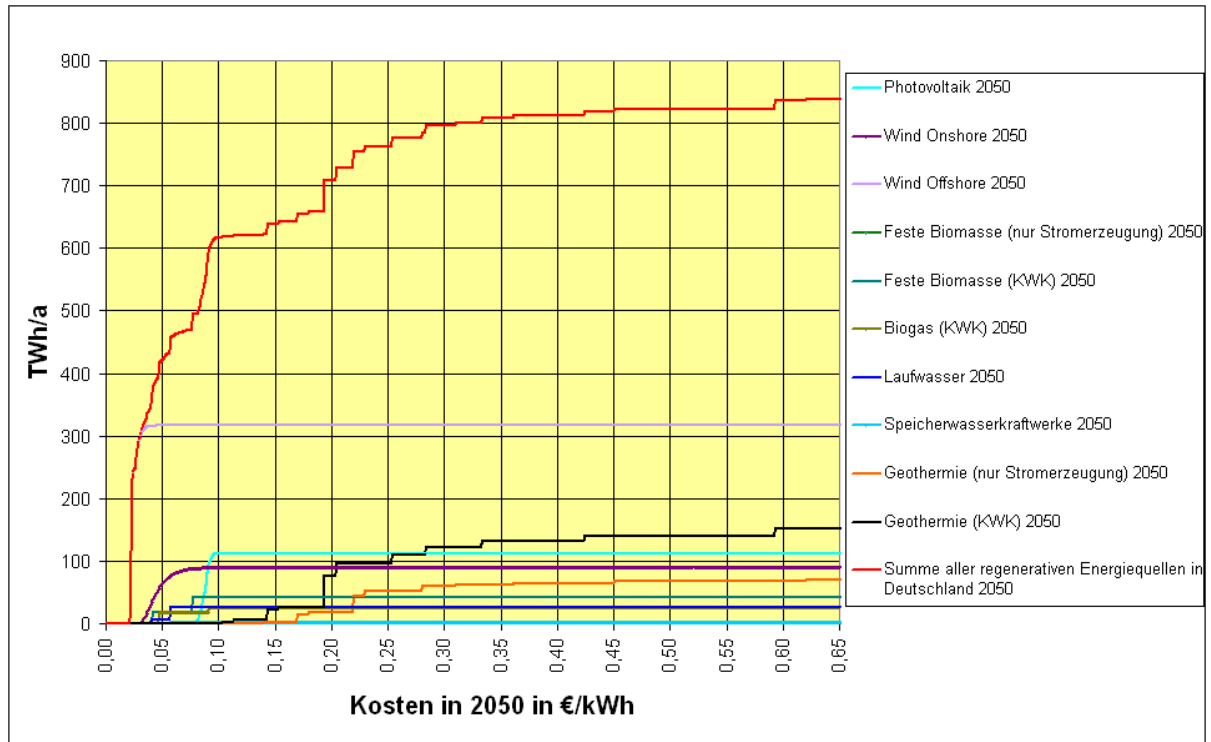
Hälfte in der Elektrizitätserzeugung und dabei praktisch ausschließlich in KWK-Anlagen eingesetzt. Nur bei einem sehr theoretischen politischen Verzicht auf einen Austausch mit dem Ausland (Szenario 1.a und b) wird das gesamte Potenzial der Biomasse für die Elektrizitätserzeugung genutzt und zum großen Teil im Bereich der Spitzenlastdeckung ohne KWK eingesetzt. Die Nutzung der PV hat zwar ein größeres Potenzial (ca. 110 TWh/a), führt aber zu erheblich höheren Grenzkosten (0,096 €/TWh). Besonders teuer ist die Stromerzeugung mithilfe von Geothermie, die zwar ein erhebliches zusätzliches Potenzial von gut 220 TWh/a hat, für die aber bis zu 0,62 €/kWh aufgewandt werden müssen, um dieses Potenzial zu erschließen. Nach neueren Erkenntnissen, die erst nach der Durchführung der Berechnungen für dieses Sondergutachten vorlagen, könnten die langfristigen Kosten für die elektrische Nutzung geothermischer Energie deutlich niedriger ausfallen, als für die hier vorgelegten Berechnungen angenommen wurde. Diese eventuell geringeren Kosten würden sich aber nur auf Szenarien auswirken, die eine sehr hohe Nachfrage (700 TWh/a) im Wesentlichen aus heimischen Energiequellen befriedigen müssen (Szenario 1.b und 2.1.b), da die geothermische Stromerzeugung weiterhin eine vergleichsweise teure Option bliebe.

Mit Ausnahme der Laufwasserkraftwerke, der Windenergie und der photovoltaischen Sonnenenergienutzung können alle regenerativen Energiequellen während jeder Stunde des Jahres genutzt werden. Die Potenziale der photovoltaischen Sonnenenergienutzung und der Windenergienutzung unterliegen hingegen sehr großen Schwankungen, die im Fall der Sonnenenergie von der Sonneneinstrahlung und im Fall der Windenergienutzung von der vorherrschenden Windstärke bestimmt werden. Aufgrund dieser Schwankungen kommt es dazu, dass in Deutschland unter günstigen Bedingungen ein Leistungsangebot von circa 190 GW möglich ist (vgl. Abb. 3-12), während unter ungünstigen Bedingungen ein Leistungsangebot von nur circa 39 GW verfügbar ist. Diesem Leistungspotenzial regenerativer Energiequellen steht bei einer jährlichen Nachfrage von circa 500 TWh eine nachgefragte Maximalleistung von 81 GW und eine minimale Last von 35 GW gegenüber. Allerdings treffen die Zeiten minimaler Last im Netz nicht unbedingt mit den Zeiten minimaler Erzeugungspotenziale zusammen. Aus Abbildung 3-12 ist ersichtlich, dass das Potenzial der regenerativen Elektrizitätserzeugung die Nachfrage (Lastkurve) bei einer Jahresnachfrage von 500 TWh in der weit überwiegenden Zahl der Stunden des Jahres deutlich übersteigt.



Abbildung 3-11

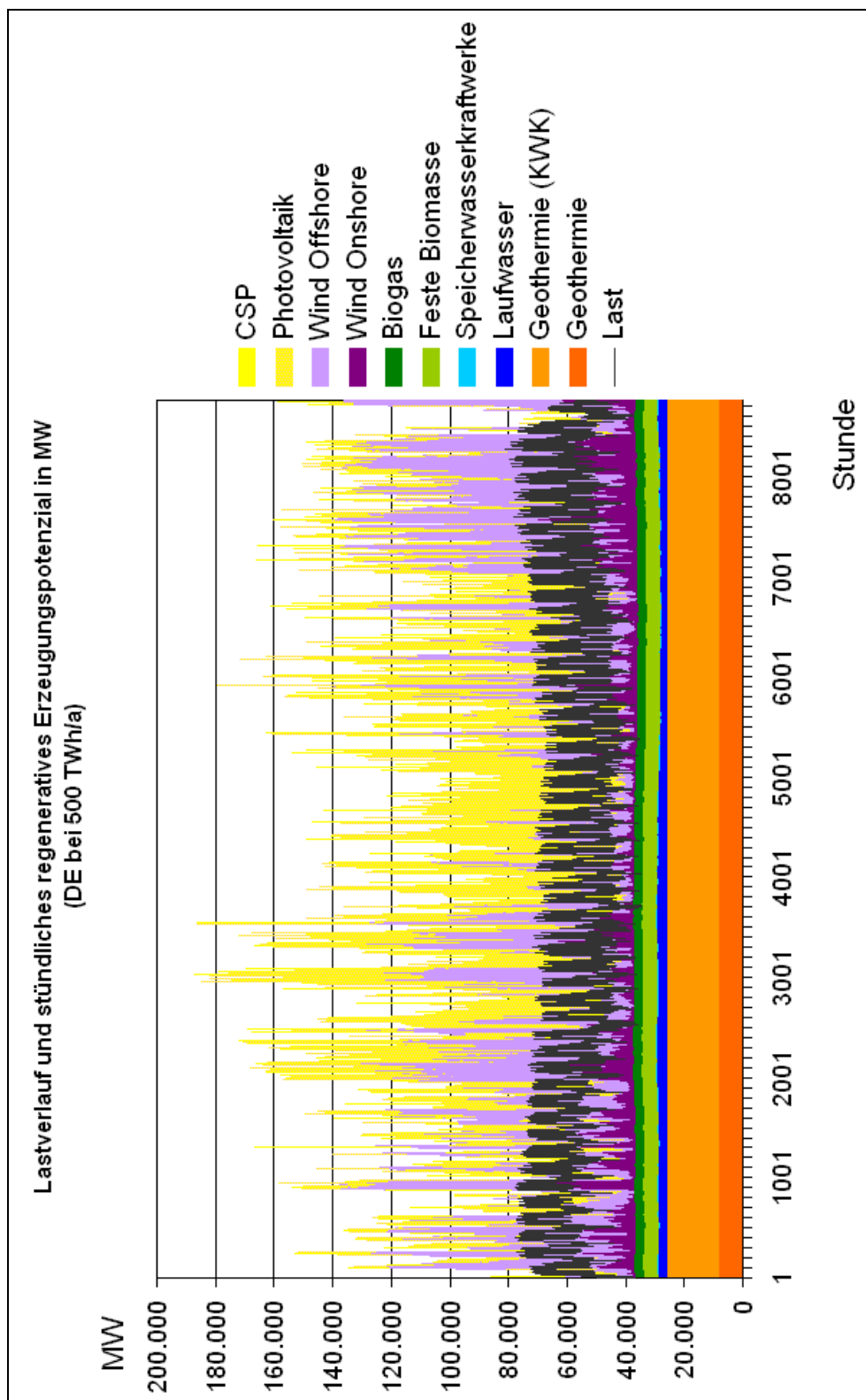
**Potenzial der Elektrizitätserzeugung  
aus regenerativen Energiequellen in Deutschland in TWh/a  
als Funktion der Kosten pro kWh**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010a

Abbildung 3-12

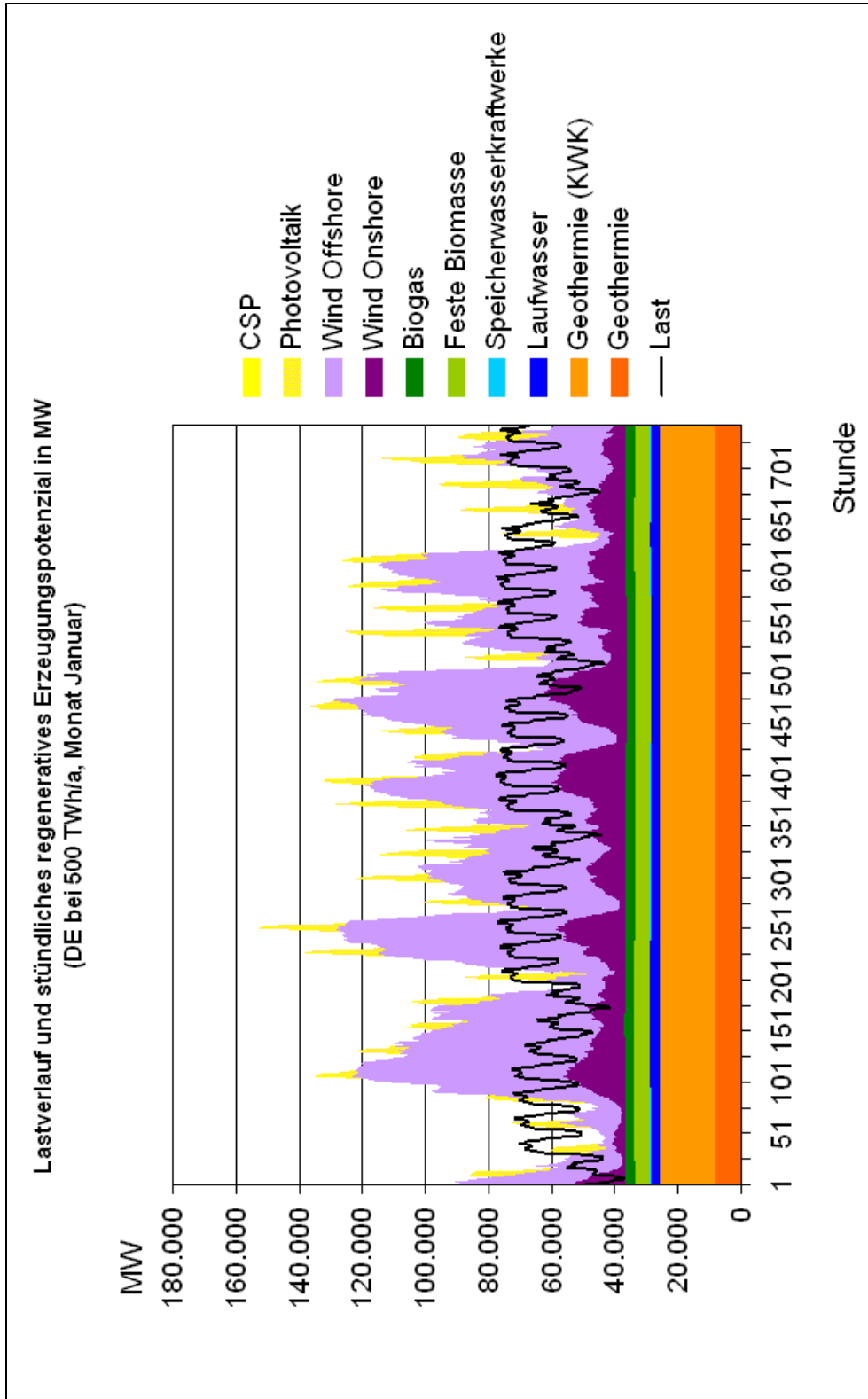
### Lastverlauf und stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW (DE bei 500 TWh/a)



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-13

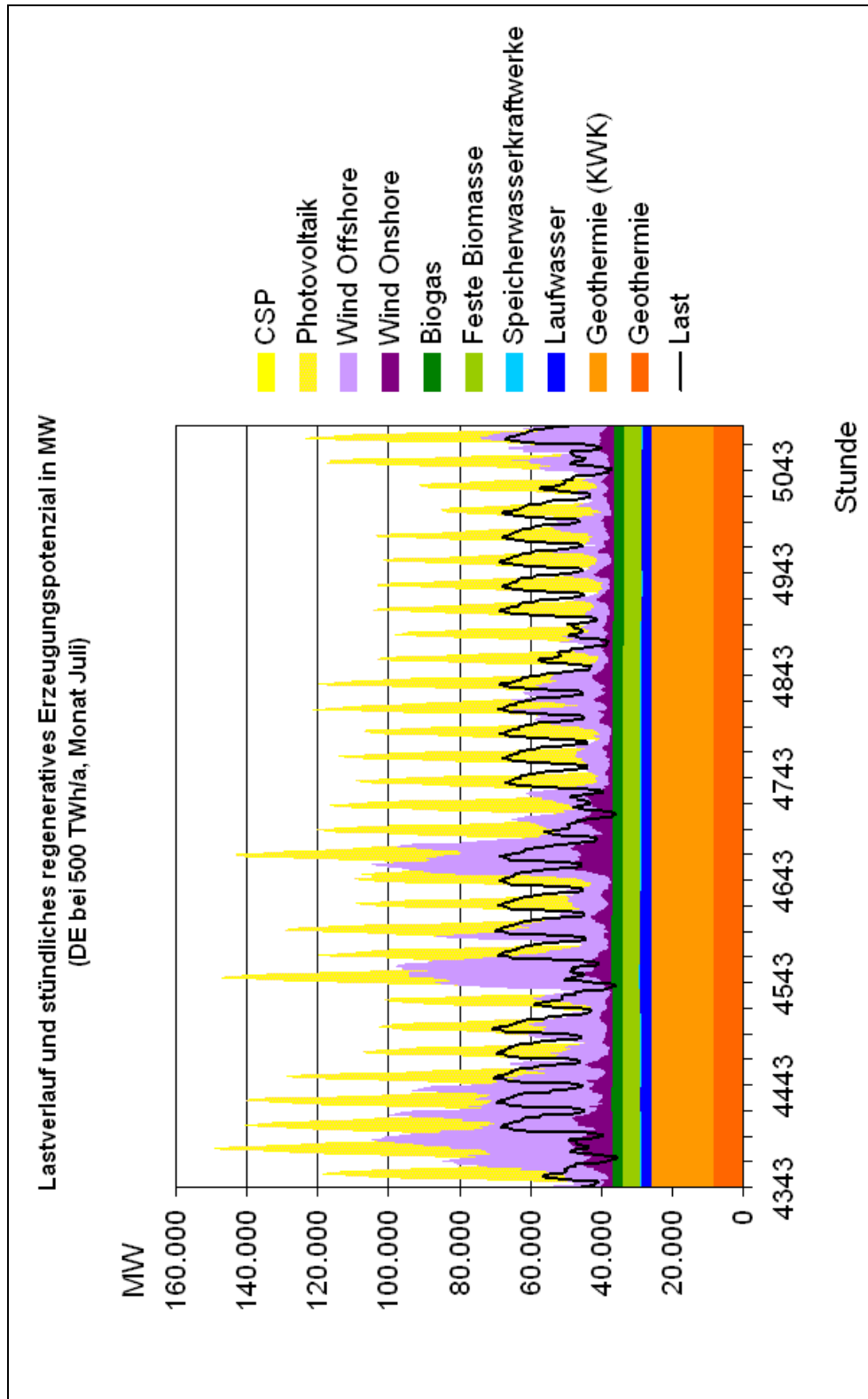
**Lastverlauf und stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW  
(DE bei 500 TWh/a, Monat Januar)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-14

**Lastverlauf und stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW  
(DE bei 500 TWh/a, Monat Juli)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Betrachtet man die Schwankungen in der möglichen Elektrizitätsproduktion in höherer Auflösung, so bestätigt sich der Eindruck, dass die Zeiten einer Unterdeckung der Nachfrage relativ selten sind. Die Abbildungen 3-13 und 3-14 veranschaulichen dies am Beispiel der Monate Januar und Juli. Wiederum ist in diesen Abbildungen der Verlauf des Lastgangs (500 TWh/a) dem stündlichen Erzeugungspotenzial gegenübergestellt worden. Sowohl im Januar als auch im Juli ist die kurzfristig auftretende Unterdeckung relativ gering, während die mögliche Überproduktion sehr viel größer ist. Die detaillierte Betrachtung spiegelt das Faktum wider, dass hier ein gesamtes jährliches Erzeugungspotenzial von circa 840 TWh einem zu erwartenden jährlichen Verbrauch von 500 TWh gegenübersteht. Im Fall einer jährlichen Gesamtnachfrage von 700 TWh, die bei relativ geringen Effizienzsteigerungen und gleichzeitiger vollständiger Umstellung des PKW-Verkehrs auf elektrische Antriebe erwartet werden kann, stellt sich die Situation allerdings deutlich schlechter dar, und es bedarf bei einer nationalen Vollversorgung erheblicher Speichermöglichkeiten.

Genauere Vergleiche von Nachfrage und Erzeugungspotenzialen werden im Rahmen der Analyse der verschiedenen Szenarien im Abschnitt 3.3.3 auf der Basis von Stundenwerten vorgenommen.

Inwieweit für eine Deckung der stündlichen Elektrizitätsnachfrage auch auf die relativ teuren Erzeugungspotenziale wie Geothermie oder Biomasse zurückgegriffen werden muss, ist, wie die Szenarioanalyse in Abschnitt 3.3.3 zeigt, sehr von der Höhe der Gesamtnachfrage, den Speichermöglichkeiten und den Möglichkeiten eines internationalen Elektrizitätsaustauschs abhängig.

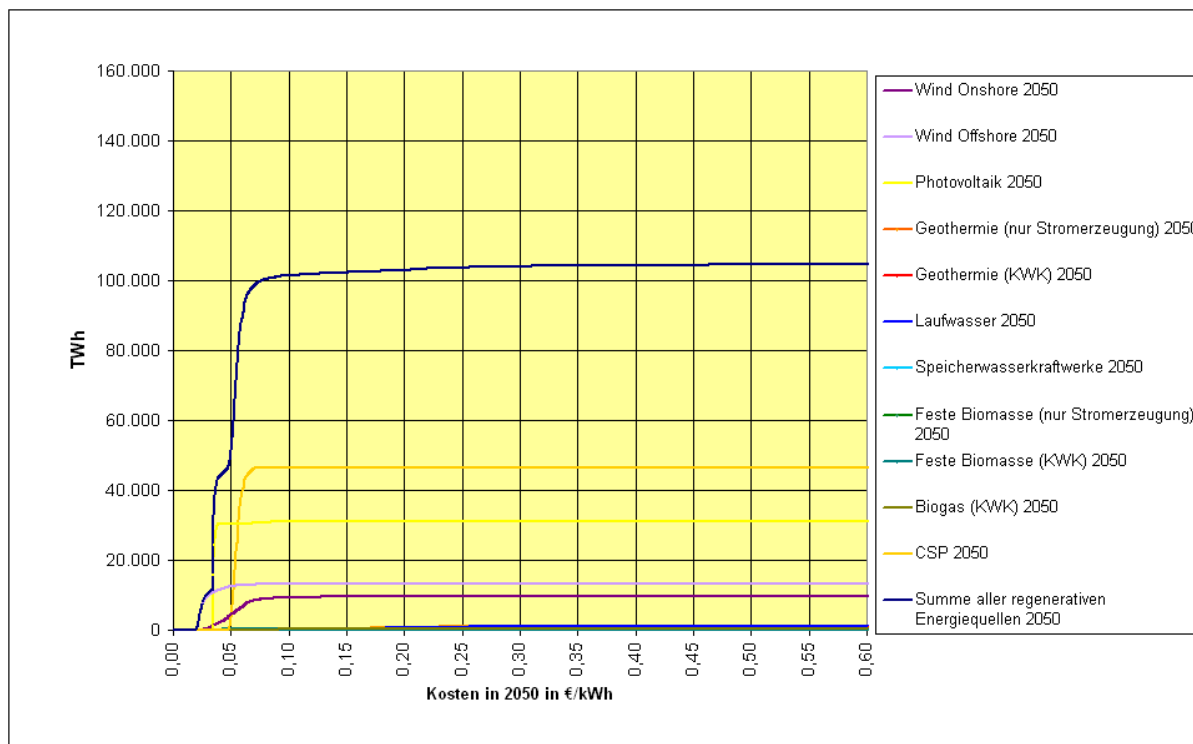
### **3.3.2.2 Potenziale in der Region Europa–Nordafrika**

**109.** Das regenerative Elektrizitätserzeugungspotenzial für die Region Europa–Nordafrika in der Abgrenzung des DLR-Modells REMix (vgl. Abb. 3-15) liegt mit circa 105.000 TWh/a um mehr als Faktor 100 über dem deutschen Erzeugungspotenzial. Bei Erzeugungskosten von weniger als 5 ct/kWh (Kosten des Jahres 2050) lassen sich bereits über 47.000 TWh/a erzeugen. Die kostengünstigsten Potenziale liegen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung und der Nutzung der PV in Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung, wie Abbildung 3-15 zeigt.

Betrachtet man Europa und den nördlichen Rand des afrikanischen Kontinents als ein mögliches gemeinsames Versorgungsgebiet, so zeigt sich, dass hier einer maximalen Netzlast (Nachfrage) von circa 840 GW (Spitzenlast im Gesamtgebiet bei einem Szenario, das einer deutschen Stromnachfrage von 500 TWh/a und einer deutschen Spitzenlast von gut 80 GW entspricht) ein Erzeugungspotenzial von circa 39.800 GW gegenübersteht.

Abbildung 3-15

### Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in der Region Europa–Nordafrika als Funktion der Kosten pro kWh



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010a

Selbst am Tag des geringsten Windenergieaufkommens des Jahres steht mitten in der Nacht mit 1.609 GW noch deutlich mehr Leistung als die Spitzenlast des Jahres zur Verfügung. Theoretisch wäre in einem vollkommen vernetzten Versorgungssystem für dieses Gebiet keine Speicherung von Elektrizität erforderlich. Ob dies eine ökonomisch sinnvolle Lösung wäre, lässt sich bezweifeln. Wie aber eine optimale Ressourcennutzung ausgestaltet sein sollte, lässt sich ohne genauere Berechnungen, wie sie in Abschnitt 3.3.3 vorgestellt werden, nicht sagen. Wie sehr das Stromerzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen in dieser Region die Nachfrage übersteigt, zeigt sich sehr anschaulich in Abbildung 3-16. Hier ist bei einer Skala, die bis maximal 50.000.000 MW reicht, das gesamte Erzeugungspotenzial sichtbar, aber der Jahreslastgang (die Nachfrage) im Bereich zwischen 420.000 und 840.000 MW (ca. 1 bis 2 % des Potenzials) ist so verschwindend gering, dass man ihn kaum noch erkennen kann.

Aus Abbildung 3-16 ist außerdem unschwer zu erkennen, dass das mit Abstand größte Erzeugungspotenzial im Bereich der Solarenergie (33.800 GW) liegt. Hierbei zeigt eine genauere Auswertung der Rechnungen des DLR, dass konzentrierende Solarsysteme (CSP) im Wesentlichen im Bereich Nordafrikas mit maximal 20.000 GW über das größte Einzelpotenzial verfügen. Das zusätzliche Potenzial der Solarenergienutzung mit

photovoltaischen Systemen ist gut 13.800 GW groß. Allerdings ist die Nutzung dieser sehr großen Potenziale ohne Speicher auf die Stunden des Tageslichts begrenzt.

An zweiter Stelle rangiert in der Gesamtregion das maximale Potenzial der Windenergie mit circa 5.500 GW, das etwa zur Hälfte (2.700 GW) auf die Offshore-Windenergienutzung und zur anderen Hälfte auf den Onshorebereich (ca. 2.800 GW) entfällt. Allerdings bietet die Windenergie den Vorteil, dass auch zu Zeiten niedrigster Windgeschwindigkeiten immer noch eine minimale Leistung von circa 700 GW zur Verfügung steht.

An dritter Stelle der regenerativen Stromerzeugungspotenziale rangiert die Nutzung der Erdwärme (Geothermie). Im Gegensatz zu Solar- und Windenergie steht diese Energiequelle kontinuierlich zur Verfügung, ist aber mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden. In der Gesamtregion beläuft sich das geothermische Potenzial zur Stromerzeugung auf circa 275 GW.

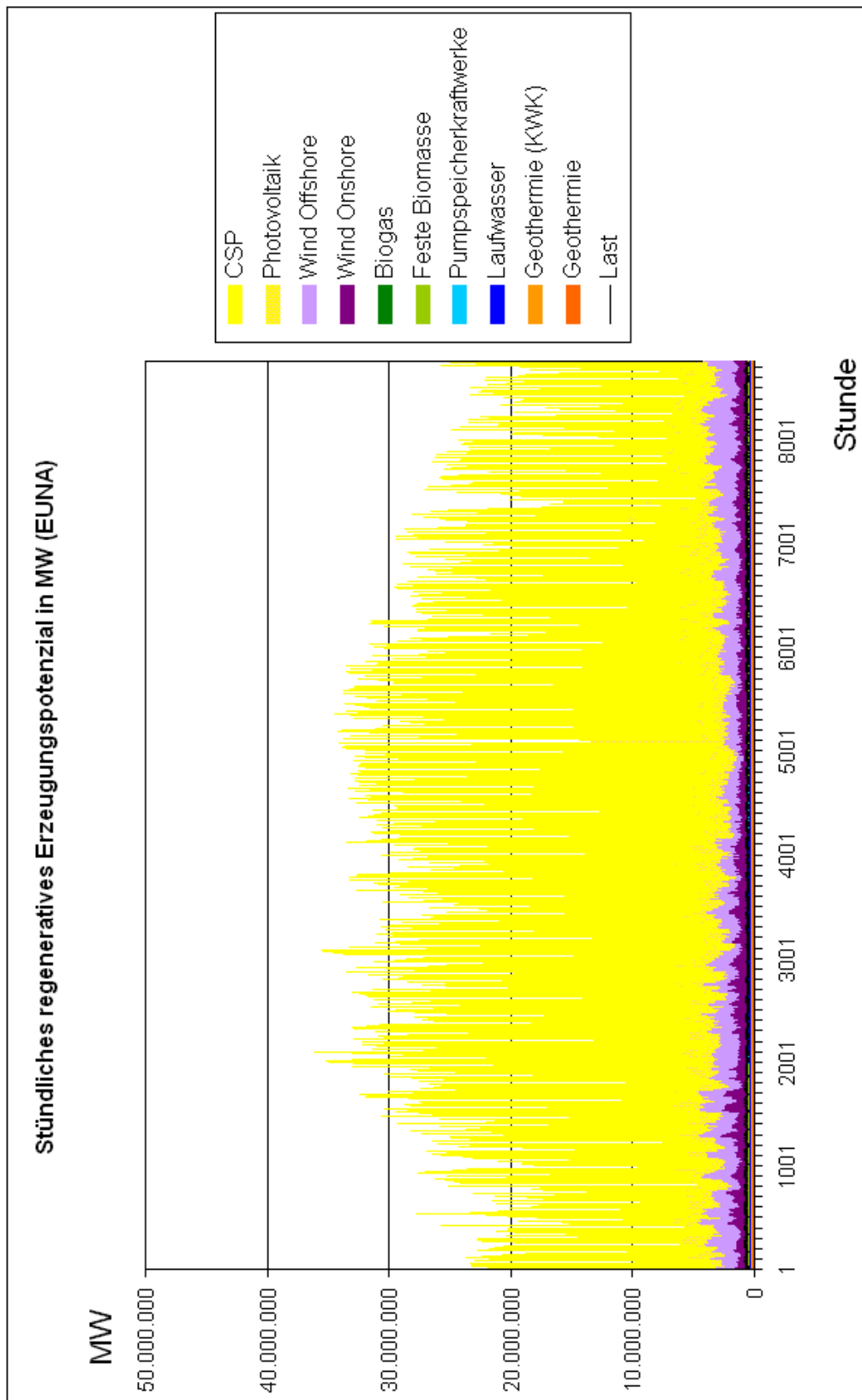
An vierter Stelle der Einzelpotenziale rangiert in der Region das der Wasserkraft mit maximal 224 GW, das je nach Jahreszeit bis auf 109 GW sinken kann. Hierbei handelt es sich zum großen Teil um die Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung mithilfe von Laufwasserkraftwerken. Insgesamt kann von der Wasserkraft ein nicht unerheblicher Beitrag zur regenerativen Deckung der Gesamtnachfrage erwartet werden. Eine Sonderrolle kommt der Wasserkraftnutzung im Bereich der kurz- und mittelfristigen Speicherung mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken zu.

Einen vergleichsweise kleinen Beitrag kann die natur- und umweltschutzgerechte Nutzung von Biogas und fester Biomasse leisten, da die für die Rechnungen des DLR angenommenen Potenziale sehr restriktiv in Bezug auf die Möglichkeit der Anpflanzung von Energiepflanzen sind und damit ein großer Teil des Potenzials auf der Nutzung landwirtschaftlicher und forstwirtschaftlicher Reststoffe beruht. Das Biomassepotenzial beträgt bei einer gleichmäßigen Nutzung über alle Stunden des Jahres circa 71 TWh. Da zumindest feste Biomasse, wie zum Beispiel Schwachholz aus der Forstwirtschaft, hervorragend lagerfähig ist und auch Biogas, wie Erdgas, in großen Mengen in ausgeförderten Gasfeldern saisonal gespeichert werden kann, wird diese regenerative Energieressource angesichts der schwankenden Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie eher dann zur Stromerzeugung eingesetzt werden, wenn die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie besonders niedrig ist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Versorgung der Region Europa–Nordafrika mit regenerativen Energiequellen auch nicht ansatzweise an die Grenzen der Erzeugungspotenziale stößt, sondern nur circa 2 % dieser Potenziale ausreichen, um eine dauerhaft regenerative Stromversorgung der Region zu gewährleisten.

Abbildung 3-16

### Stündliches regeneratives Erzeugungspotenzial in MW (EUNA)



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b



Selbst wenn eine rein nationale regenerative Stromversorgung in Deutschland im Bereich einer nicht zu erwartenden Gesamtnachfrage von über 800 TWh/a an ihre durch die Annahmen des DLR recht restriktiv gesetzten Grenzen stoßen könnte, so kann die sich bereits heute abzeichnende Integration in einen internationalen regenerativen Stromversorgungsverbund jede denkbare zukünftige Stromnachfrage in Deutschland befriedigen. Ob es hierzu eines Rückgriffs auf die solaren Erzeugungspotenziale Nordafrikas bedarf, erscheint aufgrund des extrem großen gesamten regenerativen Erzeugungspotenzials unwahrscheinlich, auch wenn die Einbeziehung der Erzeugungspotenziale Nordafrikas die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten weiter senken dürfte.

### **3.3.3      Drei Szenariofamilien               für eine regenerative Vollversorgung**

**110.** Wie die Analyse der Potenziale zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energiequellen in Abschnitt 3.3.2 deutlich gezeigt hat, ist eine regenerative Vollversorgung Deutschlands mit Elektrizität auch dann möglich, wenn ausschließlich auf die nationalen Erzeugungspotenziale regenerativer Energiequellen zurückgegriffen wird. Allerdings zeichnet sich ab, dass eine solche rein nationale Vollversorgung relativ teuer wäre und in erheblichem Maße auf die Nutzung verschiedener Speicher zurückgreifen müsste, um die zeitlich stark variierenden Erzeugungsmöglichkeiten so auszugleichen, dass zu jeder Stunde des Jahres die Bruttostromnachfrage aus inländischen Energiequellen gedeckt werden kann. Es hat sich auch gezeigt, dass eine gemeinsame Versorgung der Region Europa–Nordafrika lediglich auf 2 % des nutzbaren Erzeugungspotenzials zurückgreifen muss und nicht im Entferntesten an die Grenzen der nutzbaren regenerativen Stromerzeugungspotenziale der Region kommt. Wie aber bereits problematisiert, bedeutet eine Nutzung des Potenzials der gesamten Region auch die Einbeziehung heute zum Teil politisch instabiler Länder in Nordafrika und Osteuropa. Ein einfacher Weg, der die Ressourcenbeschränkung der rein nationalen Versorgung und die Risiken und Schwierigkeiten eines großen europäisch-nordafrikanischen Verbundes vermeidet, scheint eine trilaterale Kooperation mit den Nachbarländern Dänemark und Norwegen darzustellen, die über erhebliche zusätzliche kostengünstige regenerative Erzeugungspotenziale im Bereich der Windenergie und im Fall von Norwegen über die besten Speichermöglichkeiten in Europa verfügen. Der SRU sieht es daher als sachlich angemessen an, mithilfe von drei verschiedenen Szenariofamilien die möglichen Optionen einer regenerativen elektrischen Vollversorgung zu beleuchten. Wie in Abschnitt 3.3.1.2 erläutert, wurden daher folgende Szenariofamilien untersucht:

- eine regenerative elektrische Vollversorgung ausschließlich aus deutschen Potenzialen (DE) (Szenario 1.a und 1.b),

- eine regenerative elektrische Vollversorgung des Staatenverbundes Deutschland–Dänemark–Norwegen (DE–DK–NO) (Szenario 2.1.a, 2.1.b, 2.2.a und 2.2.b) und
- eine regenerative elektrische Vollversorgung im Rahmen eines Verbundes der Region Europa–Nordafrika in der Abgrenzung des DLR (DE–EUNA) (Szenario 3.a und 3.b).

Die Spezifikationen der einzelnen Unterszenarien können Tabelle 3-4 in Abschnitt 3.3.1.2 entnommen werden. Besondere Bedeutung kommt nach Einschätzung des SRU dem Verbund mit Norwegen und Dänemark zu, da dieser gegenüber einer vollständigen Autarkie (vgl. Szenarien 1.a und 1.b) deutliche Kostenreduktionen durch die Vermeidung von Überkapazitäten erlaubt und gleichzeitig mit relativ begrenztem technischen und politischen Aufwand realisierbar sein dürfte. Zudem könnte ein solcher Verbund den Ausgangspunkt für schrittweise Erweiterungen um weitere Partner bilden, ohne dass als Voraussetzung für die Realisierung einer Zusammenarbeit eine Übereinstimmung zwischen einer Vielzahl von Ländern erzielt werden müsste.

Bei den im Folgenden dargestellten Szenarien handelt es sich um technisch-ökonomische Betrachtungen, ungeachtet rechtlicher Gegebenheiten. Eine rechtliche Prüfung findet sich in Kapitel 6 des Sondergutachtens.

### **3.3.3.1 Die theoretische Variante: eine rein deutsche regenerative elektrische Vollversorgung**

**111.** Auch wenn es als sehr unwahrscheinlich angesehen werden kann, dass Deutschland eine regenerative elektrische Vollversorgung ohne jeden Elektrizitätsaustausch mit Nachbarländern realisieren wird, stellt dieser Fall doch die höchsten Anforderungen an eine rein auf regenerativen Energiequellen basierende Elektrizitätsversorgung. Damit ist es der anspruchsvollste Test, welchem man die Hypothese des SRU unterziehen kann, dass eine vollständig auf regenerativen Energiequellen basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 möglich ist. Wenn gezeigt werden kann, dass eine solche Versorgung mit den nachhaltig nutzbaren Potenzialen regenerativer Energieträger in Deutschland möglich ist, so ist jedes weitere Szenario, das Nachbarländer auf der Basis der gleichen Restriktionen einbezieht, in der Regel einfacher zu realisieren, da mit einer Vergrößerung des betrachteten Gebietes ergänzende Erzeugungs- und Speicherpotenziale hinzukommen, wie dies die Betrachtungen zum Potenzial der Gesamtregion Europa und Nordafrika in Abschnitt 3.3.3.3 gezeigt haben. Da ein Szenario, das Deutschland als „elektrische Insel“ betrachtet, jedoch einen theoretischen, in der Praxis extrem unwahrscheinlichen Fall darstellt, bei dem zudem die rechtliche Dimension nicht untersucht worden ist, werden die Ergebnisse der Berechnungen zu den Szenarien 1.a (DE 100 % SV-500) und 1.b (DE 100 % SV-700) im Folgenden nur kurz dargestellt. Da viele der getroffenen Annahmen für alle Szenarien gelten, werden diese im Folgenden am Beispiel der Szenarien 1.a und 1.b erläutert.

Das Basisszenario der regenerativen elektrischen Vollversorgung Deutschlands geht von einer Referenznachfrage von gut 500 TWh im Jahr 2050 aus (genau 509 TWh). Aufgrund von eigenen Berechnungen des DLR zu anderen Zielszenarien für das Jahr 2050 wurde von einer zu befriedigenden Elektrizitätsnachfrage von genau 509 TWh im Jahr 2050 ausgegangen, um den erforderlichen gleichzeitig entstehenden Rechenaufwand zu minimieren. Die Elektrizitätsnachfrage wird für alle Szenariorechnungen anhand eines typischen (historischen) Jahreslastgangs in ihrer stündlichen Entwicklung abgebildet. Mithilfe des REMix-Modells des DLR wird unter Einbeziehung von Speichermöglichkeiten und unter Zugrundelegung der in Abschnitt 3.3.1 erläuterten Kostenannahmen ein optimaler regenerativer Elektrizitätsmix zur Befriedigung der stündlichen Nachfrage berechnet. Für die Speichermöglichkeiten wird auf der Basis von EHLERS (2005), der die Verfügbarkeit entsprechender Salzformationen für die Anlage von Speicherkavernen untersucht hat, angenommen, dass in Deutschland Druckluftspeichervolumina entsprechend einem elektrischen Speichervolumen von maximal 3,5 TWh bereitgestellt werden könnten. Diese Annahme bedarf der weiteren Erhärtung durch zusätzliche Untersuchungen.

Deutsche Pumpspeicherkraftwerke werden in die Speicherung fluktuierender Einspeisungen nur in geringem Umfang (ca. 1 GW) einbezogen, da unterstellt wird, dass der größte Teil der vorhandenen deutschen Kapazitäten von circa 7 GW für den Bereich der Netzdienstleistungen (wie Minutenreserve und Frequenzhaltung) genutzt wird. Diese Annahme muss vor dem Hintergrund der bereits heute geübten Praxis, Pumpspeicher auch zur Spitzenlastbereitstellung zu nutzen, als sehr konservativ qualifiziert werden.

Wie Abbildung 3-17 zeigt, kann mit dem in Deutschland nutzbaren regenerativen Elektrizitätserzeugungspotenzial unter Zuhilfenahme von Druckluftspeichern zu jeder Stunde des Jahres die Stromnachfrage gedeckt werden, ohne auch nur eine Kilowattstunde Elektrizität zu importieren. Um diese Stromversorgung sicherzustellen, werden von 33 GW installierter Onshore-Windenergieleistung circa 76 TWh/a Elektrizität erzeugt, von 73 GW installierter Offshore-Windenergieleistung circa 317 TWh/a bereitgestellt und von 86 GW installierter Leistung von Photovoltaikanlagen circa 88 TWh/a Elektrizität beigesteuert. Einen ähnlich großen Beitrag leistet die Biomasse mit 71 TWh/a aus einer installierten Kapazität von 33 GW. In diesem Szenario wird unter der sehr theoretischen Bedingung einer elektrischen Autarkie Deutschlands das gesamte Biomassepotenzial für die Stromerzeugung genutzt. Die feste Biomasse kommt hierbei mit großer Kapazität, aber geringen Betriebsstunden (ca. 1.660 Volllaststundenäquivalente pro Jahr) im Bereich der Spitzenlast zum Einsatz. Dies ist auf die gute Speicherbarkeit der Biomasse und die beschränkte Verfügbarkeit anderer Speicher zurückzuführen. Die Wasserkraft, die gegenüber dem heutigen Stand praktisch nicht weiter ausgebaut wird, steuert knapp 25 TWh/a aus circa

4,5 GW installierter Leistung bei. Eine Übersicht über die Ergebnisse des Szenarios 1.a (509 TWh/a) und des Szenarios 1.b (700 TWh/a) gibt Tabelle 3-5.

Für eine Stromnachfrage von 509 TWh/a werden in Deutschland insgesamt 580 TWh/a produziert. Hiervon werden circa 51 TWh/a in Druckluftspeichern eingespeichert. Nach Speicher- und Umwandlungsverlusten werden davon der Nachfrage zeitversetzt 34 TWh/a wieder zur Verfügung gestellt. Pumpspeicher werden dazu eingesetzt, insgesamt circa 1,2 TWh/a einzuspeichern und circa 1 TWh/a im Laufe des Jahres wieder auszuspeichern. Insgesamt kommt es zu einer nicht genutzten Überproduktion von gut 53 TWh/a, die in der Regel im Bereich der Windenergie abgeregelt werden kann. Einer Spitzenlast von circa 81 GW in der Stunde der höchsten Nachfrage steht eine installierte Gesamtleistung von 230 GW primärer Erzeugungsleistung und eine zusätzliche sekundäre Erzeugungsleistung der Speicherkraftwerke von 32 GW gegenüber. Für die gesamte Elektrizitätsversorgung entstehen einschließlich aller annuitätisch gerechneten Kapitalkosten Kosten von 45,9 Mrd. €/a in Preisen von 2009. Dies entspricht durchschnittlichen Erzeugungskosten von 0,090 €/kWh oder 90 €/MWh. Tabelle 3-5 zeigt alle Informationen zu den eingesetzten Leistungen, produzierten Elektrizitätsmengen, jährlichen Kosten und den spezifischen Kosten im Szenario 1.a (und 1.b) im Überblick.

Erhöht man die angenommene Bruttostromnachfrage auf 700 TWh/a und skaliert die Lastkurve um diese Erhöhung in ihren stündlichen Werten nach oben, so erhält man die anspruchsvollste Szenariovariante, die im Zusammenhang dieser Stellungnahme untersucht wurde (Szenario 1.b). Mit einer derartig hohen Elektrizitätsnachfrage ist im Jahr 2050 nur zu rechnen, wenn die sich bisher abzeichnenden Einsparbemühungen nur geringe Erfolge zeigen und wenn gleichzeitig der gesamte motorisierte Individualverkehr (PKW) auf elektrische Antriebe umgestellt wird (WIETSCHERL und DALLINGER 2008) und diese Antriebsenergie auch über regenerativ erzeugten Strom aus Deutschland bereitgestellt werden muss.

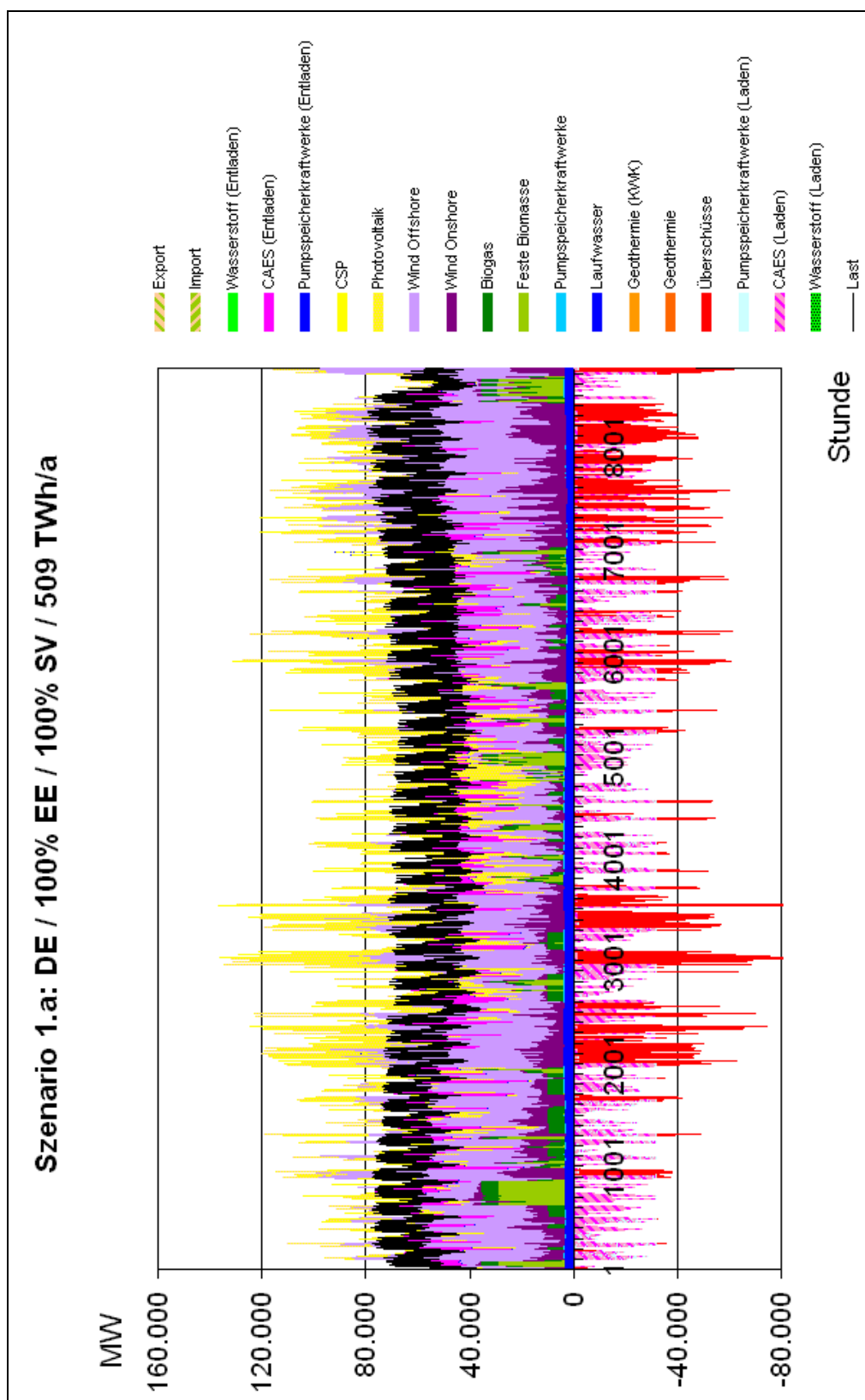
Die in Abbildung 3-11 in Abschnitt 3.3.2 wiedergegebene Potenzialkostenkurve der regenerativen Energiequellen in Deutschland lässt vermuten, dass bei Nachfragen im Bereich von 700 TWh/a auch deutlich teurere Optionen, wie die elektrische Nutzung der Geothermie, zum Einsatz kommen. Abbildung 3-7 bestätigt diesen Zusammenhang auch in der stündlichen Optimierung. Geothermie wird fast über das ganze Jahr mit hoher Leistung zur Stromerzeugung herangezogen und erzeugt aus einer installierten Leistung von 18,3 GW eine elektrische Arbeit von 147,1 TWh/a. Mit durchschnittlichen Kosten von 202 €/MWh liegt diese Stromerzeugung allerdings weit über den durchschnittlichen Erzeugungskosten des 509 TWh/a-Szenarios. Insgesamt wird die Erzeugungsleistung gegenüber dem Basisszenario 1.a (509 TWh/a) von 230 auf 283 GW gesteigert, um die deutlich höhere Nachfrage mit einer Spitzenlast von gut 112 GW decken zu können. Diese Steigerung

umfasst neben der neuen geothermischen Leistung eine Erhöhung der Erzeugungsleistung der PV von circa 86 GW auf circa 110 GW, eine Ausweitung der Windenergiekapazitäten im Onshore-Bereich von circa 33 auf circa 39 GW und eine Erhöhung der Biomasseleistung von circa 33 auf circa 38 GW. Die Erhöhung der Biomasseleistung führt aufgrund der bereits im Szenario 1.a erreichten Kapazitätsgrenze von 71 TWh/a nicht zu einer Erhöhung der Produktion. Sie dient ausschließlich der Abdeckung höherer Lastspitzen durch den Einsatz fester Biomasse. Die Nutzungsstunden reduzieren sich von 1.660 Volllaststundenäquivalenten in Szenario 1.a auf circa 1.450 h/a. Auch die Kapazitäten im Bereich der Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage – CAES) werden von 32 auf 37 GW erhöht. Abbildung 3-18 zeigt sehr deutlich, wie die geothermische Elektrizitätserzeugung als neuer Sockel die Erzeugungsleistung gegenüber dem Szenario 1.a (509 TWh/a) erhöht. Trotz der deutlich gesteigerten Erzeugungskapazitäten reduziert sich die Überproduktion von 53 TWh/a im Szenario 1.a auf 45 TWh/a im Szenario 1.b.

Insgesamt erhöhen sich die jährlichen Gesamtkosten von circa 46 Mrd. Euro auf knapp 81 Mrd. Euro, wobei der größte Teil der Kostensteigerung auf die geothermische Elektrizitätserzeugung mit fast 30 Mrd. Euro entfällt. Die Kosten pro Kilowattstunde steigen durch die notwendige Einbeziehung sehr teurer Erzeugungsoptionen von 0,09 auf 0,115 €/kWh.

Abbildung 3-17

**Szenario 1.a: DE / 100 % EE / 100 % SV / 509 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Tabelle 3-5

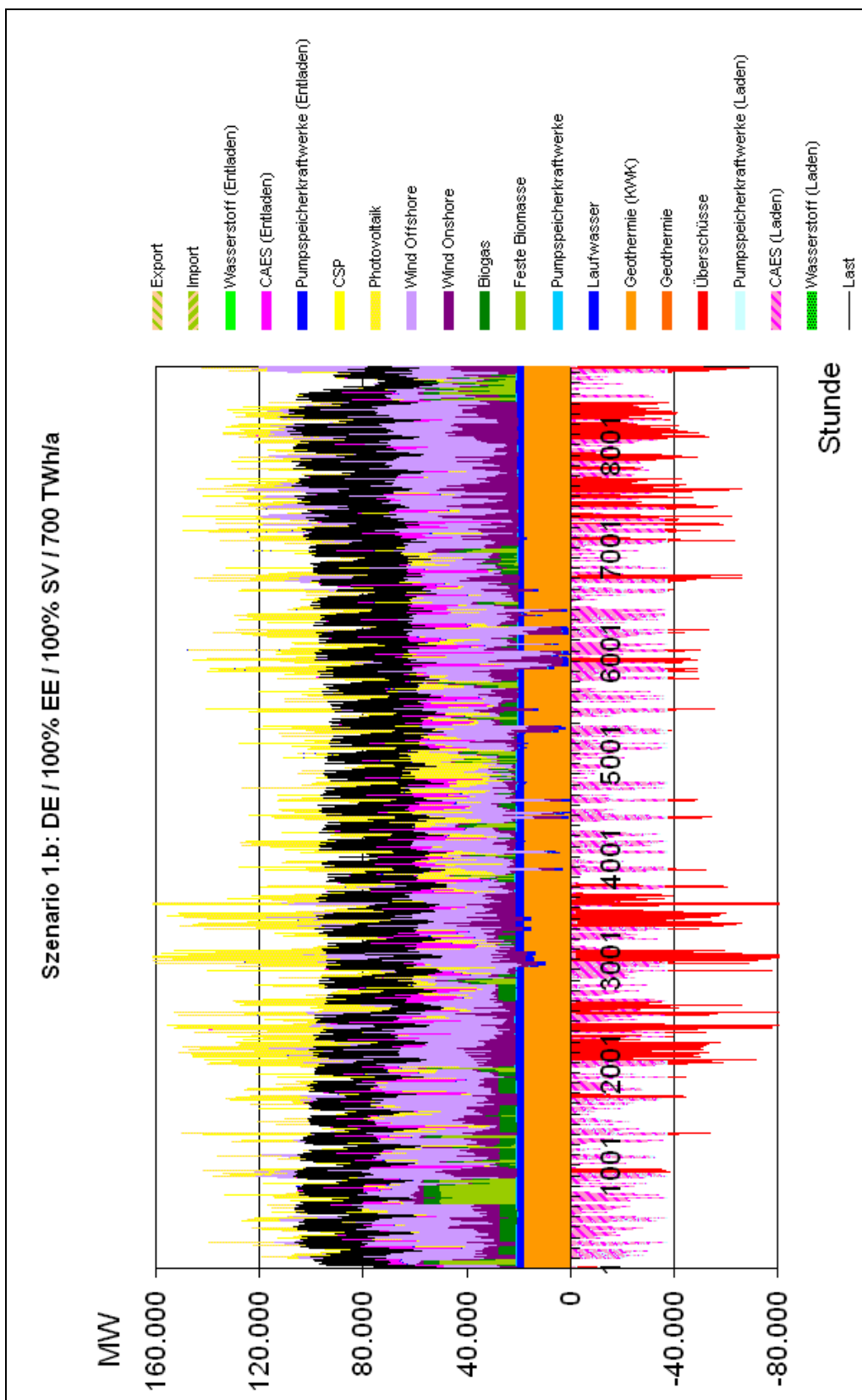
**Szenario 1.a und 1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten,  
erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

	Genutzte Leistung		Produktion		Genutztes Potenzial		Kosten			
	GW max		TWh/a		%		Mio. €/a		ct/kWh	
Genutzte Energiequelle/ -technologie für Szenario	1.a	1.b	1.a	1.b	1.a	1.b	1.a	1.b	1.a	1.b
Photovoltaik	85,9	109,6	87,9	112,2	78,3	100	7.798	9.957	8,9	8,9
Solarthermische Stromerzeugung										
Windenergie – Onshore	33,1	39,5	76,0	90,6	84,4	100,0	3.578	4.267	4,7	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	100,0	100,0	13.056	13.057	4,1	4,1
Geothermie										
Geothermie mit KWK	0,0	18,3	0,0	147,1	0,0	96,2	0	29.696	0,0	20,2
Feste Biomasse	26,8	30,8	44,5	44,5	100,0	100,0	11.664	12.734	26,2	28,6
Feste Biomasse mit KWK										
Biogas										
Biogas mit KWK	6,6	6,7	26,6	26,6	100,0	100,0	4.687	4.745	17,6	17,8
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	25,3	25,3	100,0	100,0	1.337	1.337	5,3	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,4	0,4	2,3	2,3	100,0	100,0	119	119	5,3	5,3
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>230</b>	<b>283</b>	<b>579,5</b>	<b>766</b>			<b>42.239</b>	<b>75.911</b>	<b>7,3</b>	<b>9,9</b>
Import von Elektrizität	0	0	0,0	0			0			
Export von Elektrizität	0	0	0,0	0			0			
Speicherung von Elektrizität										
Pumpspeicher – Speicherung	0,5	0,6	1,2	1,4						
Pumpspeicher – Erzeugung	0,5	0,6	1,0	1,1			68	85	7,1	7,7
Druckluftspeicher – Speicherung	32	37	50,5	60,3						
Druckluftspeicher – Erzeugung	32	37	33,5	39,7			3.654	4.660	10,9	11,7
Wasserstoff – Speicherung	0	0,0	0,0	0,0						
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung	0	0,0	0,0	0,0						
Speicherverluste			17,2	21						
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81</b>	<b>112</b>	<b>509,0</b>	<b>700</b>			<b>45.960</b>	<b>80.656</b>	<b>9,0</b>	<b>11,5</b>
Überkapazität/-produktion	181	209	53,3	45						

Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010a

Abbildung 3-18

**Szenario 1.b: DE / 100 % EE / 100 % SV / 700 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b



### **3.3.3.2 Eine regenerative Vollversorgung im Verbund mit Norwegen und Dänemark**

#### **3.3.3.2.1 Nationale Vollversorgung mit ausgeglichener Export-Import-Bilanz**

**112.** Vor dem Hintergrund der bereits heute erreichten internationalen Verflechtung und Zusammenarbeit in der europäischen Elektrizitätserzeugung erscheinen Szenarien, die eine regenerative Vollversorgung ausschließlich auf der Basis einer deutschen Stromversorgung sicherstellen, weit über das notwendige Ziel einer politisch stabilen Versorgung hinauszugehen. Die Szenarien 1.a und 1.b sind daher eher als Beleg dafür anzusehen, dass selbst extrem anspruchsvolle Versorgungsziele durch eine rein regenerative Stromerzeugung sichergestellt werden können. In der Praxis erscheint es eher wahrscheinlich, dass Deutschland mit seinen Nachbarstaaten kooperiert. Ein einfaches Modell für eine solche Kooperation ist ein Verbund mit den Staaten Dänemark und Norwegen (oder Schweden). Eine solche Zusammenarbeit dürfte selbst bei größter Skepsis kaum auf das Misstrauen stoßen, dass eine entsprechende gegenseitige Abhängigkeit ein nennenswertes Versorgungsrisiko beinhalten könnte. In den Szenarien der Szenariofamilie 2 wird daher als erste Stufe der Lockerung der regionalen Restriktionen der Szenariofamilie 1 eine regenerative Vollversorgung für den Verbund Deutschland–Dänemark–Norwegen analysiert. Hierbei wird im Fall der Szenarien 2.1.a und 2.1.b angenommen, dass jedes der drei Länder 100 % seiner Elektrizität im Laufe des Jahres selbst produziert. Allerdings ist es erlaubt, bis zu 15 % der gesamten Erzeugung auszutauschen, sodass nicht jedes Land in jeder Stunde 100 % seiner Elektrizität erzeugen muss. Dieser Fall wird wieder für Gesamtnachfragen von 509 TWh/a in Deutschland (Szenario 2.1.a) und für 700 TWh/a (Szenario 2.1.b) untersucht. Diese deutschen Elektrizitätsnachfragen entsprechen einer Summe von circa 650 TWh/a (Szenario 2.1.a) bzw. circa 895 TWh/a (Szenario 2.1.b) der Nachfragen aller drei Länder. Eine systematische Übersicht aller untersuchten Szenarien findet sich in Tabelle 3-4 in Abschnitt 3.3.1.2.

Im Szenario 2.1.a (509 TWh/a in Deutschland) reduzieren sich die Erzeugungskosten gegenüber der rein deutschen Versorgung von 0,09 auf 0,07 €/kWh, da der Austausch von Elektrizität und speziell die Nutzung der norwegischen Pumpspeichermöglichkeiten eine Reduktion der Erzeugungleistung von 230 auf 163 GW in Deutschland erlaubt. Durch die Kooperation gelingt es, die überschüssige Produktion von 53 TWh/a auf circa 0,8 TWh/a zu senken. Auch die Kapazität der deutschen Druckluftspeicher lässt sich von 32 auf 18 GW reduzieren. Bemerkenswert ist, dass auf der einen Seite die teuren Erzeugungstechnologien deutlich in ihrer installierten Leistung reduziert werden (Biomasse – 27 GW, Photovoltaik – 47 GW), aber gleichzeitig die Kapazität der Windenergieerzeugung im Onshore-Bereich in Deutschland auf ihr vom Modell angenommenes maximales Potenzial von 39,5 GW

(+ 6,4 GW) ausgebaut wird. Hintergrund für diese Kapazitätserhöhung ist die kostengünstige Möglichkeit der Pumpspeicherung in Norwegen im Rahmen des Ausgleichs innerhalb des Verbundes der drei Staaten. Allerdings verringert sich die Nutzung der in Deutschland installierten Druckluftspeicher gegenüber dem vergleichbaren Szenario 1.a, sodass sich die spezifischen Speicherkosten von 0,109 auf 0,276 €/kWh erhöhen. Auch hier macht sich die Konkurrenz der günstigeren Pumpspeichermöglichkeiten in Norwegen bemerkbar, die zu dieser schlechteren Speicherauslastung in Deutschland führt. Auch die Biomasse kann aus ihrer Funktion als Speicher, die sie mit ihrem Einsatz in den Autarkieszenarien 1.a und 1.b hatte, abgezogen werden. Sobald die Anbindung der norwegischen Speicher erfolgt, wird auch die feste Biomasse nur noch in der KWK eingesetzt und die Betriebsstunden der Anlagen erhöhen sich auf 6.840 Jahresvolllaststundenäquivalente.

Tabelle 3-6 zeigt die Ergebnisse zu den Szenarien 2.1.a und 2.1.b im Überblick. Es ist anzumerken, dass die auftretenden Verluste beim internationalen Transport und der Speicherung von Elektrizität außerhalb Deutschlands für den Reimport so berechnet sind, dass diese Verluste außerhalb Deutschlands durch zusätzliche Erzeugung ausgeglichen werden. Die angesetzten Kosten für den Reimport beinhalten die Kosten für den internationalen Transport in beide Richtungen, die Kosten für eine Speicherung (Pumpspeicher in Norwegen) und die Kosten für eine Erzeugung der Ausgleichsenergie für die Verluste (Windenergie in Norwegen).

Abbildung 3-19 zeigt die Erzeugung in der gesamten Region DE–DK–NO im Zieljahr 2050. Hierbei fallen unmittelbar der hohe Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken und die häufige hohe Speicherleistung im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke auf, die praktisch ausschließlich norwegische Kapazitäten darstellen. Die primäre Elektrizitätserzeugung wird klar von der Windenergie dominiert.

In Deutschland wird in diesem Szenario, wie Abbildung 3-20 am Beispiel des Monats März zeigt, in erheblichem Umfang kurzfristig Strom ex- und importiert. Die hohen Windeenergieleistungen führen zu höheren Erzeugungsspitzen als im Szenario 1.a. Dafür schrumpfen die Beiträge von Biomasse und PV deutlich. Es lässt sich sehr deutlich sehen, wie zu Zeiten erhöhter Produktion Elektrizität exportiert und kurze Zeit später bereits wieder importiert wird, sobald die Erzeugung aus Windenergie deutlich nachlässt. Im Vergleich zum Szenario 1.a werden die deutschen Druckluftspeicher nur noch relativ selten in Anspruch genommen.

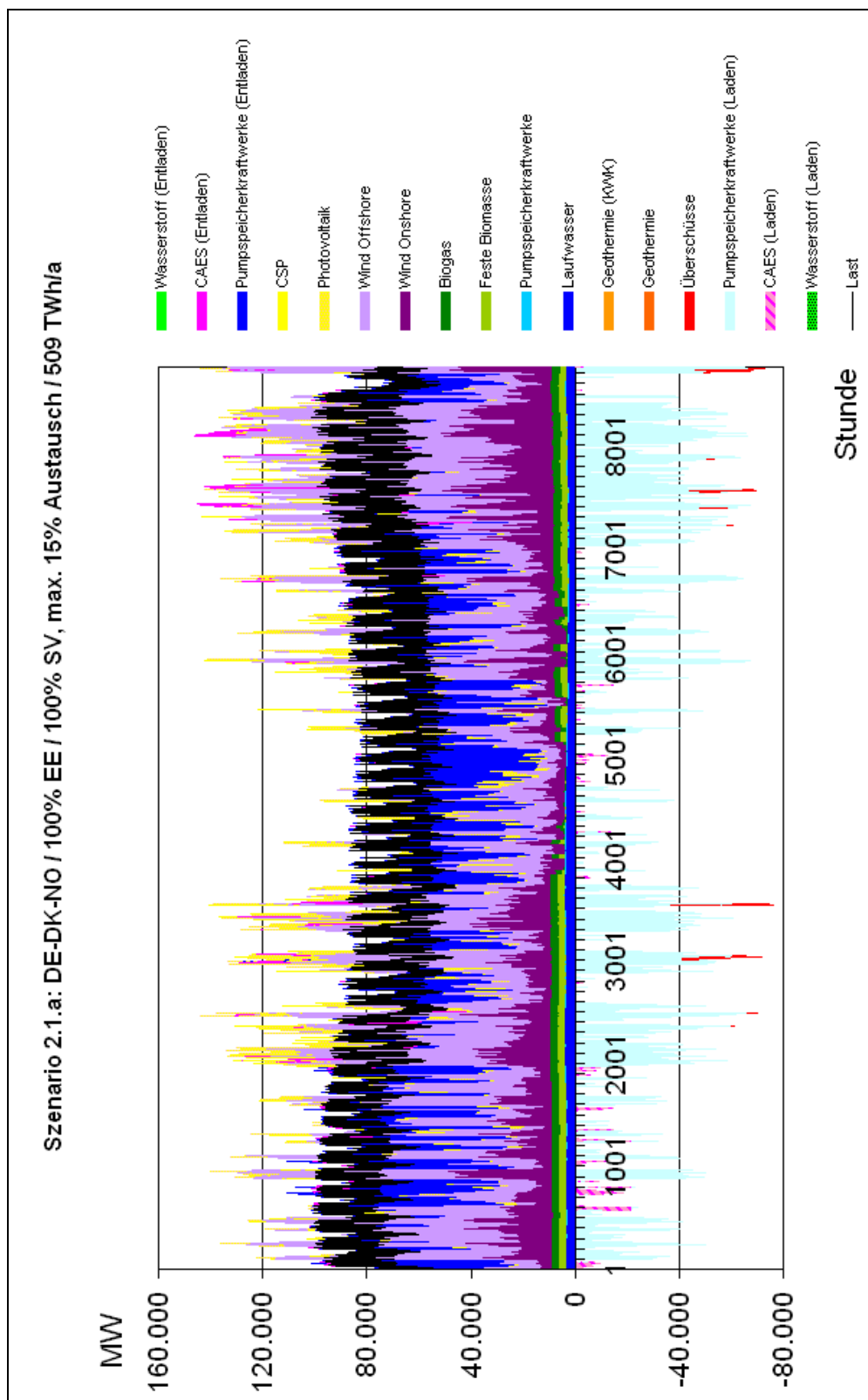
Tabelle 3-6

**Szenario 2.1.a und 2.1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten,  
erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

Szenario	Genutzte Leistung		Produktion		Genutztes Potenzial		Kosten			
	GW max		TWh/a		%		Mio. €/a		ct/kWh	
	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b
<b>Genutzte Energiequelle/ -technologie</b>										
Photovoltaik	40,9	109,6	41,9	112,2	37,3	100,0	3.714	9.957	8,9	8,9
Solarthermische Stromerzeugung		0,0		0,0		0,0		0		
Windenergie – Onshore	39,5	39,5	90,6	90,6	100,0	100,0	4.267	4.267	4,7	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	100,0	100,0	13.057	13.057	4,1	4,1
Geothermie		0,0		0,0		0,0		0		
Geothermie mit KWK		14,4		119,8	9,4	78,4		23.314		19,5
Feste Biomasse		0,0		0,0		0,0		0		
Feste Biomasse mit KWK	2,5	3,0	17,1	17,1	40,8	40,8	1.983	2.249	11,6	13,2
Biogas		0,0		0,0		0,0		0		
Biogas mit KWK	2,4	2,9	17,1	17,1	64,3	64,3	1.495	1.741	8,7	10,2
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	25,3	25,3	100,0	100,0	1.337	1.337	5,3	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	2,3	2,3	100,0	100,0	92	92	4,0	4,0
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>162,9</b>	<b>247,0</b>	<b>511,2</b>	<b>701,3</b>			<b>25.944</b>	<b>56.013</b>	<b>5,1</b>	<b>8,0</b>
Reimport von Elektrizität	0,0	0,0	76,4	103,1			8.406	11.304	11,0	11,0
Speicherung von Elektrizität										
Pumpspeicher– Speicherung	1,2	1,2	1,0	0,8						
Pumpspeicher– Erzeugung	1,2	1,2	0,8	0,6			171	170	21,4	28,3
Druckluftspeicher– Speicherung	18,1	23,5	5,7	4,0						
Druckluftspeicher– Erzeugung	18,1	23,5	4,3	3,0			1189	1466	27,6	48,9
Wasserstoff – Speicherung	0,0	0,0	0,0	0,0						
Wasserstoff– Elektrizitätserzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0						
Speicherverluste			1,6	1,2						
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81</b>	<b>111</b>	<b>509,4</b>	<b>700,1</b>			<b>35.709</b>	<b>68.953</b>	<b>7,0</b>	<b>9,8</b>
Überkapazität/-produktion	101,2	160,7	0,2	0,0						
Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b										

Abbildung 3-19

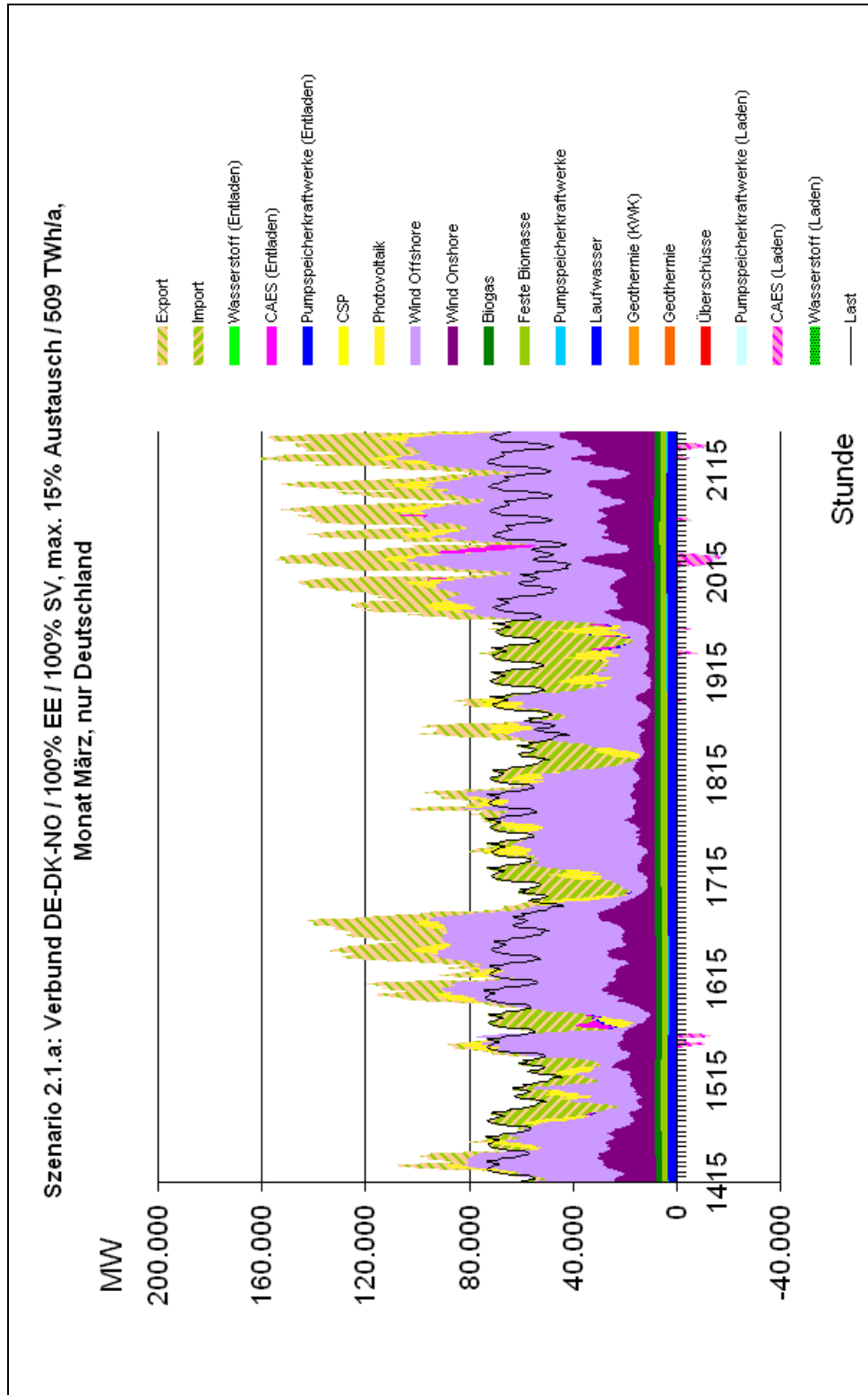
**Szenario 2.1.a: DE-DK-NO /**  
**100 % EE / 100 % SV, max. 15 % Austausch / 509 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-20

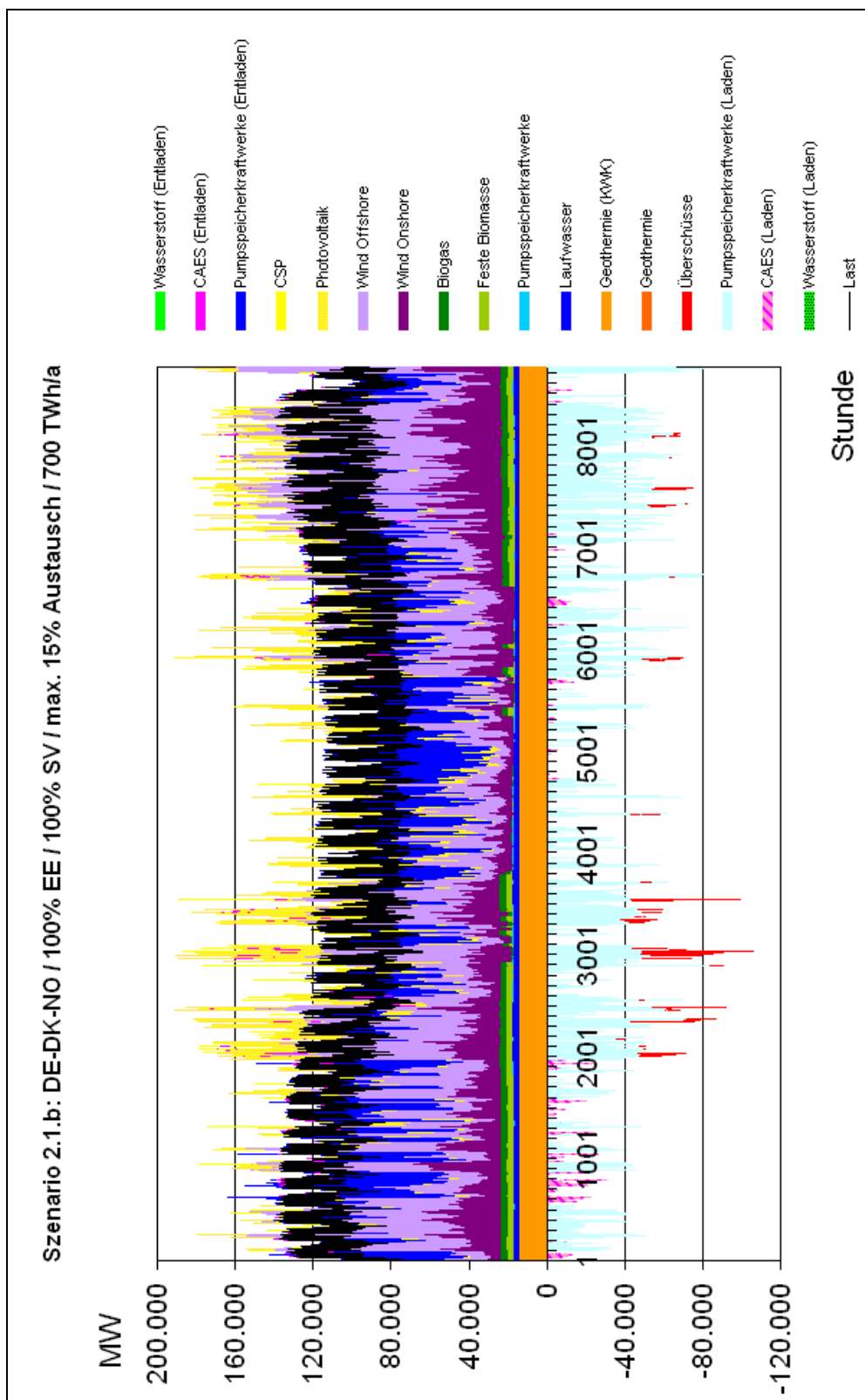
**Szenario 2.1.a: DE-DK-NO /  
100 % EE / 100 % SV, max. 15 % Austausch / 509 TWh/a, Monat März, nur  
Deutschland**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-21

**Szenario 2.1.b: DE-DK-NO /**  
**100 % EE / 100 % SV, max. 15 % Austausch / 700 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Im Szenario 2.1.b wird die Situation für die in Deutschland analog zum Szenario 1.b auf 700 TWh/a erhöhte Elektrizitätsnachfrage untersucht. Wiederum ist lediglich ein Austausch von bis zu 15 % der nachgefragten Elektrizität zwischen den drei Ländern zulässig. Per Saldo müssen über das Jahr 100 % der nachgefragten Elektrizität im eigenen Land produziert werden. Die Erhöhung der Nachfrage in Deutschland auf 700 TWh/a ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Gesamtnachfrage der drei Länder auf circa 895 TWh/a. Gegenüber dem Szenario 2.1.a führt diese Nachfrageerhöhung zu einem Anstieg der durchschnittlichen Elektrizitätskosten von 0,07 auf 0,098 €/kWh. Gegenüber Szenario 1.b, der rein deutschen Versorgung mit einer Stromnachfrage von 700 TWh/a, sinken die Kosten allerdings um circa 0,017 €/kWh. Die Kostensteigerung im Vergleich zum Szenario 2.1.a (509 TWh/a) ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass für die Erzeugung der größeren Elektrizitätsmengen zusätzlich die geothermischen Erzeugungspotenziale in Deutschland mit circa 14,4 GW einbezogen und die Erzeugungskapazitäten der PV von 41 auf 110 GW erhöht werden müssen. Auch müssen die deutschen Druckluftspeicherkapazitäten von 18,1 auf 23,5 GW erhöht werden, obwohl dies eine noch schlechtere Auslastung der Druckluftspeicher im Jahresverlauf bedeutet. Die Angaben über die genutzten Leistungen, erzeugten Elektrizitätsmengen sowie die gesamten und spezifischen Kosten können Tabelle 3-6 entnommen werden. Die Erhöhung des Anteils der geothermischen Elektrizitätserzeugung ist in Abbildung 3-21 sehr deutlich als orange-roter Sockel der Erzeugung zu erkennen.

### **3.3.3.2 Nationale Versorgung mit einem zulässigen Nettoimport von 15 %**

**113.** In den Szenarien 2.2.a und 2.2.b wird für die Ländergruppe DE–DK–NO die Restriktion aufgegeben, dass 100 % der elektrischen Jahresarbeit im eigenen Land produziert werden müssen. In diesen Szenarien ist es zulässig, dass 15 % der elektrischen Jahresarbeit aus den beiden Partnerländern importiert werden dürfen. Im Szenario 2.2.a wird dabei wiederum eine Nachfrage von 509 TWh/a in Deutschland (entsprechend 650 TWh/a im Verbund) untersucht, während im Szenario 2.2.b eine Nachfrage von 700 TWh/a in Deutschland (entsprechend 895 TWh/a im Verbund) die Basis der Berechnungen darstellt.

Tabelle 3-7 zeigt für das Szenario 2.2.a, dass die Kosten gegenüber dem Szenario 2.1.a (kein Nettoimport, aber Austausch) nur geringfügig von 0,07 auf 0,065 €/kWh sinken, obwohl die in Deutschland installierte Erzeugungskapazität von 163 auf 107 GW gesenkt werden kann. Hierbei entfällt vor allem die photovoltaische Erzeugungskapazität vollständig (– 41 GW) und die im Onshore-Bereich installierte Windenergiekapazität wird auf 25 GW (– 15 GW) reduziert. Da aber der importierte regenerative Strom einschließlich aller Aufwendungen für Zwischenspeicherungen mit 0,148 €/kWh relativ teuer ist, verringern die in Deutschland vermiedenen Investitionskosten die Gesamtkosten kaum.

In Abbildung 3-22, die den Jahresverlauf der Gesamterzeugung im Dreiländerverbund zeigt, kann man bei einem Vergleich mit Abbildung 3-19 (Szenario 2.1.a) erkennen, dass keine Solarenergie mehr zur Deckung der Nachfrage herangezogen wird. Der vergleichsweise teure Einsatz der PV wird durch zusätzliche Windenergie und Speicherung ersetzt.

Wird unter den gleichen Randbedingungen (15 % Import aus den beiden anderen Ländern im Verbund) die zu befriedigende Nachfrage auf 700 TWh/a erhöht, so erhält man die Randbedingungen des Szenarios 2.2.b. Wie Tabelle 3-7 zeigt, müssen für die Bereitstellung von 85 % dieser elektrischen Arbeit (595 TWh/a) in Deutschland die Erzeugungskapazitäten mit 234 GW gegenüber dem Szenario 2.2.a (107 GW) mehr als verdoppelt werden, obwohl sich die in Deutschland zu erzeugende elektrische Arbeit von 435 TWh/a nur um 161 TWh/a auf 596 TWh/a erhöht. Die Erhöhung der Leistung erfolgt durch den Ausbau der PV auf 110 GW (+ 110 GW), die Erhöhung der Kapazität der Onshore-Windenergie auf 39,5 GW (+ 15 GW) und die Nutzung von 1,8 GW Geothermie. Insgesamt steigen die Kosten von 0,065 €/kWh im Szenario 2.2.a auf 0,072 €/kWh.

Im Vergleich zum Szenario 2.1.b, das keinen Import, sondern nur den Austausch von Elektrizität zulässt, sinken die Kosten allerdings deutlich von 0,098 auf 0,072 €/kWh. Diese Kostenreduktion ergibt sich vor allem aus der deutlich geringeren Kapazität der geothermischen Elektrizitätserzeugung (- 12,6 GW), die im Szenario 2.2.b durch Importe ersetzt werden kann. Ein Vergleich der Abbildung 3-23 (Szenario 2.2.b) mit Abbildung 3-21 (Szenario 2.1.b) zeigt deutlich den stark geschrumpften Sockel der geothermischen Erzeugung.



Tabelle 3-7

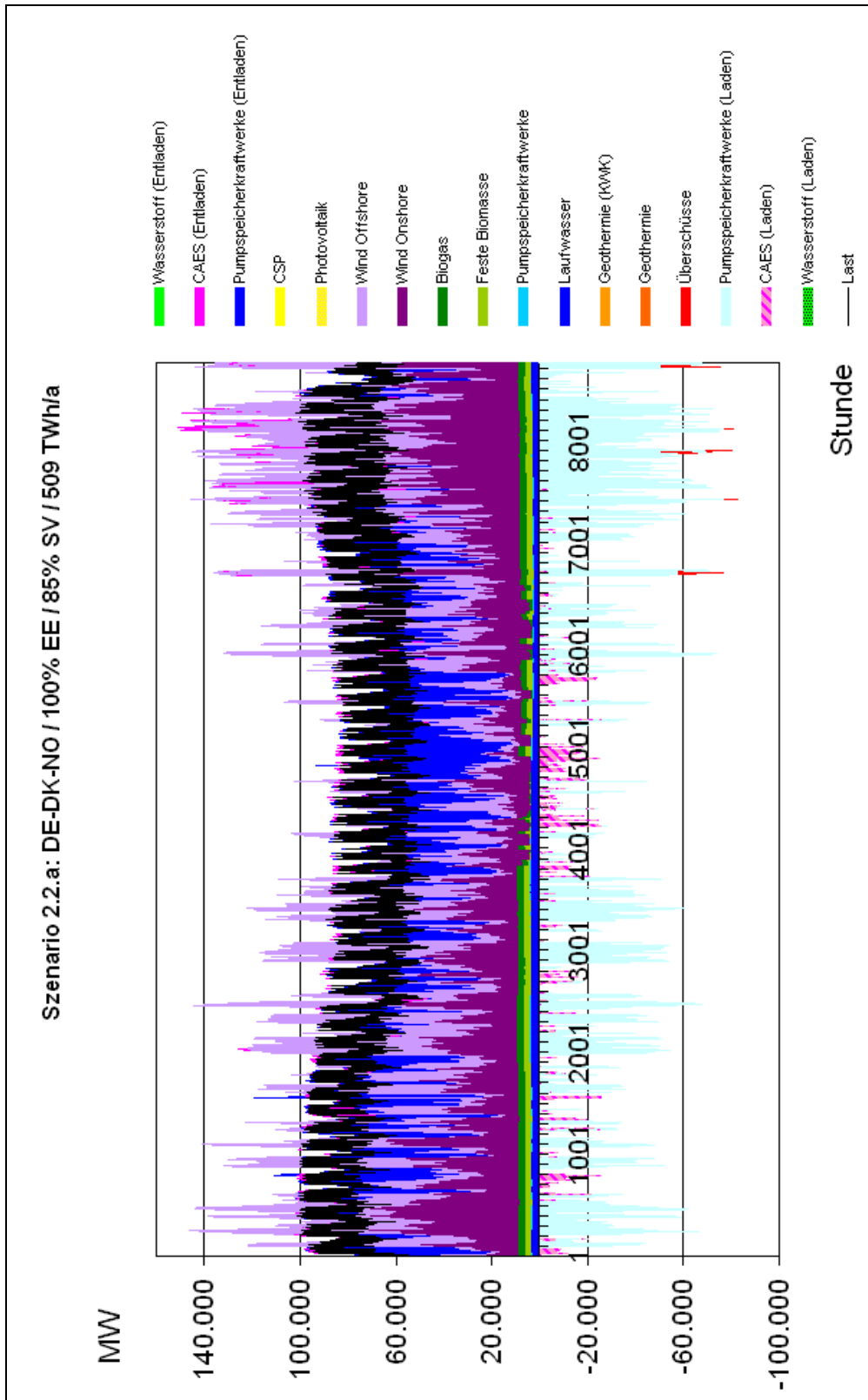
**Szenario 2.2.a und 2.2.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten,  
erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

	Genutzte Leistung		Produktion		Genutztes Potenzial		Kosten			
	GW max		TWh/a		%		Mio. €/a		ct/kWh	
Genutzte Energiequelle/ -technologie für Szenario	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b
Photovoltaik		109,6		112,2		100,0		9.957		8,9
Solarthermische Stromerzeugung										
Windenergie – Onshore	24,6	39,5	56,5	90,6	62,8	100,0	2.663	4.267	4,7	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	100,0	100,0	13.057	13.057	4,1	4,1
Geothermie										
Geothermie mit KWK		1,8		14,6	1,2	9,5		2.842		19,5
Feste Biomasse										
Feste Biomasse mit KWK	2,5	2,6	17,1	17,1	40,8	40,8	1.960	2.035	11,5	11,9
Biogas										
Biogas mit KWK	2,3	2,5	17,1	17,1	64,3	64,3	1.471	1.545	8,6	9,0
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	25,3	25,3	100,0	100,0	1.337	1.337	5,3	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	2,3	2,3	100,0	100,0	89	89	3,9	3,9
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>107,0</b>	<b>233,6</b>	<b>435,2</b>	<b>596,1</b>			<b>20.576</b>	<b>35.128</b>	<b>4,7</b>	<b>5,9</b>
Nettoimport von Elektrizität			76,4	105,0			11.298	14.091	14,8	13,4
Speicherung von Elektrizität										
Pumpspeicher– Speicherung	0,5	0,9	1,1	0,4						
Pumpspeicher– Erzeugung	0,5	0,9	0,9	0,3			76	125	8,4	41,7
Druckluftspeicher– Speicherung	18,7	23,1	7,0	3,5						
Druckluftspeicher– Erzeugung	18,7	23,1	5,2	2,6			1.228	1.352	23,6	52,0
Wasserstoff– Speicherung										
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung										
Speicherverluste	0,0		2,0	1,0						
<b>Gesamtnachfrage/ -kosten</b>	<b>81,0</b>	<b>111,4</b>	<b>509,4</b>	<b>700,0</b>			<b>33.178</b>	<b>50.697</b>	<b>6,5</b>	<b>7,2</b>
Überkapazität/-produktion	45,2	146,2	0,5	0,1						

Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-22

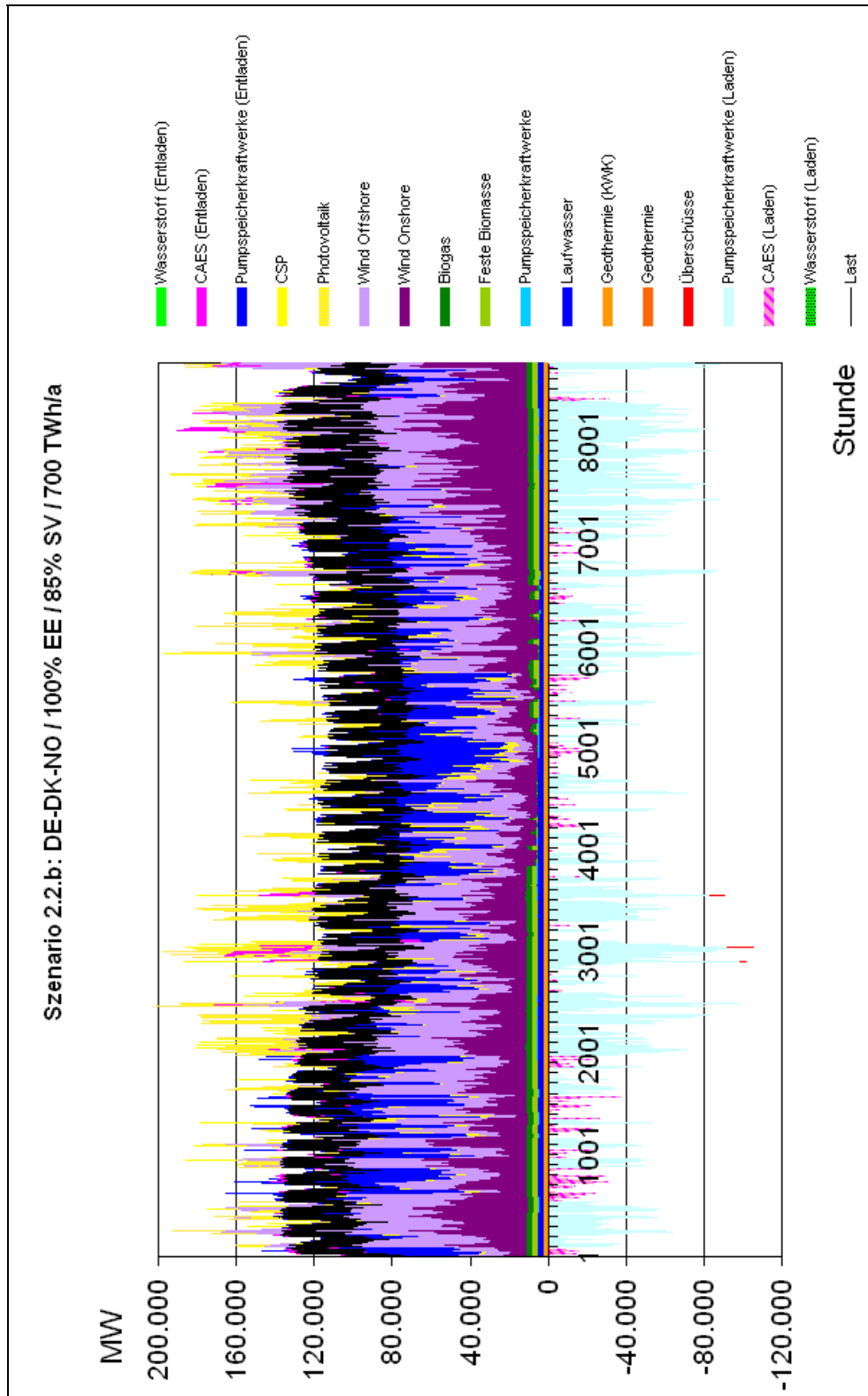
**Szenario 2.2.a: DE-DK-NO /  
100 % EE / 85 % SV / 509 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-23

**Szenario 2.2.b: DE-DK-NO /  
100 % EE / 85 % SV / 700 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Tabelle 3-8

**Notwendige Transportkapazitäten zwischen den Ländern  
des Versorgungsverbundes DE–DK–NO nach Szenarien in GW**

Verbundene Länder	Szenario			
	2.1.a	2.1.b	2.2.a	2.2.b
	100 % SV/509 TWh	100 % SV/700 TWh	85 % SV/509 TWh	85 % SV/700 TWh
<b>DE–DK</b>	41,9	48,5	47,1	61,6
<b>DK–NO</b>	46,0	54,2	50,0	68,8
DE = Deutschland, DK = Dänemark, NO = Norwegen, SV = Selbstversorgung				
Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b				

Für den Transport der Elektrizität zwischen den Ländern des Verbundes DE–DK–NO werden im Rahmen der Szenarien 2.1.a bis 2.2.b erhebliche Leitungskapazitäten benötigt, die in den veranschlagten Kosten der Elektrizitätsversorgung bereits berücksichtigt sind. Die Transportkapazitäten werden in diesem Sondergutachten so ausgewiesen, als ob alle Transporte zwischen Deutschland und Norwegen durch Dänemark verlaufen. In der Realität werden diese Leitungen die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Dänemarks in der Nordsee queren, und nur ein kleiner Teil der Leitungen wird über das dänische Festland verlaufen. Tabelle 3-8 zeigt, dass die benötigten Leitungskapazitäten zwischen 42 und 69 GW liegen. Diese Zahlen zeigen, dass auch bei einem reinen Austausch von Elektrizität von maximal 15 % der Jahresarbeit ohne Nettoimporte (Szenario 2.1) bereits bis zu 54 GW Übertragungsleistung zwischen Dänemark und Norwegen erforderlich sind (Szenario 2.1.b), wovon allerdings gut 48 GW auf die Durchleitung von Strom zwischen Deutschland und Norwegen entfallen. Erhöht man den Anteil der erlaubten Importe, so erhöht sich die notwendige Übertragungsleistung, allerdings nur um circa 10 % gegenüber den Szenarien ohne Nettoimporte.

### **3.3.3.3 Eine regenerative Vollversorgung im Verbund Europa–Nordafrika**

**114.** Wie Abschnitt 3.3.2 gezeigt hat, übersteigt das erschließbare Potenzial regenerativer Energiequellen für einen Regionenverbund zwischen Europa und Nordafrika den absehbaren Verbrauch um das Zwanzigfache. In der Szenariofamilie 3 wird deshalb untersucht, wie sich eine Kooperation innerhalb dieses europäisch-nordafrikanischen Regionenverbundes auf die Situation der deutschen Elektrizitätsversorgung im Jahr 2050 auswirken kann. Es wird wieder angenommen, dass jedes Land des Verbundes mindestens 85 % der im Jahresverlauf nachgefragten elektrischen Arbeit selbst erneuerbar erzeugt und maximal ein Nettoimport

von 15 % zulässig ist. Gleichzeitig ist ein Austausch elektrischer Energie (Export und Reimport) zum Zweck der Speicherung im Ausland zulässig. Im Szenario 3.a wird eine Nachfrage von 509 TWh/a in Deutschland betrachtet. Dies entspricht einer Gesamtnachfrage in der Region von circa 5.400 TWh/a. Im Szenario 3.b wird dann eine Nachfrage von 700 TWh in Deutschland für das Jahr 2050 untersucht.

Da die Berechnung der Optimierungslösung für einen Verbund von 36 Ländern bzw. Ländergruppen für 8.760 Stunden eines Jahres einen sehr hohen Rechenaufwand benötigt, wurden vom DLR die Szenarien 3.a und 3.b auf der Basis jeder zweiten Stunde des Jahres gerechnet. Gleichzeitig wurden die Berechnungen in fünf gleich große Intervalle unterteilt, um den Aufwand für die Berechnungen in einem realisierbaren Rahmen zu halten. Dennoch kann ein Berechnungslauf mehrere Tage oder Wochen benötigen.

In Szenario 3.a bleiben durch die Erweiterung des Verbundes die Kosten der regenerativen elektrischen Vollversorgung für Deutschland mit 0,069 €/kWh (im Vergleich zu 0,065 €/kWh im Szenario 2.2.a (DE–DK–NO 85 % SV)) etwa konstant. Wie Tabelle 3-9 zeigt, erhöht sich die in Deutschland installierte Erzeugungsleistung von 107 GW im Szenario 2.2.a auf 110 GW durch eine Erhöhung der installierten Onshore-Windenergieleistung von 24,6 auf 28 GW, während die Offshore-Windenergieleistung von 73,2 GW konstant bleibt. Die installierte Leistung und die elektrische Arbeit aus Biomasse und Wasserkraft verändern sich gegenüber dem Szenario 2.2.a nur geringfügig. Bemerkenswert ist, dass die installierte Leistung der deutschen Druckluftspeicher von 18,7 auf 20,7 GW erhöht wird. Mit dieser Speicherkapazität werden im Verlauf des Jahres aus 15,7 TWh eingespeicherter Energie 11,8 TWh Elektrizität erzeugt. Im komplexen Geflecht von 36 Ländern ist aufgrund vielfältiger Durchleitung von Strom nicht genau zu verfolgen, welches Land für welches andere Land produziert oder speichert. Bemerkenswert ist in jedem Fall, dass das in Norwegen maximal in Anspruch genommene Pumpspeichervolumen (in TWh) im europäisch-nordafrikanischen Verbund der 36 Länder gegenüber dem kleineren Verbund (DE–DK–NO) abnimmt. Der Ausbau der norwegischen Pumpspeicher reicht zusammen mit dem Einsatz von neuen Druckluftspeichern und den Ausgleichseffekten der großflächigen Vernetzung im europäisch-nordafrikanischen Verbund ohne Annahme des Ausbaus der Pumpspeicherkapazitäten in anderen Ländern aus, um eine vollständig auf regenerativen Energiequellen basierende Elektrizitätsversorgung Europas sicher zu gewährleisten (Berechnung im 2-Stunden-Rhythmus). Es ist zudem anzunehmen, dass zumindest in Schweden, aber auch in Frankreich, Italien, der Schweiz und Österreich eine ähnliche Erweiterung der schon jetzt erheblichen Speicherwasserkraftwerkskapazitäten erfolgen wird. Im Rahmen dieses Sondergutachtens wurden entsprechende Möglichkeiten nicht berücksichtigt, da in vielen Fällen erst entsprechende Unterseen gebaut werden müssten, was erfahrungsgemäß auf große Widerstände stoßen kann.

In Szenario 3.b werden durch die Erweiterung des Verbundes die Kosten der regenerativen elektrischen Vollversorgung für Deutschland mit 0,080 €/kWh (im Vergleich zu 0,072 €/kWh im Szenario 2.2.b (DE–DK–NO 85 % SV)) teurer. Wie Tabelle 3-9 zeigt, erhöht sich die in Deutschland installierte Erzeugungsleistung von 233,6 GW im Szenario 2.2.b auf 237,6 GW. Dabei bleiben die installierte Onshore-Windenergieleistung (29,5 GW) sowie die Offshore-Windenergieleistung (73,2 GW) und die Photovoltaikleistung (109,6 GW) konstant. Die installierte Leistung und die elektrische Arbeit aus Biomasse und Wasserkraft verändern sich gegenüber dem Szenario 2.2.b nur geringfügig. Der Anstieg in der Gesamtkapazität ist auf den verstärkten Einsatz der Geothermie zurückzuführen (Szenario 2.2.b: 1,8 GW, Szenario 3.b: 5,6 GW), was auch den Anstieg der Kosten auf der Erzeugungsseite erklärt. Bemerkenswert ist, dass die installierte Leistung der deutschen Druckluftspeicher von 23,1 auf 13,5 GW sinkt und zudem damit deutlich geringere Energiemengen ein- bzw. ausgespeichert werden. In Szenario 3.b werden 0,7 TWh/a in Druckluftspeichern ein- und 0,6 TWh/a ausgespeichert, was etwa einem Viertel der Werte des Szenarios 2.2.b entspricht.

Auch die Stromerzeugung des Regionenverbundes Europa–Nordafrika (EUNA) wird klar von der Windenergie dominiert. Bei einer zu deckenden Nachfrage von gut 5.400 TWh/a werden aus Windenergie gut 3.400 TWh/a (63 %) der elektrischen Jahresarbeit bereitgestellt, bei einer zu deckenden höheren Nachfrage (Szenario 3.b) sogar etwa 4.750 TWh/a (64 %). Allerdings kommt durch die Einbeziehung Südeuropas und Nordafrikas ein relativ kostengünstiges Solarenergiepotenzial hinzu, das mit 1.080 TWh/a (Szenario 3.a) bzw. 1.490 TWh/a (Szenario 3.b) aus konzentrierenden Solarsystemen (CSP) und 575 TWh/a (Szenario 3.a) bzw. 838 TWh/a (Szenario 3.b) aus photovoltaischen Anlagen (insgesamt ca. 31 % der elektrischen Jahresarbeit) nicht unerheblich zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage der Gesamtregion besonders in den Sommermonaten beiträgt. Abbildung 3-24 zeigt, wie die stündliche Nachfrage durch die Erzeugung im gesamten Regionenverbund in Szenario 3.a gedeckt wird (Szenario 3.b: Abb. 3-26). Zur Bereitstellung einer Jahreshöchstlast von knapp 840 GW wird in Szenario 3.a eine primäre Erzeugungsleistung von knapp 1.380 GW installiert, in Szenario 3.b etwa 1.910 GW. Zusätzlich wird in Szenario 3.a eine Druckluftspeicherleistung von gut 230 GW und eine Pumpspeicherleistung von gut 100 GW erforderlich, um zu jeder Stunde des Jahres volle Versorgungssicherheit in diesem ausschließlich auf regenerativen Energiequellen basierenden System zu gewährleisten. In Szenario 3.b erhöhen sich diese Speicherleistungen auf 330 GW (Druckluftspeicher) bzw. 138 GW (Pumpspeicher).

Tabelle 3-9

**Szenario 3.a und 3.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

Genutzte Energiequelle/ -technologie	Genutzte Leistung		Produktion		Genutztes Potenzial		Kosten			
	GW max		TWh/a		%		Mio. €/a		ct/kWh	
	3.a	3.b	3.a	3.b	3.a	3.b	3.a	3.b	3.a	3.b
Photovoltaik		109,6		106,7		95,1		9.957		9,3
Solarthermische Stromerzeugung										
Windenergie – Onshore	38,3	39,5	63,7	90,6	70,8	100,0	4.142	4.267	6,5	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	100,0	100,0	13.057	13.057	4,1	4,1
Geothermie										
Geothermie mit KWK		5,6		19,7		12,9		9.028		45,9
Feste Biomasse										
Feste Biomasse mit KWK	2,6	2,7	17,1	17,1	40,8	40,8	1.986	2.042	11,6	12,0
Biogas										
Biogas mit KWK	2,4	2,6	17,1	17,1	64,3	64,3	1.489	1.583	8,7	9,3
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	20,2	25,3	79,8	100,0	1.337	1.337	6,6	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	2,3	2,3	100,0	100,0	107	104	4,7	6,9
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>120,9</b>	<b>237,6</b>	<b>437,2</b>	<b>595,4</b>			<b>22.117</b>	<b>41.373</b>	<b>5,1</b>	<b>6,9</b>
Import von Elektrizität			76,4	105,0			11.298	14.091	14,8	13,4
Speicherung von Elektrizität										
Pumpspeicher – Speicherung	0,8	0,6	1,5	0,8						
Pumpspeicher – Erzeugung	0,8	0,6	1,2	0,6			115	90	9,3	13,9
Druckluftspeicher – Speicherung	30,6	13,5	15,7	0,7						
Druckluftspeicher – Erzeugung	30,6	13,5	11,8	0,6			1.474	522	12,4	91,3
Wasserstoff – Speicherung										
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung										
Speicherverluste			4,7	0,3						
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81,0</b>	<b>111,5</b>	<b>509,4</b>	<b>700,0</b>			<b>35.004</b>	<b>56.075</b>	<b>6,9</b>	<b>8,0</b>
Überkapazität/-produktion	71,3	140,2	0,1	0,0						

Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

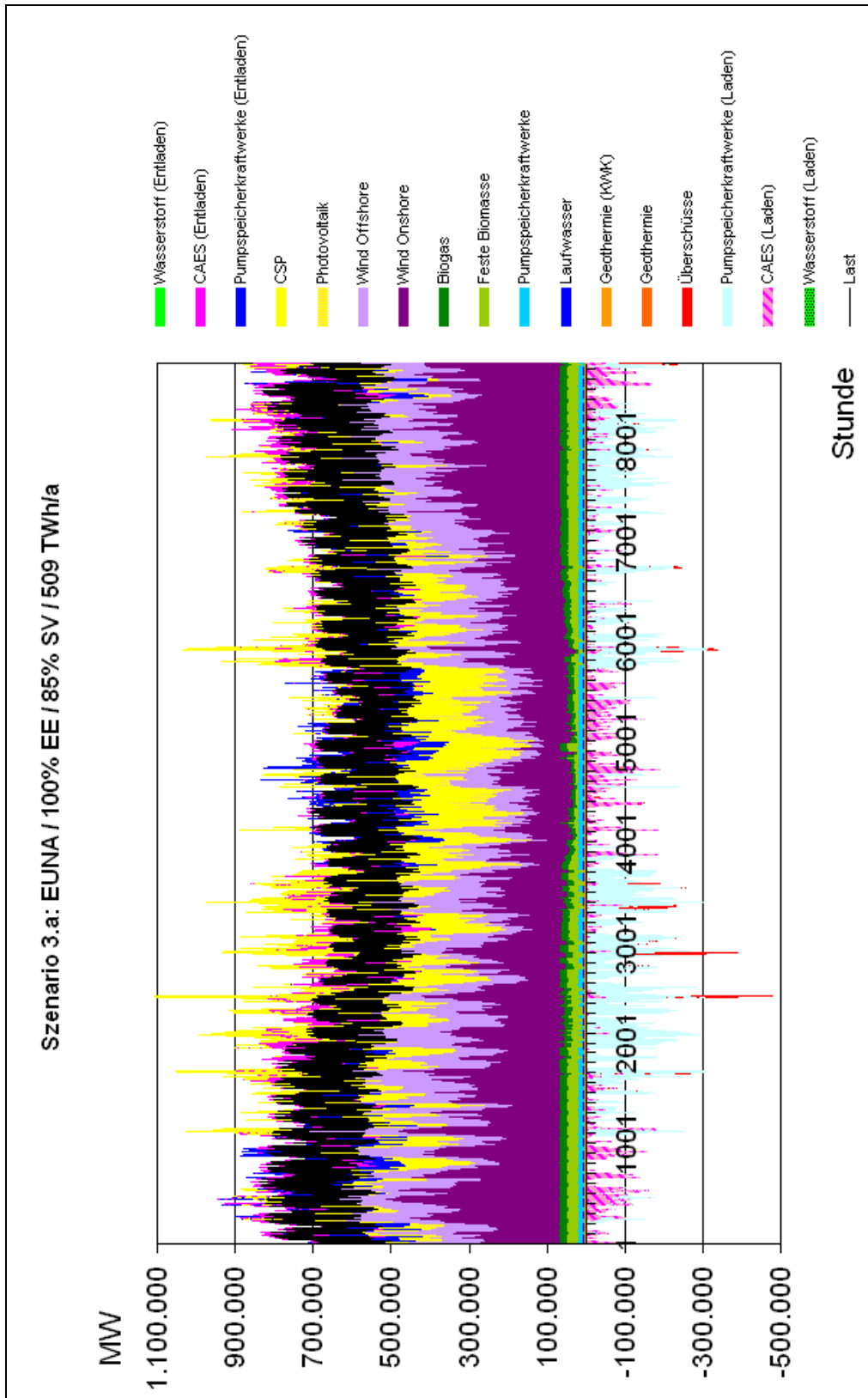
Wie bereits aus Tabelle 3-9 ersichtlich, ändert sich die grundlegende Versorgungssituation in Deutschland kaum gegenüber dem Szenario 2.2.a (DE–DK–NO 85 % SV). Auch bei einer Betrachtung der stündlichen Versorgung Deutschlands fällt in Abbildung 3-25 auf, dass Windenergie und der Import von Elektrizität aus der Speicherung von Überschüssen die wesentlichen Beiträge zur Versorgung Deutschlands leisten. Gleiches gilt für Szenario 3.b (vgl. Abb. 3-27).

Da die großräumige europäisch-afrikanische Vernetzung nur geringe Vorteile gegenüber der Vernetzung mit Dänemark und Norwegen bietet, aber aufgrund des erforderlichen großräumigen Leitungsnetzausbaus eines erheblich größeren Zeitaufwands bedarf, empfiehlt es sich für Deutschland möglichst bald in Bezug auf eine enge Kooperation mit Dänemark, Norwegen und eventuell auch Schweden aktiv zu werden. Auch wenn Österreich und die Schweiz über erhebliche Speicherwasserkraftpotenziale (zurzeit knapp 30 TWh/a Kapazität der Speicherwasserkraftwerke) verfügen, so sind die skandinavischen Potenziale mit gut 120 TWh/a circa viermal so groß. Außerdem werden die skandinavischen Speichermöglichkeiten aufgrund ihrer Randlage zurzeit von sehr viel weniger Staaten in Anspruch genommen als die alpinen Möglichkeiten.



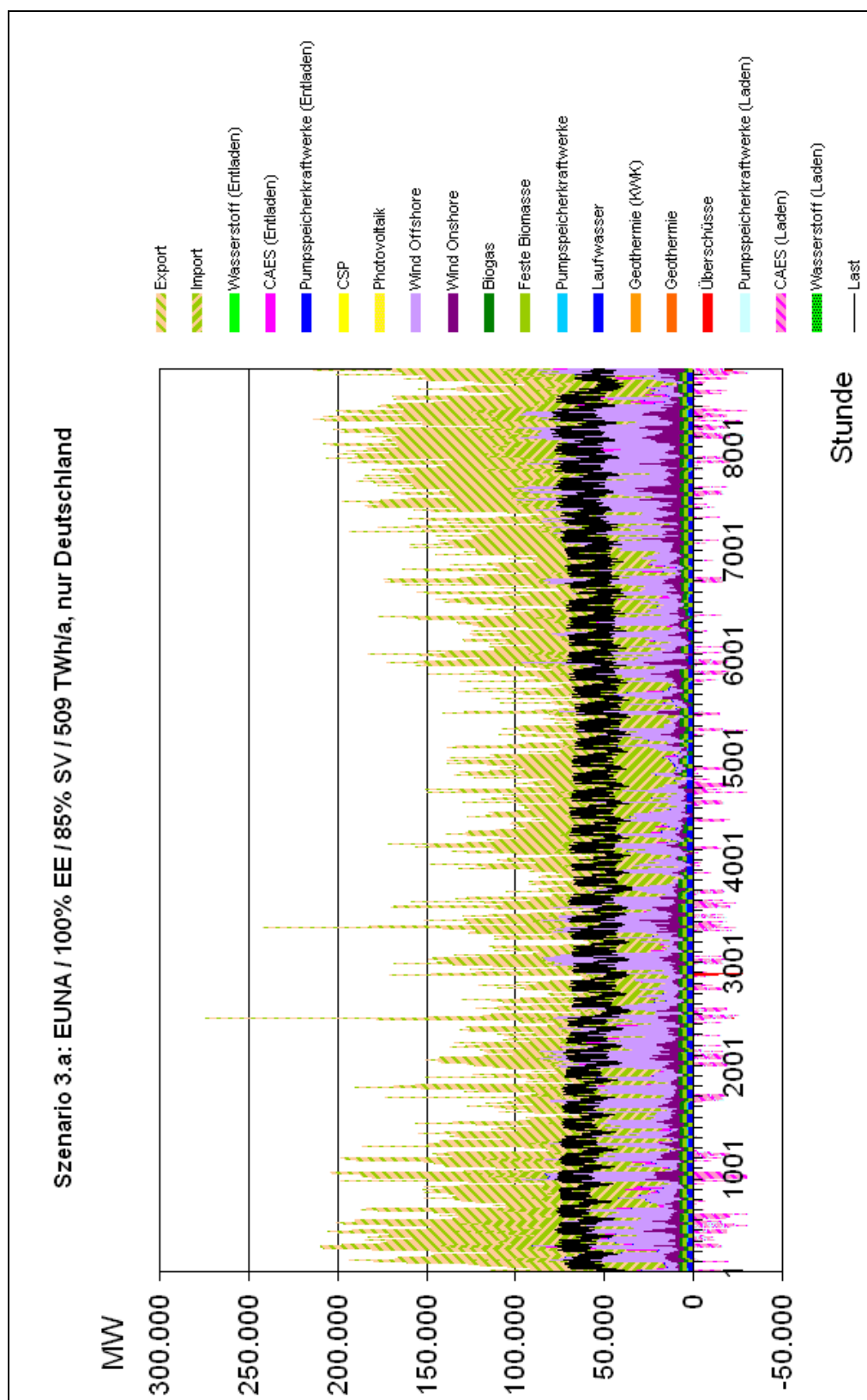
Abbildung 3-24

**Szenario 3.a: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 509 TWh/a**



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

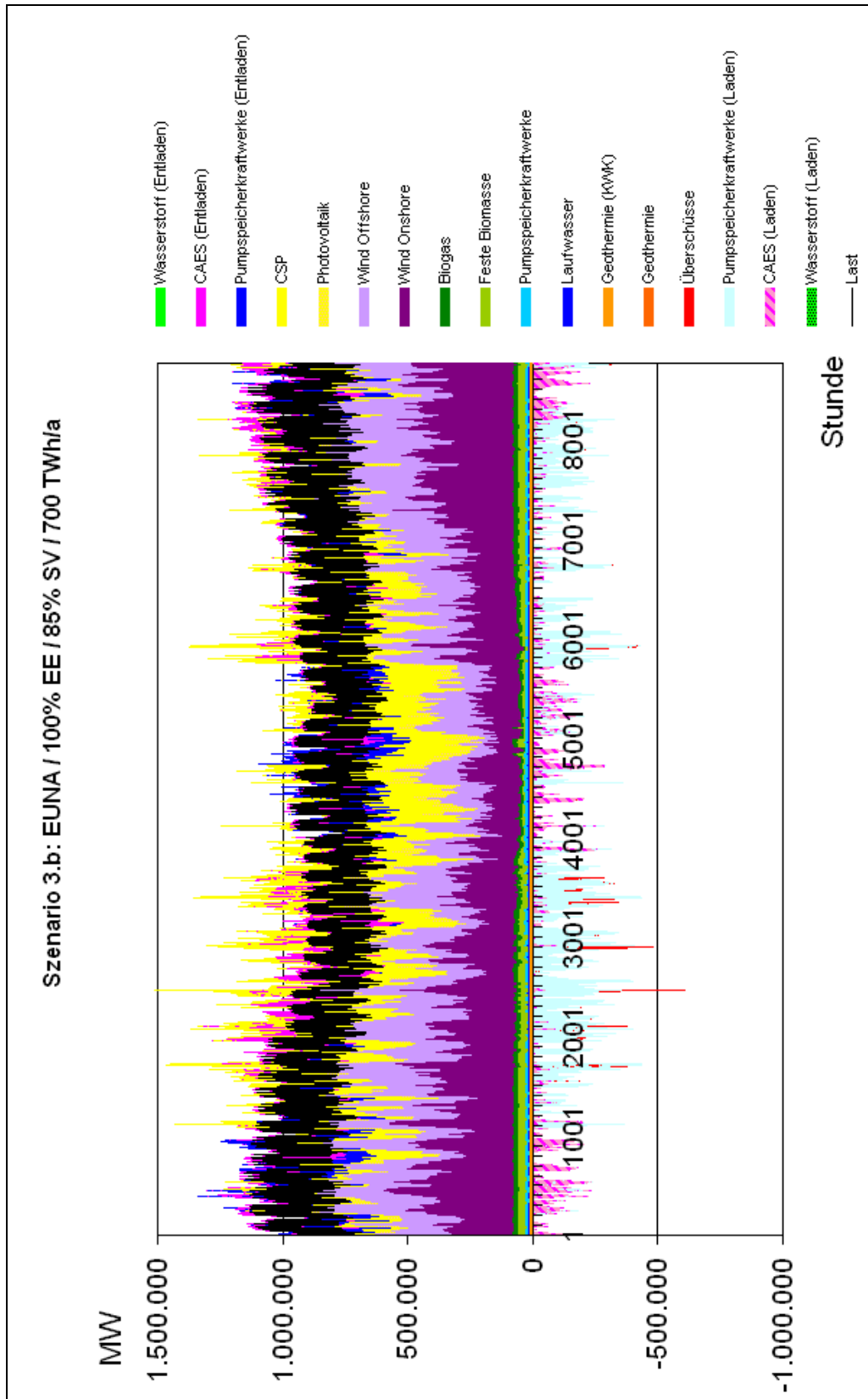
Abbildung 3-25

**Szenario 3.a: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 509 TWh/a, nur Deutschland**


Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Abbildung 3-26

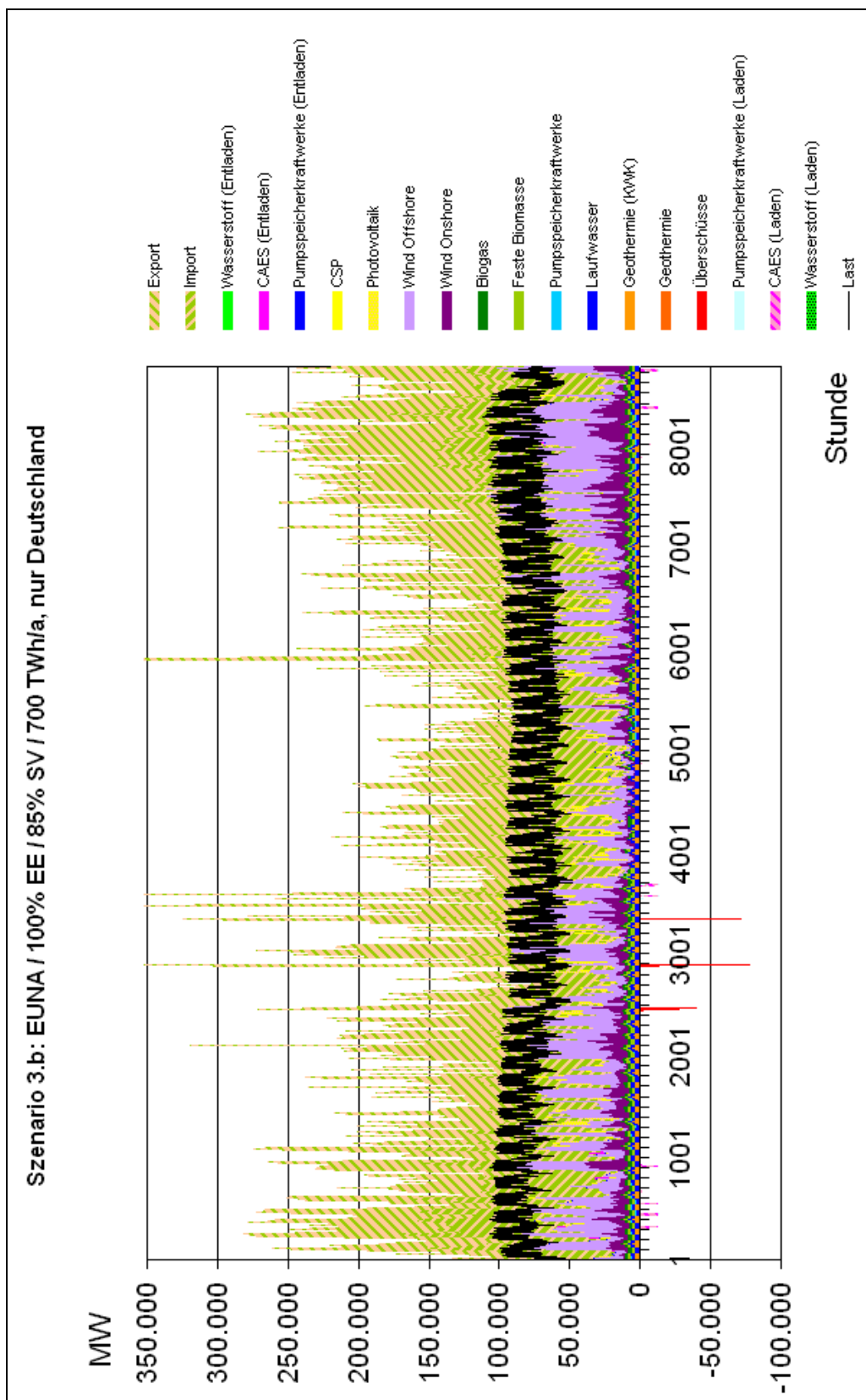
**Szenario 3.b: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 700 TWh/a**



Quelle: DLR 2010b

Abbildung 3-27

**Szenario 3.b: EUNA / 100 % EE / 85 % SV / 700 TWh/a, nur Deutschland**



Quelle: DLR 2010b

### 3.3.4 Schlussfolgerungen

**115.** Alle vorgestellten Szenarien gehen von der Prämisse einer vollständig regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 aus, realisieren diese aber unter verschiedenen Rahmenbedingungen bezüglich der Vernetzung mit dem Ausland und der zu deckenden Stromnachfrage.

#### Einordnung der Szenariofamilien

**116.** Dabei wurden drei Szenariofamilien erarbeitet. Die erste basiert auf sehr restriktiven Annahmen. Sie simuliert, wie eine rein nationale Selbstversorgung mit erneuerbaren Energien im Falle einer hohen Elektrizitätsnachfrage möglich ist.

Besonders restriktiv sind die Annahmen des Szenarios 1b. Die zugrunde liegende Überlegung ist: Wenn eine hohe Elektrizitätsnachfrage von 700 TWh im Jahre 2050, die eine weitgehende Elektrifizierung anderer Sektoren wie des Verkehrs erlaubt, ausschließlich mit heimischen erneuerbaren Energien befriedigt werden kann, dann wird es unter weniger restriktiven Rahmenbedingungen umso leichter gelingen.

Die Szenariofamilie 2 soll auf eine gerade in der deutschen Diskussion in den letzten Jahren vernachlässigte Option hinweisen: die Kooperation mit Dänemark und Norwegen. Da der SRU nicht davon ausgeht, dass Deutschland das einzige Land sein wird, welches ein Interesse an den kostengünstigen Regelenergieleistungen Norwegens auf der Basis seiner beachtlichen Pumpspeicherkraftwerkspotenziale hat, wird in der dritten Szenariofamilie ein europäisch-nordafrikanischer Verbund untersucht. Hier wird angenommen, dass sich Europa auf den Weg zur Transformation begibt, jedes Land aus Gründen der Versorgungssicherheit aber ein Interesse an einem Mindestanteil an heimischer Energie hat.

Die Szenarien zeigen, dass eine regenerative Vollversorgung unter verschiedenen restriktiven Rahmenbedingungen plausibel ist, sie sollten aber nicht als konkrete Empfehlung für ein bestimmtes Technologieportfolio oder für eine bestimmte Verbundlösung missverstanden werden. Dennoch lassen sich zwei wesentliche Aussagen zur politischen Relevanz der Szenarien treffen: Erstens ist eine vollständig nationale Selbstversorgung aus ökonomischen, politischen und europarechtlichen Gründen weder wünschenswert noch realistisch. Zweitens werden der Ausbau der Offshore-Windenergie, der Ausbau von Hochleistungsverbindungen im Nordseeraum sowie die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen in jeder Strategie, die auf kostengünstige erneuerbare Energien setzt, eine unverzichtbare Rolle spielen müssen.

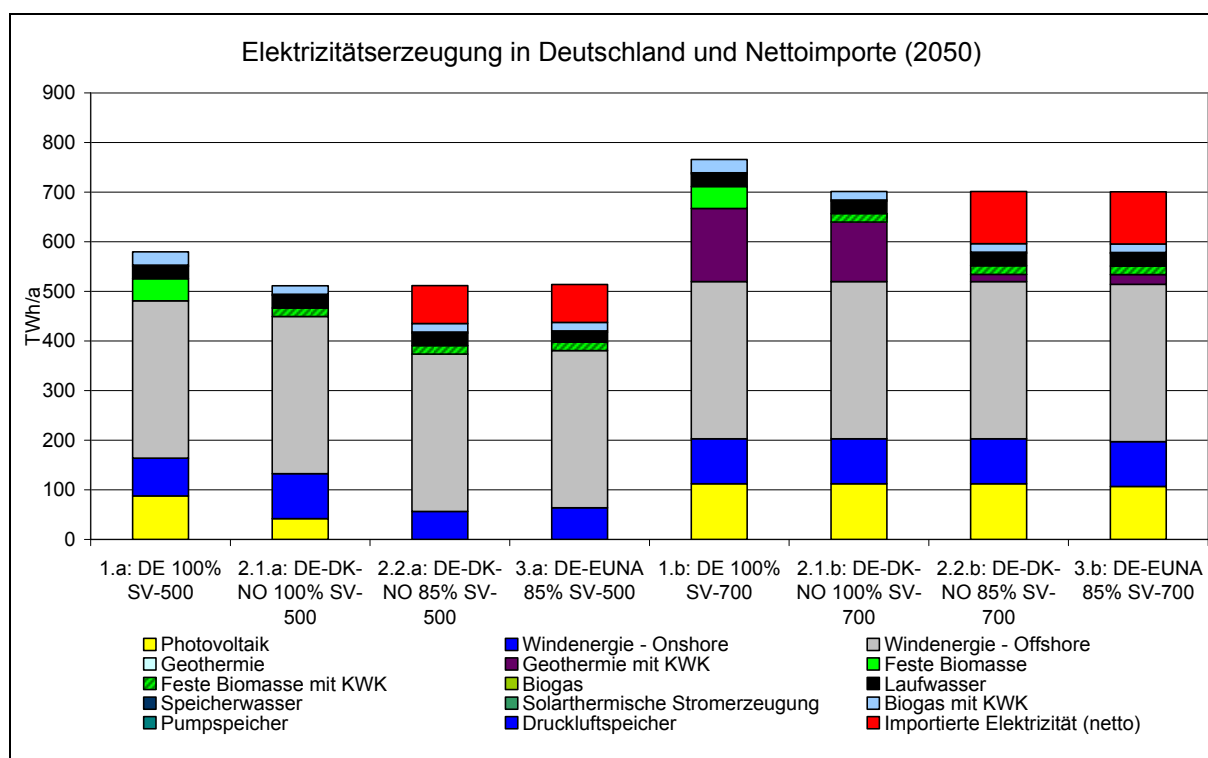
## Zentrale Ergebnisse der Szenarien

**117.** Die vorgestellten Szenarien zeigen, dass eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland in unterschiedlichen Varianten möglich ist. Die nutzbaren Potenziale an erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erlauben es, zu jeder Stunde des Jahres die maximal anzunehmende Nachfrage nach Strom zu bedienen. Die bereits heute verfügbaren Technologien insbesondere zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie sind dafür ausreichend.

Alle Szenarien setzen auf einen hohen Anteil an Windenergie als die bis zum Jahr 2050 kostengünstigste Quelle. Die Nutzung von Solarenergie kommt in Abhängigkeit von der Stromnachfrage und der Höhe der Importe in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich stark zum Einsatz. Der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung bleibt in den Verbundszenerarien vor allem wegen möglicher Landnutzungskonflikte und relativ hoher Kosten bei etwa 7 %. Die Zusammensetzung der Elektrizitätserzeugung aus den jeweiligen erneuerbaren Ressourcen in den unterschiedlichen Szenarien ist in Abbildung 3-28 veranschaulicht.

Abbildung 3-28

### Elektrizitätserzeugung in Deutschland und Nettoimporte (2050)



DE = Deutschland, DK = Dänemark, NO = Norwegen, EUNA = Europa und Region Nordafrika (Anteile der Landflächen Algeriens, Marokkos, Tunesiens, Libyens, Ägyptens), SV = Selbstversorgung

SRU/SG 2011-1/Abb. 3-28; Datenquelle: DLR 2010b

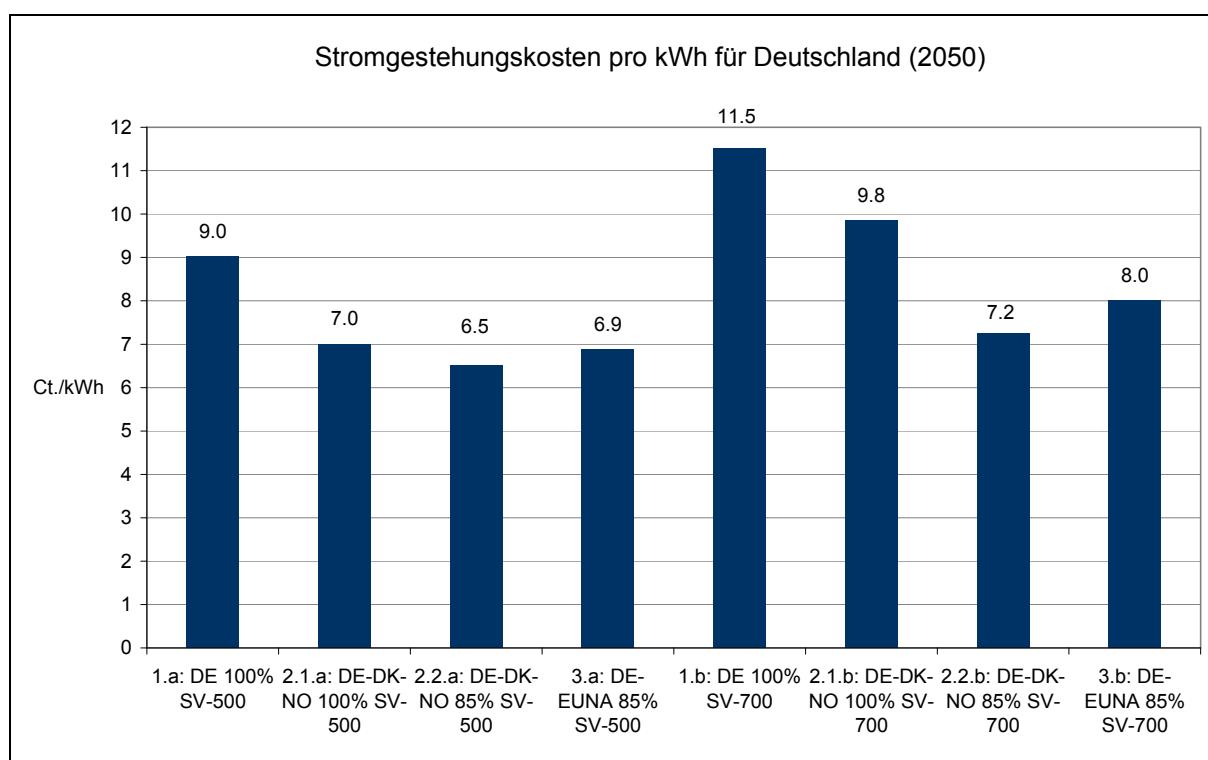
Die anstehende Erneuerung des Kraftwerkparks in Deutschland bietet eine besonders günstige Bedingung, eine Umstellung der Stromversorgung auf eine nachhaltige Nutzung erneuerbarer Energien kostengünstig und ohne Strukturbrüche umzusetzen.

#### Die Ergebnisse der Szenarien für 2050 im Überblick

- Das Potenzial an regenerativen Energiequellen reicht aus, um den Strombedarf in Deutschland und Europa vollständig zu decken.
- Dabei kann vollständige Versorgungssicherheit gewährleistet werden: Zu jeder Stunde des Jahres wird die Nachfrage gedeckt. Voraussetzung ist der Aufbau der entsprechenden Erzeugungskapazitäten und die Schaffung von Möglichkeiten für den Ausgleich zeitlich schwankender Einspeisung von Strom durch entsprechende Speicherkapazitäten.
- Eine vollständig nationale Selbstversorgung ist zwar darstellbar, aber aus Kostengründen keineswegs empfehlenswert.
- Die Kosten der Stromversorgung können durch einen regionalen Verbund mit Dänemark und Norwegen oder einen größeren europäisch-nordafrikanischen Verbund im Vergleich zur nationalen Selbstversorgung erheblich gesenkt werden.
- Eine anspruchsvolle Energiespar- und Effizienzpolitik senkt die ökonomischen und ökologischen Kosten der Versorgung mit erneuerbaren Energien.

Nach Einschätzung des SRU wäre eine vollständig regenerative Stromversorgung für Deutschland im Jahr 2050 nicht nur umweltverträglich sondern auch ökonomisch vorteilhaft. Die Kosten des Systems hängen dabei wesentlich vom Grad der Vernetzung mit anderen europäischen Ländern ab. Während die nicht anstrebenswerte rein deutsche Versorgung nach den Modellrechnungen relativ hohe Stromgestehungskosten von 9 bis 12 ct/kWh verursachen würde (je nach Höhe der Stromnachfrage), könnte bereits ein regional begrenzter Verbund mit Dänemark und Norwegen oder ein größerer europäisch-nordafrikanischer Verbund die regenerative Vollversorgung zu Stromgestehungskosten (einschließlich der Kosten für den internationalen Netz- und Speicherausbau) von etwa 6 bis 7 ct/kWh erreichen (Abb. 3-29). Für den Netzausbau innerhalb Deutschlands muss nach einer überschlägigen Rechnung mit zusätzlichen Kosten in der Größenordnung von 1 bis 2 ct/kWh gerechnet werden.

Abbildung 3-29

**Stromgestehungskosten pro kWh für Deutschland (2050)**

DE = Deutschland, DK = Dänemark, NO = Norwegen, EUNA = Europa und Region Nordafrika (Anteile der Landflächen Algeriens, Marokkos, Tunesiens, Libyens, Ägyptens), SV = Selbstversorgung

SRU/SG 2011-1/Abb. 3-29; Datenquelle: DLR 2010b

Nach den Berechnungen des SRU lägen die Gesamtkosten in einem regenerativen Stromverbund damit langfristig unter den Kosten einer konventionellen Stromversorgung, die sich gemäß der BMU Leitstudie 2008 im Jahr 2050 zwischen 9 und 15 ct/kWh bewegen könnten (NITSCH 2008). In Abhängigkeit von der zukünftigen Kostenentwicklung der konventionellen Energieträger wird ein regeneratives System im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 zur kostengünstigsten Stromversorgungsoption.

Durch Energieeinsparung kann der Übergang zur regenerativen Vollversorgung erleichtert werden. Aus diesem Grund wäre auf nationaler Ebene ein strategisches Ziel zur Stabilisierung und Begrenzung des Stromverbrauchs sinnvoll. Dies würde die Kosten des Systems senken, seine Robustheit verbessern und die Chancen für eine zügige Umsetzung der notwendigen Transformationsprozesse erhöhen.

Als Voraussetzung für ein Stromversorgungssystem, das ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruht, müssen Möglichkeiten für die Speicherung von Strom oder einen weiträumigen regionalen Ausgleich fluktuierender Erzeugung geschaffen werden. Das vorliegende Sondergutachten setzt hier für Deutschland insbesondere auf die großen Potenziale, die in einer Kooperation mit skandinavischen Ländern und der Nutzung der dort vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten liegen. Aber auch die bessere Netzanbindung der



Offshore-Winderzeugungskapazitäten an die Verbrauchszentren in der Mitte und im Süden Deutschlands ist ein dringend notwendiges Element der Transformation. Dies erfordert vor allem eine Erweiterung der Übertragungsleistung durch den Zubau von Leitungen über große Strecken innerhalb Deutschlands, insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

Der Ausbau der Netze, sowohl innerhalb Deutschlands als auch grenzüberschreitend, stellt nach Einschätzung des SRU die größte Herausforderung für den Übergang zur regenerativen Stromversorgung dar und muss mit großer Dringlichkeit vorangetrieben werden.

### Randbedingungen und Sensitivität der Modellergebnisse

**118.** Die modellgestützten Szenarien zeigen, dass ein Übergang zur regenerativen Vollversorgung möglich ist und wie er gestaltet werden kann. Wie bei Szenariostudien für eine fernere Zukunft üblich, sind die Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da notwendigerweise eine Reihe von Annahmen über schwer prognostizierbare Entwicklungen getroffen werden müssen. Mit insgesamt acht Szenarien hat der SRU eine Sensitivitätsanalyse bezüglich einiger Annahmensets durchgeführt, dabei aber nicht alle möglichen Varianten berücksichtigen können. Die acht Szenarien unterscheiden vor allem zwischen einem hohen und einem niedrigen Stromverbrauch sowie unterschiedlichen Außenverflechtungen. Hiermit umfasst die Untersuchung bereits eine große Spannbreite zwischen konservativen und moderat optimistischen Annahmen. Deren Ergebnisse sind nicht im Sinne einer Prognose von Entwicklungen zu lesen und stellen keinen verbindlichen Plan für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung dar.

Es ist denkbar, dass der Strombedarf in Zukunft durch zusätzliche Stromnutzungen in den Bereichen Verkehr und Raumwärme deutlich steigt. Eine vollständige Umstellung des Individualverkehrs auf Elektromobilität beispielsweise kann zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von bis zu 100 TWh/a führen. Auch für den Bereich der Raumwärmebereitstellung kann die Nutzung von Elektrizität möglicherweise wieder attraktiver werden, etwa wenn durch umfassende energetische Sanierung der Restwärmebedarf von Gebäuden sinkt und kapitalintensive Heizungsarten weniger rentabel werden. Die Szenarien, die einen Jahresstrombedarf von 700 TWh im Jahr 2050 zugrunde legen, lassen Spielraum für eine solche deutliche Zunahme zusätzlicher Stromnutzungen. Unter der Annahme einer ambitionierten Effizienz- und Einsparpolitik könnte selbst eine Strombereitstellung von 500 TWh eine weitestgehende Elektrifizierung des Individualverkehrs, elektrisches Heizen für den Restbedarf nach umfassender energetischer Sanierung des Gebäudebestandes sowie einen deutlich größeren Anteil der Elektrifizierung industrieller Prozesswärme abdecken. Bei geringen Erfolgen im Bereich der

Stromeinsparung erlaubt eine Bereitstellung von 700 TWh/a die Abdeckung der durch die zusätzlichen Verwendungen entstehenden Nachfrage.

Die Höhe der Stromgestehungskosten in einem vollständig regenerativen Versorgungssystem, die in den SRU-Szenarien errechnet wurden, hängen selbstverständlich von den zugrunde liegenden Annahmen bezüglich der Kostenentwicklung für erneuerbare Technologien in den kommenden Jahrzehnten ab. Die vom DLR im REMix-Modell zugrunde gelegten Annahmen sind das Ergebnis gründlicher Recherchen und laufender Aktualisierung. Einige gelten in der Fachdiskussion als eher optimistisch, andere eher als vorsichtig (s. Abschn. 3.3.1). Wegen der Unsicherheiten über die Kostenentwicklung und -struktur kann es sein, dass das tatsächlich kostenoptimale Portfolio an erneuerbaren Energien von der hier modellierten Struktur abweicht. Das Ergebnis jedoch, dass die erneuerbaren Energien langfristig in jedem Fall kostengünstiger sein werden als konventionelle CO<sub>2</sub>-arme Technologien wie CCS oder neue Kernkraftwerke, kann als robust angesehen werden.

Die Brennstoffkosten konventioneller Energieträger werden wegen der Begrenztheit der Ressourcen (Uran, CO<sub>2</sub>-Speicher) und im Fall der fossilen Energieträger auch durch den Emissionshandel in jedem Fall ansteigen, während die Kosten der nicht-biogenen erneuerbaren Energien durch Lernkurven- und Skaleneffekte sinken werden. Der frühzeitige Ausbau der erneuerbaren Energien ist zwar kurzfristig betriebswirtschaftlich teurer als die Laufzeitverlängerung für abgeschriebene Kraftwerke, ermöglicht aber langfristig erhebliche Einsparungen. Er ist in jedem Fall eine lohnende gesellschaftliche Investition in die Zukunft, die das Klimaproblem für den Elektrizitätsbereich nachhaltig lösen kann.

### **3.4 Anforderungen an die Umweltverträglichkeit des Ausbaus von erneuerbaren Energien**

**119.** Im vorhergehenden Kapitel 3.3 wurde dargestellt, dass eine 100 %ige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien möglich ist. Bei der Errechnung des *technischen Potenzials* (vgl. Definitionen in WBGU 2003, S. 48) sind unter Naturschutz stehende Flächen, also Schutzgebiete, schon berücksichtigt und als Standorte für die Elektrizitätserzeugung ausgeschlossen worden (Datenbasis für die Szenarien: bestehende Schutzgebiete laut World Database on Protected Areas (WDPA); vgl. Abschn. 3.3.1). Zu diesen Gebieten zählen in Deutschland Schutzgebiete nach Kapitel 4 (Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft) des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG) sowie die entsprechenden nach Landesrecht ausgewiesenen Schutzgebiete. Weiterhin sind nach Artikel 6 Abs. 2 FFH-Richtlinie, Artikel 4 Vogelschutzrichtlinie bzw. § 33 Abs. 1 Satz 1 BNatSchG erhebliche Störungen oder Verschlechterungen von Lebensräumen in Natura 2000-Gebieten verboten. Zusätzlich sind im Einzelfall europäische und nationale

Rechtsnormen zum Arten- und Biotopschutz zu beachten (u. a. Art. 12 FFH-RL; Kap. 5 BNatSchG; relevante Landesregelungen). Die nachfolgend speziell für Deutschland getroffenen Aussagen sind gegebenenfalls auf andere Länder zu übertragen.

**120.** Im *nachhaltig nutzbaren Potenzial* einer Energiequelle (vgl. Definitionen in WBGU 2003, S. 48) werden alle Dimensionen der Nachhaltigkeit berücksichtigt und im Einzelfall verschiedene ökologische und sozioökonomische Aspekte gegeneinander abgewogen. Eine nachhaltige Stromversorgung durch erneuerbare Energien muss die Belange des Natur- und Umweltschutzes von vornherein berücksichtigen (vgl. Kap. 2.2 und 2.3; auf die sozioökonomischen Aspekte wird an dieser Stelle nicht eingegangen). Die in Abschnitt 3.3.3 vorgestellten Szenarien nutzen nur Teile der Potenziale der erneuerbaren Energien in Deutschland. Sie lassen zusätzlich zum bereits vorgenommenen Ausschluss von Schutzgebieten weitere Spielräume für zusätzliche Prioritätensetzungen zugunsten des Naturschutzes. Risiken können und müssen durch eine geeignete Standortwahl, den Einsatz planerischer Instrumente und eine adäquate Anlagenkonfiguration minimiert werden.

**121.** Bei der Wahl der Standorte für den Ausbau erneuerbarer Energien sind die Ziele des Naturschutzes und der Landschaftspflege zu berücksichtigen. Besonders wichtig ist dabei die Beachtung der Ziele der nationalen Biodiversitätsstrategie (BMU 2007) zum Schutz und zur nachhaltigen Nutzung der biologischen Vielfalt (vgl. Abschn. 2.3.3). Für die Erhaltung der Biodiversität müssen insbesondere die für einen Biotopverbund notwendigen Flächen (10 % der Fläche eines jeden Bundeslandes, §§ 21, 29 BNatSchG; Art. 3 Abs. 3 und Art. 10 FFH-RL) berücksichtigt werden. Im Biotopverbund gelten rechtlich abgestufte naturschutzfachliche Anforderungen (Kernflächen, Verbindungsflächen, Verbindungselemente) an die Errichtung von Anlagen.

**122.** Für den Schutz und die Sicherung der Erholungs- und Erlebnisfunktion der Landschaft sind folgende generelle Umweltziele relevant:

- Das kulturelle Erbe historisch gewachsener Kulturlandschaften und -landschaftsteile (§ 1 Abs. 4, § 2 Abs. 5 BNatSchG) ist zu bewahren.
- Naturlandschaften und historisch gewachsene Kulturlandschaften, auch mit ihren Kultur-, Bau- und Bodendenkmälern, sind vor Verunstaltung, Zersiedelung und sonstigen Beeinträchtigungen zu bewahren (§ 1 Abs. 4 BNatSchG).
- Zum Zweck der Erholung in der freien Landschaft sind nach ihrer Beschaffenheit und Lage geeignete Flächen vor allem im besiedelten und siedlungsnahen Bereich zu schützen und zugänglich zu machen (§ 1 Abs. 4 BNatSchG; vgl. dazu von HAAREN 2004; für Nordrhein-Westfalen WALGERN 2010).

**123.** Der Ausbau erneuerbarer Energien kann auch mit Zielen des Gewässerschutzes konfliktieren. In diesem Bereich stellt die Wasserrahmenrichtlinie (WRRL, RL 2000/60/EG) in

Artikel 4 Umweltziele für Oberflächengewässer, Grundwasser und Schutzgebiete auf, die bis zum Jahr 2015 erreicht werden sollen. Die Wasserrahmenrichtlinie, die durch Änderungen im Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und in den Landeswassergesetzen sowie durch den Erlass von Landesverordnungen umgesetzt worden ist, bildet den Ordnungsrahmen für den Schutz von Binnenoberflächengewässern, Übergangsgewässern, Küstengewässern und des Grundwassers.

- Für Oberflächengewässer soll eine Verschlechterung des Zustandes verhindert und ein guter chemischer und ökologischer Zustand erreicht werden.
- „Erheblich veränderte“ oder „künstliche“ Oberflächengewässer sollen ein „gutes ökologisches Potenzial“ erreichen.
- Umweltziel für das Grundwasser ist ein guter mengenmäßiger und chemischer Zustand (s. dazu FUCHS et al. 2010; KORN et al. 2005).

**124.** Für den Meeresschutz setzt die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL) der EU das Ziel fest, bis zum Jahr 2020 in den europäischen Meeren einen „guten Umweltzustand“ zu erreichen. Am 1. September 2010 hat die Europäische Kommission Kriterien und methodische Standards zur Feststellung des guten Umweltzustands von Meeresgewässern beschlossen. Diese betreffen auch die Einleitung von Energie, einschließlich Unterwasserlärm, die sich in einem Rahmen bewegen soll, der sich nicht nachteilig auf die Meeresumwelt auswirkt. Die Mitgliedstaaten sind aufgefordert, spätestens im Jahr 2016 Maßnahmen zur Zielerreichung zu ergreifen.

**125.** Der Hochwasserschutz erfordert es, dass Gewässer oder Gewässerstrecken bestimmt werden, an denen wegen drohender Hochwasserschäden Überschwemmungsgebiete festgesetzt werden müssen (§ 31 b WHG). Für landwirtschaftlich genutzte Flächen in diesen Überschwemmungsgebieten, die zum Beispiel für den Intensivanbau für Biogasanlagen genutzt werden, müssen die Länder dafür sorgen, dass Bodenerosion und Schadstoffeinträge in die Gewässer vermieden oder verringert werden.

**126.** Gebiete mit bedeutenden Ökosystemdienstleistungen (SCBD 2007, S. 23–29), die Maßnahmen gegen den Klimawandel durch ihre Senkenfunktion unterstützen (wie z. B. Wälder, Grünland, Feuchtgebiete, Moore) oder auch bei seinen Folgen (Anpassung) ansetzen (wie z. B. Auengebiete, Wattenmeer zum Hochwasserschutz, Landschaftselemente zum Erosionsschutz), sollten ebenfalls, wenn überhaupt, nur im Ausnahmefall als Landfläche für die Stromerzeugung genutzt werden. Dies betrifft das Ziel der Reduktion klimarelevanter Gase (kurz- bis mittelfristig) und die Entwicklung von Anpassungsmaßnahmen an die voraussichtlichen Klimaänderungen (mittel- bis langfristig) (SRU 2008, Kap. 3.7; BMU 2007, S. 109).

**127.** Mit der Nutzung bzw. dem Anbau von Biomasse und der Errichtung von Anlagen zur Nutzung von Windkraft, Solarenergie, Geothermie oder Wasserkraft sind sowohl Eingriffe in den Naturraum als auch Flächenanforderungen verbunden. Dabei ist die Tiefe der Eingriffe wie auch der Flächenbedarf sehr unterschiedlich. Der Flächenverbrauch kann einhergehen mit negativen Auswirkungen auf das Schutzgut Biodiversität, zu Konflikten mit anderen Landnutzungen führen und Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes zur Folge haben (zum grundlegenden Zielkonflikt s. a. GÄRDITZ 2010). Beim Ausbau der erneuerbaren Energien besteht jedoch ein großer Gestaltungsspielraum in Bezug auf die Auswahl der Standorte.

Die in den folgenden Abschnitten dargelegten Anforderungen an einen umweltverträglichen Ausbau erneuerbarer Energien stellen keine Bewertung spezifischer Einzelstandorte dar, sondern sollen allgemeine Optimierungspotenziale bei der Standortauswahl und der Planung aufzeigen. Dabei muss insbesondere beachtet werden, dass die existierenden naturschutzrechtlichen Vorgaben, bei anspruchsvoller Umsetzung und Konkretisierung durch standortspezifische Standards, eine wichtige Grundlage bilden, um den Einsatz erneuerbarer Energien möglichst konfliktfrei mit den Zielen des Naturschutzes zu gestalten. Sie sind aber nicht in jeder Hinsicht ausreichend und müssen auch im Lichte neuer Kenntnisse weiter entwickelt werden. Dies wird aus naturschutzfachlicher Sicht in den folgenden Absätzen kenntlich gemacht.

### **3.4.1 Windenergie an Land**

**128.** Nach den Berechnungen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) beträgt das Stromerzeugungspotenzial aus Windkraft an Land in Deutschland circa 90,6 TWh/a (vgl. Tab. 3-5, 3-6, 3-7, 3-9). Um es vollständig zu erschließen, müssten circa 1,1 % der Fläche der Bundesrepublik für Onshore-Windparks genutzt werden. In Abhängigkeit vom jeweiligen Szenario des SRU schwankt die Ausschöpfung dieses Potenzials im Jahr 2050 zwischen circa 63 und 100 %.

#### Potenzielle Risiken beim Ausbau der Windenergie an Land

**129.** Für einen umweltverträglichen Ausbau der Windenergie an Land sind vor allem potenzielle Gefahren für Vögel und Fledermäuse zu berücksichtigen (PIELA 2010; HÖTKER et al. 2004; KREWITT et al. 2004; SPRÖTGE et al. 2004; BUND 2004). Insbesondere von dem sich drehenden Rotor, aber auch von dem Turm einer Windkraftanlage geht grundsätzlich eine Kollisionsgefahr für Vögel und Fledermäuse aus, die möglichst zu vermeiden ist. Dabei ist die Zahl der Vogel- und Fledermausopfer stark abhängig von der Umgebung (HÖTKER et al. 2004, S. 5; RODRIGUES et al. 2008). So sind Windparks in der Nähe von Feuchtgebieten für Vögel und in der Nähe von und in Waldstandorten für Fledermäuse besonders risikoreich. Auch für Vogelarten, die sich über längere Zeiträume im

Höhenbereich der Rotoren aufhalten oder die beim Wechsel zwischen verschiedenen Teillebensräumen, so etwa Nahrungsraum und Nistplatz, oder während des Zuges die Rotorenbereiche durchfliegen (beispielsweise Greifvögel wie Rotmilan, Mäusebussard und Seeadler), können Windkraftanlagen an bestimmten Standorten eine Gefahr darstellen.

Durch die Errichtung von Windkraftanlagen in sensiblen Bereichen können gegebenenfalls auch Lebensräume für bestimmte Vogelarten verloren gehen. Dies gilt insbesondere für rastende Vögel (wie Gänsearten, Pfeifente, Goldregenpfeifer und Kiebitz), denn viele dieser Vogelarten halten mehrere hundert Meter Abstand zu Windkraftanlagen. Dabei sind die eingehaltenen Abstände umso größer, je höher die Windkraftanlagen sind. Die beobachteten Gewöhnungseffekte an die Windkraftanlagen in den Jahren nach ihrer Errichtung waren gering (HÖTKER et al. 2004, S. 27).

#### Von der Windkraft an Land freizuhaltende Flächen

**130.** Bei der Standortwahl müssen deshalb Zugkorridore von Vögeln, bedeutende Vogelrastgebiete, Feuchtgebiete, Wälder und Gebirgsrücken mit hoher Vogeldichte möglichst gemieden werden. Auch die Erreichbarkeit und Verfügbarkeit der Nahrungsflächen spielt eine wichtige Rolle, da einige Arten Aktionsradien von mehreren Kilometern um den Brutplatz haben (PIELA 2010). Zu Brutplätzen und Rastgebieten von gefährdeten und störungsempfindlichen Vogelarten sowie zu Rast- und Überwinterungsgebieten von Zugvögeln sollte daher ein angemessener Abstand bei der Errichtung von Windenergieanlagen eingehalten werden (BRANDT et al. 2005; PIELA 2010).

Bei der Standortwahl müssen zudem Wanderwege von Fledermäusen durch Europa berücksichtigt werden (RODRIGUES et al. 2008). Hierzu liegen jedoch bisher nur wenige Informationen vor. Auch auf für Fledermäuse wichtige Nahrungshabitate sowie Reproduktions- und Quartierräume (beispielsweise Wälder, Feuchtgebiete, eine vernetzte Heckenlandschaft sowie einzeln stehende Bäume, Wasserflächen oder Gewässerläufe) sollte Rücksicht genommen werden.

#### Naturschutzverträglicher Ausbau der Windenergienutzung an Land

**131.** Um die negativen Auswirkungen der Windenergienutzung auf Vögel und Fledermäuse sowie auf das Landschaftsbild zu minimieren (vgl. zu letzterem SCHEIDLER 2010), sind für die Standortwahl sowie für die Anlagenerrichtung und den Betrieb folgende Anforderungen zu beachten:

- Vogelschutz: Um Beeinträchtigungen von Vögeln durch potenzielle Windparkstandorte einschätzen und erfassen zu können, sollten Erhebungen von Brutvögeln im Umkreis von mindestens einem Kilometer um den möglichen Standort eines Windparks durchgeführt werden. Zur realistischen Bewertung der Bedeutung des Standorts als Rastplatz sollten

nach Möglichkeit mehrjährige Beobachtungen zugrunde gelegt werden. Diese sind im Zusammenhang mit dem großräumigen Zuggeschehen der Vögel zu betrachten.

- Im Rahmen des Repowering (Errichtung einer meist kleineren Anzahl größerer, leistungsstärkerer Anlagen als Ersatz für eine meist größere Anzahl leistungsschwächerer, kleinerer Anlagen) kann nicht nur der Anteil der Windkraft an der Energieversorgung ausgebaut werden, sondern es sollten auch sensible Landschaften und gegebenenfalls beeinträchtigte Lebensräume etwa von Vögeln und Fledermäusen so weit wie möglich dadurch wieder hergestellt werden, dass – bei gleichzeitiger Erhöhung der installierten Leistung – die Anzahl der Anlagen reduziert bzw. neue Anlagen an naturschutzverträglichen Standorten errichtet werden.
- Schutzphasen bei Anlagenerrichtung und Betrieb: Windkraftanlagen sowie Erschließungseinrichtungen sollten außerhalb der Brut- und Rastzeiten – insbesondere von gefährdeten und störungsempfindlichen – Vogelarten errichtet werden.
- Bündelung in Windparks: Windenergieanlagen sind soweit wie möglich in Windparks zu bündeln. Dabei sollten die Windkraftanlagen im Windpark parallel – und nicht quer – zu den Hauptflugrichtungen von Zugvögeln und ziehenden Fledermäusen ausgerichtet werden. Ein hinreichender Abstand sowohl zwischen einzelnen Windparks als auch zwischen den Anlagen ist zu gewährleisten. Innerhalb eines Windparks sollten die Anlagen hinsichtlich Höhe, Typ und Laufrichtung übereinstimmen. Anlagen mit geringer Umdrehungszahl mindern das Risiko des Vogelschlags. Gittermasten, Drahtseile und oberirdische elektrische Leitungen sollten so weit wie möglich vermieden werden. Gebiete, die bereits durch Industrie- und Gewerbeanlagen, Ver- und Entsorgungseinrichtungen oder technische Infrastrukturen vorbelastet sind, kommen vorrangig für die Einrichtung von Windparks infrage, wenn sie eine geeignete Windhöflichkeit aufweisen.
- Kennzeichnung und Befeuerung der Anlagen: Um das Kollisionsrisiko für Vögel zu mindern, sollten die Empfehlungen des Bundesverbands Windenergie für die Kennzeichnung von Windenergieanlagen umgesetzt werden (vgl. hierzu BWE 2007; HÜBNER und POHL 2010). Eine Farbmarkierung der Rotorblätter, UV-Licht absorbierende Anstriche der Anlagen und Farbanstriche in gebrochenem Weiß können die Erkennbarkeit für Vögel verbessern (BRANDT et al. 2005). Die Befeuerung der Anlagen sollte nach unten abgeschirmt und die Lichtstärke an die Sichtweite entsprechend der aktuellen Wetterlage angepasst werden (Beleuchtung nicht stärker als notwendig). Auf einen Synchronbetrieb der Befeuerung innerhalb eines Windparks ist zu achten. Bei größeren Windparks ist zu überlegen, ob anstelle der einzelnen Anlagen eine Beleuchtung der an den Ecken und Außenkanten stehenden Anlagen ausreichend ist

(BRANDT et al. 2005). Hierdurch ließen sich auch die Stresseffekte bei Anwohnern in der Nähe von Windparks reduzieren.

- Monitoring der Auswirkungen: Die möglichen Kollisionen von Vögeln und Fledermäusen mit Windenergieanlagen sollten während des Betriebs der Anlagen überwacht und die Turbinen gegebenenfalls während kritischer Zeiten im Tages- bzw. Jahresverlauf abgeschaltet werden (RODRIGUES et al. 2008; PIELA 2010).

### 3.4.2 Windenergie auf See

**132.** Werden 50 % der außerhalb von Schutzgebieten, Schifffahrtslinien sowie militärischen Nutzungszonen liegenden Flächen, die gleichzeitig einen minimalen Küstenabstand von 30 km aufweisen, für die Stromerzeugung in Offshore-Windparks in Anspruch genommen, beträgt das Potenzial der Windenergie auf See in Deutschland circa 316,9 TWh/a (vgl. Tab. 3-5, 3-6, 3-7, 3-9). Dieses Potenzial wird in allen Szenarien des SRU im Jahr 2050 komplett ausgeschöpft.

Potenzielle Risiken beim Ausbau der Windenergie auf See

**133.** Beim Bau und Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen sind Beeinträchtigungen von Meeressäugern, See-, Rast- und Zugvögeln möglich. Zu berücksichtigen sind auch eventuelle negative Auswirkungen auf Fische, die Meeresbodenfauna (Benthos) und sedimentäre sowie hydrologische Prozesse beispielsweise durch Lärm, elektrische sowie magnetische Felder der Seekabel, Sedimentumlagerungen und Einbringen von riffähnlichen Strukturen, wobei hier allerdings bisher wenig bekannt ist. Außerdem besteht das Risiko größerer Schadstoffeinträge im Falle von Schiffskollisionen (KRUPPA 2007, S. 2).

**134.** Schweinswale orientieren sich unter Wasser vor allem durch Ultraschall-Ortung, daher sind sie besonders empfindlich gegenüber Unterwasserlärm. Betriebsgeräusche der Offshore-Windparks, aber in noch stärkerem Maße Baulärm bei der Anlagenerichtung (insbesondere beim Rammen von Fundamenten) können Verhaltensänderungen, wie zum Beispiel Flucht- bzw. Meideverhalten, auslösen (GILLES und SIEBERT 2009, S. 6). Es ist nicht auszuschließen, dass besonders hohe Schallpegel, die bei Rammarbeiten in unmittelbarer Nähe der Anlagen auftreten, zu physischen Schäden führen (PETERS et al. 2007, S. 59 ff.). Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass sich der gesundheitliche Zustand der Tiere durch den durch Lärm verursachten erhöhten Stress verschlechtert.

Auch Seehunde verfügen über ein hochempfindliches Gehör. Sie werden vermutlich vor allem durch den starken Baulärm sowie durch den vermehrten Schiffs- und Hubschrauberverkehr zu den Windparks gestört oder geschädigt (PETERS et al. 2007, S. 64 ff.). Auch bei ihnen kann daher Flucht- oder Meideverhalten ausgelöst werden.



**135.** Besonders gefährdet durch Offshore-Windparks sind darüber hinaus Zugvögel sowie Meeresvögel, die in den Küstenmeeren rasten und deren wichtigste Überwinterungsgebiete in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ; Meeresbereich ab der zwölften bis zur 200sten Seemeile vom Festland aus) der Nord- und Ostsee liegen. Risiken bestehen vor allem durch die möglichen Barrierewirkungen der Windparks, Kollisionsrisiken sowie durch den Verlust von Rast- und Nahrungsgebieten auf See. Neben den Zug- und Meeresvögeln sind auch Meeressäuger insbesondere aufgrund der additiven Effekte der noch zu errichtenden Windparks und der damit einhergehenden kumulativen Wirkungen gefährdet (FOX et al. 2007, S. 102; JANSSEN et al. 2008, S. 110 ff.).

**136.** Eine in Schweden durchgeführte Studie zeigte, dass der Meeresboden in der Nähe der Anlagen – auch aufgrund eines Fischereiverbots in Offshore-Windparks – größere Populationen von Bodenfischen aufweist (WILHELMSSON et al. 2009). Zwar wird der Fischbestand innerhalb von Offshore-Windparks durch das Fischereiverbot geschont, gleichzeitig ist aber zu erwarten, dass der Fischereidruck außerhalb der Anlagen aufgrund der zunehmenden Raumkonkurrenz und der damit für die Fischerei eingeschränkten Fläche zunimmt.

#### Von Offshore-Windkraftanlagen freizuhaltende Flächen

**137.** Offshore-Windenergienutzung ist in Deutschland primär in der AWZ vorgesehen; darüber hinaus sind zwei Anlagen im Küstenmeer der Ostsee in Planung (BSH 2010). Der Ausbau der Offshore-Windenergienutzung ist zunächst in den Vorranggebieten vorgesehen, die in den Raumordnungsplänen für die AWZ in der Nord- und Ostsee ausgewiesen sind (vgl. dazu ausführlich Abschn. 9.2.6.1.1).

In den im September bzw. Dezember 2009 in Kraft getretenen Raumordnungsplänen für die Nord- und Ostsee sind die Natura 2000-Gebiete sowie die beiden ausgewiesenen Vogelschutzgebiete als Ausschlussgebiete bereits festgeschrieben. Ausgenommen sind die bereits vor der Ausweisung dieser Gebiete genehmigten Windenergieparkprojekte (vgl. [www.habitatmare.de](http://www.habitatmare.de)). Zudem ist laut Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Offshore-Windenergieanlagen, die nach dem 1. Januar 2005 innerhalb von Meeresschutzgebieten genehmigt werden, keine Einspeisevergütung vorgesehen.

#### Naturschutzverträglicher Ausbau der Offshore-Windenergie

**138.** Um den Ausbau der Offshore-Windkraftnutzung möglichst naturschutzverträglich zu gestalten und erhebliche Beeinträchtigungen der Umwelt zu vermeiden, sind sowohl bei der Standortwahl als auch beim Bau und Betrieb der Anlagen potenzielle negative Auswirkungen auf marine Arten und Lebensräume ganz zu vermeiden oder zumindest so gering wie möglich zu halten. Die folgenden vom Bundesamt für Naturschutz (BfN) vorgeschlagenen

Maßnahmen (BfN 2010) sind auch nach Ansicht des SRU zur Vermeidung und Verminderung von Beeinträchtigungen geeignet:

- Beschränkung der Bauzeiten von Windkraftanlagen und Seekabeln auf bestimmte Zeitfenster: Lärmintensive Arbeiten sollten während der Paarungs- und Kalbungszeiten von Meeressäugern eingestellt werden, um deren Schutz zu gewährleisten. Bereiche mit hoher Bedeutung für Zugvögel sollten nur in Zeiträumen baulich beansprucht werden, in denen nicht mit Vogelzug oder Rastvögeln zu rechnen ist.
- Reduzierung der akustischen Belastung: Die bisher gemessenen Schallpegel der Ramm-Impulse bei der Errichtung von Windkraftanlagen auf See liegen deutlich oberhalb der ermittelten Belastungsgrenzwerte für Schweinswale und werden mit zunehmender Anlagengröße voraussichtlich steigen. Außerdem ist eine wiederholte Beschallung von Schweinswalen mit Ramm-Impulsen während der Errichtung der Anlagen zu erwarten. Daher sollten folgende Maßnahmen zur Minderung der akustischen Belastung bei der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen ergriffen werden (SIEBERT et al. 2007, S. 81 f.):
  - Beim Bau der Offshore-Anlagen sind möglichst geräuscharme bzw. geräuschkindernde Techniken (z. B. Blasenschleier, die den Lärm „schlucken“) zu wählen, um die Lärmbelastung oder Gehörschädigung von marinen Säugetieren – und auch Fischen – zu vermeiden.
  - Schweinswale können durch sogenannte Vergrämer aus der Risikozone vertrieben werden, damit sie sich vorübergehend aus dem lärmintensiven Bereich zurückziehen und so potenzielle Schäden durch plötzlichen Lärm vermieden werden.
- Verhinderung der Kollision von Vögeln mit den Rotoren und den Anlagenmasten: Anlagenstandorte sind möglichst parallel zur Hauptzugrichtung von Zugvögeln zu planen. Bei besonders intensivem Vogelzugaufkommen sollten die Anlagen abgeschaltet werden. Dies sollte künftig durch Vogelschlag-Warnsysteme sowie Modelle für die Vorhersage des Zugeschehens unterstützt werden.
- Beleuchtung von Windenergieanlagen: Offshore-Windenergieanlagen müssen aus Gründen der Sicherheit von Luftfahrt und Seeschifffahrt mit entsprechenden Hinderniskennzeichnungen ausgestattet sein. Die Beleuchtung von Windenergieanlagen erhöht jedoch möglicherweise die Attraktionswirkung und damit das Kollisionsrisiko für Vögel (vgl. Tz. 134). Die Hinderniskennzeichnung sollte daher so angepasst werden, dass dieses Risiko vermieden oder zumindest gemindert wird, wobei die Sicherheit von Luft- und Schifffahrt gewährleistet bleiben muss. Grundsätzlich sollte so wenig Befeuerung wie möglich und nur so viel wie nötig installiert werden (PETERS und MORTEL 2009, S. 40 ff.).

- Minimierung des Transportverkehrs: Für den Bau- und Betriebsverkehr sowohl mit Schiffen als auch mit Helikoptern sollten störungsarme Routen gewählt und Meeresschutzgebiete, Vogelrastgebiete sowie Hot-Spots von Schweinswalvorkommen gemieden werden.
- Umweltrisiken durch Schiffskollisionen minimieren: Um größtmögliche Sicherheit zu gewährleisten sind Maßnahmen zur Vermeidung von Gefahrensituationen und Unfällen auf See (z. B. Navigations- und Steuerungssysteme, Ausbildung der Mannschaften, Verkehrsleitsysteme, Überwachung der Windparks, Vorhalten von Schleppern für den Notfall) zu beachten.
- Bündelung von Kabeltrassen: Um Eingriffe in den Meeresboden zu minimieren, sollte möglichst ein gebündeltes und schonendes Verlegeverfahren gewählt werden (s.Tz. 601-603). Darüber hinaus sollten Seekabel – unter Berücksichtigung der Belange der Schifffahrt – nur so tief wie erforderlich verlegt werden, um eine Beanspruchung des Sediments sowie einen umfangreichen Bodenaushub so weit wie möglich zu vermeiden. Durch den Schutz des Sedimentes wird zugleich der Siedlungsraum benthischer Lebensgemeinschaften, also in der Bodenzone des Gewässers vorkommender Organismen, geschützt. Beim Verlegen von Rohrleitungen und Seekabeln sollten Zeiträume, in denen bestimmte Arten besonders störanfällig sind, grundsätzlich gemieden werden, um potenzielle Beeinträchtigungen zu minimieren (BSH 2008, S. 343).
- Monitoring der Auswirkungen: Noch bestehende Wissenslücken hinsichtlich der möglichen kumulativen Wirkungen von Offshore-Windparks und deren Zusammenwirken mit anderen anthropogenen Nutzungsformen sowie bestehenden Vorbelastungen der Ökosysteme können aufgrund der hohen Komplexität ökosystemarer Zusammenhänge wohl erst durch in der Praxis gewonnene Erfahrungen geschlossen werden (KRUPPA 2007, S. 37). Ein sorgfältiges Monitoring der Entwicklungen und Wirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf das marine Leben wird daher in Zukunft für die Generierung von verlässlichen Daten und für eine nachhaltige Gestaltung der Windenergienutzung auf See von zentraler Bedeutung sein (WILHELMSSON et al. 2010).

Über die vom BfN vorgebrachten Maßnahmen hinausgehend schlägt der SRU außerdem vor, die Errichtung der Anlagen zeitlich und räumlich in der Hinsicht zu steuern, dass eine Belastung von Meeressäugern durch gleichzeitige Bauaktivitäten in verschiedenen Gebieten und somit eine Vielzahl breit gestreuter Lärmquellen verhindert wird, damit den Tieren ausreichend große und schnell erreichbare Rückzugsräume verbleiben. Dies könnte zum Beispiel erreicht werden, indem Windparks gebietsweise ausgeschlossen werden, weil damit der Ausbau gestaffelt erfolgen kann (vgl. Tz. 468).

### 3.4.3 Photovoltaik

**139.** Das berechnete Stromerzeugungspotenzial der PV in Deutschland beträgt 112,2 TWh/a (vgl. Tab. 3-5, 3-6, 3-7, 3-9). Dieser Wert ergibt sich aus der Annahme, dass insgesamt 0,775 % der Dachflächen, 0,48 % der Fassaden und 1,17 % der weiteren Siedlungsfläche und zudem 0,03 % der landwirtschaftlichen Flächen für die photovoltaische Stromerzeugung genutzt werden können. In den verschiedenen Szenarien des SRU für das Jahr 2050 schwankt die Ausschöpfung dieses Potenzials jedoch sehr stark zwischen 0 und 100 %.

**140.** Die Nutzung der PV im besiedelten Bereich an Gebäudefassaden und auf Dächern ist grundsätzlich umwelt- und naturschutzverträglicher als die Errichtung auf Freiflächen. Vor allem bei letzterer ist auf eine umweltverträgliche Standortwahl und Ausgestaltung zu achten (vgl. Tz. 56). Strom aus PV-Anlagen auf Ackerflächen wird zukünftig nicht mehr über das EEG vergütet.

#### Von PV-Freiflächenanlagen freizuhaltende Gebiete

**141.** Es sollten insbesondere dort keine PV-Anlagen errichtet werden, wo dies zu einem Verlust von Rast- und Nahrungsgebieten für Zugvögel führt (ARGE Monitoring PV-Anlagen 2005, S. 27) oder nicht unter Schutz stehende Lebensräume bedrohter Arten, hier beispielsweise der *Herpetofauna* (Amphibien und Reptilien) oder von Orchideen, betroffen wären. Ein Freiraumverbund in Landes- und Regionalentwicklungsplänen sollte von PV-Freiflächenanlagen freigehalten werden, wenn durch sie die räumliche Entwicklung oder die Funktion des Freiraumverbundes beeinträchtigt werden würde. Auch Vorranggebiete für den Hochwasserschutz sind nicht für die PV-Nutzung geeignet. Um eine technische Verfremdung der Landschaft zu vermeiden, sollten darüber hinaus möglichst keine PV-Freiflächenanlagen an exponierten Standorten, zum Beispiel auf gut sichtbaren Anhöhen, errichtet werden.

#### Optimierung des Ausbaus und der Stromproduktion durch Photovoltaik

**142.** Trotz der EEG-Regulierung, wonach der Strom von PV-Anlagen auf Freiflächen gegenüber solchen auf Gebäuden geringer oder zum Beispiel auf Ackerflächen zukünftig gar nicht vergütet wird, nimmt der Nutzungsdruck auf Freiflächen (Grün- und Ackerland) durch die Aufstellung von PV-Anlagen zu. In den meisten Bundesländern fehlt bisher ein Instrumentarium für die Steuerung des Ausbaus der PV auf Freiflächen auf regionaler Ebene. Daher sollten planerische Instrumente der Regional- und Flächennutzungsplanung genutzt werden, mithilfe derer die Berücksichtigung von Natur- und Landschaftsschutzbelangen verbessert werden kann (z. B. Standortkonzepte, Ausschlussgebiete, Eignungsgebiete). Die folgenden, zumeist von der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft sowie dem Naturschutzbund Deutschland

empfohlenen Optimierungsmaßnahmen werden auch vom SRU für zielgerecht im Sinne einer umweltverträglichen Nutzung der PV auf Freiflächen erachtet.

- Gefahrstoffe: Zur Produktion von PV-Anlagen werden – abhängig vom Zelltyp – verschiedene Gefahrstoffe, etwa reaktive Gase und Flüssigkeiten, sowie Schwermetalle (Cd, Pb, Cu, Ni und Ag) und das Halbmetall Selen eingesetzt. Im Produktionsprozess wie auch im Betrieb der Anlagen ist eine Minimierung der Emission dieser Stoffe anzustreben.
- Naturschutzrechtliche Eingriffsregelung: PV-Freiflächenanlagen sind im Rahmen der Aufstellung eines Bebauungsplanes zu planen. Dabei ist die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung zu berücksichtigen. Flächen mit hoher Vorbelastung und geringer naturschutzfachlicher Bedeutung sind bevorzugt für die PV zu nutzen. Dazu gehören zum Beispiel Flächen mit hohem Versiegelungsgrad oder mit einer hohen Bodenverdichtung (UVS und NABU 2005), aber auch Flächen entlang von Autobahnen, Schienenwegen oder auf Deponien (GÖTZE et al. 2010).
- Bewirtschaftung von Standorten mit Freiflächenanlagen: Auf dem Areal einer PV-Freiflächenanlage sollte eine extensive Bepflanzung und Pflege (z. B. Grünland, Schafbeweidung oder Mahd) vorgenommen werden und die Unterkonstruktion der PV-Module daher entsprechend gestaltet werden. Auf dem Areal von PV-Freiflächenanlagen sollten keine synthetischen Dünge- und Pflanzenschutzmittel oder Gülle verwendet und bei der Pflege der Module und Unterkonstruktionen sollte auf den Einsatz von Chemikalien verzichtet werden. Auch sollte der Anteil der die Horizontale überdeckenden Modulfläche 50 % der Grundfläche der Anlage nicht überschreiten.
- Umwidmung von Äckern in extensives Grünland: Wenn PV-Anlagen – trotz der entfallenen EEG-Vergütung – auf Ackerflächen errichtet werden, sollten dies bevorzugt Flächen sein, die zuvor intensiv bewirtschaftet wurden und die im Zuge der Anlageninstallation in extensiv bewirtschaftetes Grünland umgewidmet werden (vgl. UVS und NABU 2005). Diese extensive Grünlandnutzung kann bei Berücksichtigung naturschutzfachlicher Aspekte zu einer deutlichen Aufwertung für viele Wirbelosengruppen, zum Beispiel durch die Erhöhung des Blütenangebots bzw. der strukturellen Vielfalt, führen, die auch gefährdeten Arten zugute kommt (HERDEN et al. 2009). Gegenüber dem Maisanbau ist die Errichtung von PV-Anlagen auf Ackerflächen daher sowohl für den Naturschutz als auch in Bezug auf die Vermeidung von Treibhausgasen (THG) vorteilhaft – selbst bei effizienter, gekoppelter Nutzung der Maispflanzen für die Erzeugung von Elektrizität und Wärme und dem Einbeziehen der Unterbrechungen bei der Sonneneinstrahlung (GRAEBIG et al. 2010, S. 1261 f.). Allerdings können indirekte Landnutzungsänderungen die Folge sein, weil der Nutzungsdruck auf andere Flächen zunimmt.

- Bauliche Anforderungen: Ein ausreichender Abstand der Module zum Boden (z. B. > 80 cm) ist einzuhalten, damit der Streulichteinfall auch in dauerhaft verschatteten Bereichen für die Entwicklung einer durchgängigen Vegetationsdecke ausreicht (HERDEN et al. 2009). Die durch PV-Freiflächenanlagen verursachte Versiegelung des Bodens sollte so gering wie möglich gehalten werden. Wird Holz als Baustoff für die Aufständungen gewählt, ist vorzugsweise Holz heimischer Arten zu verwenden (UVS und NABU 2005). Es sollte ein Regenwasserabfluss mit ortsnaher Versickerung vorgesehen werden.
- Einzäunung: Die Einzäunung von PV-Freiflächenanlagen sollte so gestaltet sein, dass sie keine Barrierewirkung für Kleinsäuger und Amphibien entfaltet. Dies kann zum Beispiel durch einen angemessenen Bodenabstand des Zaunes oder durch ausreichende Maschengrößen im bodennahen Bereich gewährleistet werden. Der Einsatz von Stacheldraht ist insbesondere im bodennahen Bereich zu vermeiden. Innerhalb oder außerhalb der Einzäunung der Anlage sollte nach Möglichkeit ein mindestens drei Meter breiter Grünstreifen mit naturnah gestaltetem Bewuchs als Element der Landschaftsgestaltung und als Lebensraum für Tiere und Pflanzen vorgesehen werden.
- Monitoring: Die Entwicklung des Naturhaushalts auf der Freifläche, auf der sich eine PV-Anlage befindet, sollte mit einem geeigneten Monitoring regelmäßig dokumentiert werden.

#### Anforderungen an den Rückbau

**143.** Bei Außerbetriebnahme einer PV-Freiflächenanlage ist der vollständige Rückbau zu gewährleisten. Dabei sollten die bei der Produktion der Module eingesetzten Materialien (z. B. Glas, Ethylen-Vinyl-Acetat und Tellur, Selen, Kupfer sowie Blei) wiederverwertet werden.

### 3.4.4 Geothermie

**144.** Das für Deutschland berechnete Stromerzeugungspotenzial der Geothermie in KWK beträgt 152,9 TWh/a (vgl. Tab. 3-5, 3-6, 3-7, 3-9). Bei der Nutzung kommt es zu einer nur sehr geringen Flächeninanspruchnahme. In Abhängigkeit vom jeweiligen Szenario schwankt die Ausschöpfung des Potenzials im Jahr 2050 sehr stark zwischen 0 und 96 %.

**145.** Die Technologien zur geothermischen Stromerzeugung befinden sich noch in der Entwicklung. In Deutschland wird bei der Erschließung geothermischer Wärme primär auf Heißwasserreservoirs gesetzt, die ein ausreichend hohes Temperaturniveau und ausreichende Fließraten besitzen. Darüber hinaus wird versucht, die Wärme von „trockenem“ Felsgestein zu nutzen, indem man mithilfe von zwei Bohrungen Wasser in einen Kreislauf injiziert, das die Wärme des Gesteins aufnimmt und an die Oberfläche befördert. Dieses

Verfahren wird als Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) bezeichnet. Es bietet – im Vergleich zur Erschließung von Heißwasser-Aquiferen – den Vorteil, dass eine geringere Abhängigkeit von den natürlichen geologischen Bedingungen besteht.

#### Potenzielle Risiken der Stromerzeugung mit Geothermie

**146.** Die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung aus Geothermie sind sowohl bei der Errichtung einer Anlage, im Normalbetrieb, bei möglichen Störfällen als auch bei der Nachsorge gering und auf den unmittelbaren Anlagenstandort beschränkt (de WILD-SCHOLTEN und ALSEMA 2006; KREWITT et al. 2005b; TAB 2010).

Die Abkühlung des Untergrundes hat nur geringe Auswirkungen auf die chemische Beschaffenheit des Grundwasserspeichers. Ein gewisses Risiko tiefergeothermischer Bohrungen besteht jedoch in einer möglichen Grundwasserverschmutzung. Mit der Bohrung entsteht eine Wasserwegsamkeit von der Oberfläche in den Untergrund (AUCKENTHALER et al. 2010, S. 8). So können beispielsweise Kraftstoffe, Schmiermittel oder Spülmittelzusätze der Bohrtechnik ins Grundwasser gelangen.

#### Ausschlussflächen und Anforderungen an eine naturschutzverträgliche Anlagenoptimierung

**147.** Bei Geothermieprojekten müssen die ökologischen Gegebenheiten vor Ort angemessen beachtet werden. Insbesondere eine Kontamination des Grundwassers, zum Beispiel durch den Austritt von Bohr- oder Füllmitteln oder der Wärmeträgerflüssigkeit sowohl beim Bohrvorgang, während des Betriebs der Anlage als auch bei der Verfüllung ist bereits bei der Vergabe der Bohrerlaubnis so weit wie möglich auszuschließen (JANZING 2009, S. 42). Auch eine Änderung hydraulischer Verhältnisse im Untergrund und eine davon ausgehende Beeinflussung bestehender Grundwassernutzungen und Quellaustritte sollten vermieden werden. Bohrlöcher, die nicht mehr benötigt werden, sollten so verfüllt werden, dass der Untergrund und das Grundwasser nicht beeinträchtigt werden.

Vor geothermischen Bohrungen sind sorgfältige hydrogeologische Voruntersuchungen vorzunehmen, um ein Eindringen von Wasser in poröse, Anhydrit (Gips) führende oder auslaugbare Schichten zu verhindern (JANZING 2009, S. 43; AUCKENTHALER et al. 2010, S. 13). In Abhängigkeit von der Infrastruktur vor Ort können durch das Aufquellen von Gipschichten durch eindringendes Wasser ökologische Risiken entstehen.

### **3.4.5 Energetische Nutzung von Biomasse**

**148.** Für die energetische Nutzung von Biomasse werden in den Szenarien des SRU ausschließlich Reststoffe verwendet. Die berechneten Reststoffpotenziale für feste Biomasse in KWK betragen 41,9 TWh/a und für Biogas in KWK 26,6 TWh/a (vgl. Tab. 3-5, 3-6, 3-7,

3-9). In Abhängigkeit vom jeweiligen Szenario des SRU schwankt die Ausschöpfung des Potenzials im Jahr 2050 sehr stark zwischen 0 und 100 %. Innerhalb der energetischen Nutzung von Biomasse macht der Bedarf zur Stromerzeugung etwa ein Drittel aus; zwei Drittel werden zur Produktion von Wärme und Kraftstoff eingesetzt. In Zukunft wird neben der energetischen auch die stoffliche Nutzung der Biomasse an Bedeutung zunehmen (CARUS et al. 2010; PETERS et al. 2010).

**149.** Biogas wird in Deutschland dezentral in landwirtschaftlichen Biogasanlagen erzeugt. Die Biomasse zur Energiegewinnung in solchen Anlagen kann aus dem Anbau von Energiepflanzen stammen, in Kombination mit der Nutzung von Wirtschaftsdünger (Gülle), mit Landschaftspflegeschnitt oder anderen biogenen Reststoffen. Blockheizkraftwerke (BHKW) nutzen Biogas für die Strom- und Wärmeerzeugung und sind durch diese Koppelung besonders effizient. Auch in größeren Holzheizkraftwerken können dezentral durch KWK gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt werden.

#### Potenzielle Risiken der energetischen Nutzung von Energiepflanzen

**150.** Die biologische Vielfalt auf landwirtschaftlich genutzten Flächen nimmt im Fall der Aufgabe extensiver Nutzungsformen und der Nivellierung der Naturräume sowie durch Nährstoffeinträge und einheitliche Bewirtschaftungsformen stark ab. Viele landwirtschaftliche Praktiken tragen in hohem Maße zur Gefährdung der biologischen Vielfalt bei (RIECKEN et al. 2010). Beispielsweise reicht die eutrophierende Wirkung der Stickstoffeinträge aus der Landwirtschaft bis in die Nord- und Ostsee (SRU 2009).

**151.** Die Biodiversität auf der landwirtschaftlichen Fläche kann im Zusammenhang mit der Biogasproduktion einerseits aufgrund von Nährstoffeinträgen in Boden und Grundwasser gefährdet werden. Diese können vermehrt bei intensiver Flächenbewirtschaftung, insbesondere beim Anbau von Mais zur Biogasproduktion entstehen. Andererseits können auch veränderte Erntetermine (z. B. bei Grünroggen oder Mehrkulturnutzung) Niederwild oder Bodenbrüter beeinträchtigen und die Aussamung von Wildkräutern behindern (BfN 2010; DOYLE et al. 2007). Manche alternativen Kulturpflanzen sind potenziell invasiv, was die Erhaltung der biologischen Vielfalt gefährden kann (z. B. Robinie, Götterbaum, Goldrute oder Topinambur; CROSTI et al. 2010; SCHÜMANN 2008). Zudem kann in manchen Fällen der erhöhte Wasserbedarf für Kurzumtriebsplantagen (KUP) und die Wasserentnahme für Bewässerungszwecke, beispielsweise für Mais in trockenen Gebieten, die Grundwasserneubildungsrate reduzieren. Hierdurch kann sich auch in angrenzenden Schutzgebieten der Grundwasserspiegel absenken (BfN 2010; DOYLE et al. 2007).

Direkte Landnutzungsänderungen wie der Umbruch von Grünland (vor allem von Magerrasen, Wiesenbrüterflächen, Niedermoorstandorten, Bachauen und Waldwiesen) oder die Nutzung von Stilllegungs- oder Brachflächen zum Anbau von Energiepflanzen gefährden



die Erhaltung der biologischen Vielfalt und setzen gleichzeitig Treibhausgase frei. Vergleichbare Auswirkungen haben indirekte Landnutzungsänderungen: Werden Flächen, die bisher für die Futter- bzw. Nahrungsmittelproduktion genutzt wurden, zum Anbau von Energiepflanzen genutzt, dann werden dafür häufig an anderer Stelle auch marginale Flächen mit für die landwirtschaftliche Produktion ungünstigen Bedingungen neu als Acker bewirtschaftet bzw. umgebrochen (PETERS et al. 2010; BfN 2010).

**152.** Die Produktion von Energiepflanzen stellt derzeit einen subventionierten Teilbereich der Landwirtschaft dar. Bei der Subvention der Biomassenutzung für energetische Zwecke ist daher darauf zu achten, dass sie die bestehenden Trends nicht zusätzlich verstärkt (DAUBER et al. 2010; SCHÜMANN et al. 2009; SRU 2007; DOYLE et al. 2007; NITSCH et al. 2008; THRÄN et al. 2009). Bislang bestehen nur unzureichende Anforderungen für den nachhaltigen Anbau von Biomasse in Deutschland.

#### Anforderungen an die Nutzung von Reststoffen

**153.** Die in den Textziffern 150-151 genannten Risiken für die Erhaltung der Biodiversität können durch die ausschließliche Nutzung von Reststoffen zur Stromerzeugung gemindert werden. Biomasse, die in der Abfallwirtschaft (im Sinne des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes – KrW-/AbfG) und als land- und forstwirtschaftlicher Reststoff (außerhalb des KrW-/AbfG) anfällt, stellt ein bedeutsames Potenzial für die Nutzung dar.

**154.** Reststoffe umfassen größtenteils Alt- und Resthölzer, Wirtschaftsdünger, bei der Landschaftspflege und kommunalem oder privatem Grünschnitt anfallende Pflanzenabfälle, Stroh, Ernterückstände und Bioabfälle (STADLBAUER und JENNEMANN 2010; PETERS et al. 2010). Die Klimabilanzen zum Beispiel der Nutzung von Landschaftspflegematerial sind in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente zwei- bis dreimal besser als die von Grünschnitt aus Anbau oder Holzhackschnitzel aus KUP (OEMICHEN 2010).

Stroh wird derzeit nicht in Festbrennstoff-Feuerungen genutzt (vgl. STAIß et al. 2007, S. 118 f.). Aufgrund des – im Vergleich zu anderen Festbrennstoffen wie Holz – hohen Aschegehalts und niedrigen Ascheschmelzpunkts (wodurch es zur Schlackebildung kommt) sowie den erhöhten Feinstaub- und Dioxin-Emissionen ist die Strohverfeuerung auch für die Zukunft keine vorteilhafte Option (BMU 2006). Für eine alternative Nutzung von Stroh in der Biogasproduktion sind bisher keine marktreifen Aufschlussverfahren vorhanden (vgl. DANIEL und VOGT 2008).

Auch das ohnehin anfallende Material aus Landschaftspflegemaßnahmen kann als Substrat in Biogasanlagen eingesetzt werden. Zurzeit ist der Einsatz dieser Mittel jedoch sowohl aufgrund geringer Gasausbeuten als auch aufgrund der Förderpolitik im Rahmen des EEG nicht besonders wirtschaftlich. Hier bedarf es zunächst weiterer Forschungs- und

Entwicklungsarbeit, um die Gaserträge durch technische Optimierung zu erhöhen. Zudem bedarf es verbesserter Kenntnisse zur lokalen Verfügbarkeit dieser Materialien und zu deren Einsatzmöglichkeiten, zum Beispiel als Co-Substrat in bestehenden Anlagen. Das Potenzial bleibt aber verhältnismäßig gering (vgl. DANIEL und VOGT 2008; SRU 2007, S. 35) bzw. ist noch nicht ausreichend erschlossen (PETERS 2010). In der Praxis ist es zudem nicht immer möglich, das aus einer *extensiven* Flächennutzung stammende Substrat von Erzeugnissen, die aus einer *intensiven* Nutzung stammen, zu unterscheiden. Daher ist eine Förderung solcher Bewirtschaftungsweisen über ein speziell ausgestaltetes Vergütungssystem im EEG nur sehr schwer durchzuführen.

Der Einsatz von Ernterückständen wie Rübenblätter und Kartoffelkraut stellt sich aus verschiedenen Gründen (saisonaler Anfall, keine ortsnahe Einsatzmöglichkeit, hoher Sandgehalt, ggf. höherer Aufwand bei der Substratvorbehandlung wie Reinigung etc.) als problematisch dar. Zudem empfiehlt es sich aus Gründen des Bodenschutzes und der Humusanreicherung oft, die Rückstände nach dem Ernten auf dem Feld zu belassen (vgl. DANIEL und VOGT 2008). Die Entnahme von organischen Reststoffen wie Ernterückständen und Stroh auf Ackerland oder Restholz von forstlichen Flächen sollte grundsätzlich nur unter Beachtung der Nährstoffkreisläufe der jeweiligen Standorte erfolgen. Gleiches gilt für die Nutzung von Wurzelstöcken und Laub in geschützten Waldgebieten (SRU 2007).

Von Relevanz ist die energetische Nutzung getrennt erfasster Bio- und Gartenabfälle aus Haushalten. Knapp die Hälfte der Bundesbürger trennt ihre Bio- und Gartenabfälle bereits (ca. 8,5 Mio. t/a). Konservative Schätzungen gehen von mindestens 2 Mio. t zusätzlich getrennt erfassbaren organischen Abfällen aus Haushalten aus (FUNDA et al. 2009). Der herkömmliche Behandlungsweg der Kompostierung wird zunehmend durch die Verwertung in Biogasanlagen ergänzt oder ersetzt. Sinnvoll ist die gezielte Ausschöpfung dieser Nutzenpotenziale (struktureiches Material in die Kompostierung, strukturarmes Material in die Vergärung, Baum- und Strauchschnitt in die direkte energetische Verwertung). In Berlin wird derzeit eine Biogasanlage für die Verwertung von 60.000 t Bioabfall Jahreskapazität errichtet. Mit dem erzeugten Biogas werden Sammelfahrzeuge der Berliner Stadtreinigung betankt und damit circa 2,5 Mio. l/a Diesel ersetzt (GOSTEN und RÜCKER 2010). Auch Hamburg plant aktuell eine Vergärung als Vorstufe der Kompostierung aufzubauen, das gereinigte Biogas soll in das örtliche Gasnetz eingespeist werden (BOISCH 2010).

Für agrarindustrielle Reststoffe bestehen bereits Verwertungen, sodass sich keine bemerkenswerten Potenziale mehr ergeben (vgl. DANIEL und VOGT 2008). Auch Althölzer können energetisch genutzt werden. Eine Nutzung sollte sich allerdings ausschließlich auf diejenigen Althölzer erstrecken, welche eine verhältnismäßig geringe Schadstoffbelastung aufweisen und demnach der Altholzategorie I oder II entsprechen (vgl. § 2 Abs. 4 Altholzverordnung).

Große Potenziale liegen auch in der stärkeren energetischen Nutzung von Wirtschaftsdüngern. Im Jahr 2007 wurde dieses Potenzial allerdings lediglich zu 15 % genutzt (vgl. DANIEL und VOGT 2008). Im Vergleich zur konventionellen Lagerung von Gülle können durch die energetische Verwertung der Gülle in einer Biogasanlage (bei gasdicht abgedecktem Gärrestlager) Klimagasemissionen vermieden werden. Dabei liegen die Kosten der Klimagasvermeidung mithilfe energetischer Nutzung von Gülle gleich hoch oder teilweise niedriger als die von Emissionsvermeidungsmaßnahmen bei konventioneller Güllelagerung (vgl. DANIEL und SCHOLWIN 2008, S. 417 f.). Zudem wirkt Gülle bei der Fermentation prozessstabilisierend, wodurch Nutzungsausfälle vermindert werden. Werden Substrate mit Gülle mitvergoren, ergibt sich in der Regel ein höherer spezifischer Gasertrag als bei der Monovergärung. Dies erhöht die Effizienz der Biogasproduktion und reduziert damit die volkswirtschaftlichen Kosten der Klimagasvermeidung durch die Substitution fossiler Energieträger durch Biogas. Im Vergleich zu Rohgülle ist vergorene Gülle homogener und kann deswegen besser auf Felder ausgebracht werden und besser in den Boden eindringen. Auch ist der Stickstoff in vergorener Gülle besser pflanzenverfügbar. Die Ausbringung ist mit geringeren Geruchsemissionen und geringerer Keimbildung verbunden als die der Rohgülle (vgl. DANIEL und VOGT 2008). Somit stellt sich innerhalb des Reststoffpotenzials das Wirtschaftsdüngerpotenzial als relativ groß und aufgrund weiterer ökologischer Vorteile als für eine verstärkte energetische Nutzung besonders erschließungswürdig dar (vgl. Abschn. 8.4.3).

#### Anforderungen an eine umwelt- und naturschutzverträgliche Optimierung der Anlagen

**155.** Für die umwelt- und naturschutzverträgliche Optimierung der Errichtung und des Betriebs von Biogasanlagen wird eine Vielzahl von fachlich sinnvollen Anforderungen vorgeschlagen (KLINSKI 2008, S. 28). Diese betreffen beispielsweise die Verminderung von Emissionen und Immissionen der technischen Anlagen und den sicheren Umgang mit wassergefährdenden Stoffen. Auch die Vermeidung von Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft, die umweltgerechte Ausbringung von Gärresten sowie die umweltgerechte Erzeugung und Auswahl von Einsatzstoffen zählen dazu.

Die Zuordnung von Biogasanlagen einerseits zu baurechtlichen und andererseits zu immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren ist in der Praxis außerordentlich problematisch und erscheint nicht gerechtfertigt. Erstrebenswert ist daher eine Vereinheitlichung der verfahrenstechnischen Behandlung, um Unsicherheiten bei der Zuordnung zu beseitigen und einheitliche Anforderungen stellen zu können (KLINSKI 2008). Insbesondere ist aus den geltenden Regelungen wie der Technischen Anleitung zur

Reinhaltung der Luft (TA Luft) nur unzureichend ableitbar, was der Begriff „Stand der Technik“ bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen genau umfasst (EBERTSCH 2010).

Für von Biogasanlagen ausgehende Emissionen von Luftschadstoffen, wie für das besonders klimaschädliche Methan, das einen 25-mal stärkeren Treibhauseffekt als CO<sub>2</sub> hat, aber auch für Ammoniak, ist eine Orientierung am Stand der Technik derzeit weder für Bestands- noch für Neuanlagen verbindlich vorgeschrieben (KLINSKI 2008, S. 29). Dies ist deshalb problematisch, weil es durch mangelhaft abgedichtete Gärrestlager und Vorruben zu beträchtlichen Methan- und Ammoniakemissionen kommen kann. Der Einspareffekt von Biogasanlagen an Klimagasen kann durch die Güllevergärung nachteilig beeinflusst oder bei weitem überkompensiert werden, wenn große Mengen an Methan aus Biogasanlagen wegen ungenügender Anlagentechnik freigesetzt werden (EBERTSCH 2010). Der Niederschlag von Ammoniumstickstoff aus der Luft kann zudem zur Bildung von Lachgas beitragen (STADLBAUER und JENNEMANN 2010). Die eutrophierende Wirkung von Ammoniumstickstoff auf die Vegetation konnte in Niedersachsen anhand einer Flechtenkartierung belegt werden (de BRUYN et al. 2009).

Erforderlich wäre es auch, bundesweit einheitliche Standards für Biogasanlagen zur Vermeidung von Wassergefährdungen zu entwickeln (KLINSKI 2008, S. 31). Möglichen Gefahren für die Umwelt wie einer Wasser- und Bodenkontamination durch das Auslaufen von Güllebehältern bei Störfällen kann durch technische und betriebliche Optimierung begegnet werden (DANIEL et al. 2008). Diese sollte durch die Genehmigungspraxis vorangetrieben werden.

Stromerzeugung in Biogasanlagen sollte vorzugsweise in KWK erfolgen. Erwägenswert wären daher Vorgaben, mithilfe derer eine bessere Energieeffizienz der Anlagen erreicht werden kann. Geeigneter Anknüpfungspunkt wäre hier eine Technologieförderung im Rahmen des EEG (vgl. Vorschläge in Abschn. 8.4.3).

**156.** Um die Anforderungen an eine umwelt- und naturschutzverträgliche Optimierung der Biogasanlagen zu erfüllen, steht eine Reihe von Instrumenten zur Verfügung. Dazu gehören:

- EEG (vgl. Abschn. 8.4.3): Es sollten Anreize zur verstärkten Nutzung von Reststoffen gesetzt werden. Das EEG könnte auch als Anreiz für die Einhaltung von Umweltauflagen etwa bezüglich der Ausbringung von Gärresten dienen, indem die Ansprüche aus dem EEG an die Einhaltung bestimmter Standards gekoppelt werden. Für Bestandsanlagen könnte dort ein Änderungsanreiz gesetzt werden oder eine gesonderte Förderung außerhalb des EEG auf Zuschussbasis vorgesehen werden (VOGT et al. 2008, Zusammenfassung S. 10).

- Die Steuerungsmöglichkeiten durch das Ordnungsrecht sollten ausgeschöpft werden, insbesondere sollten die in der Novellierung befindliche Grundwasserverordnung und die Düngeverordnung besser überwacht werden.
- Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) ergänzt die Vergütungsregelungen des EEG und dient dem in § 1 Abs. 1 EEG verankerten Ziel des Umwelt- und Klimaschutzes. Die in § 4 BioSt-NachV benannten Flächen mit hohem Naturschutzwert und die in § 5 BioSt-NachV benannten Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand sowie der besondere Schutz von Torfmooren nach § 6 BioSt-NachV müssen konkretisiert werden (EKARDT und HENNING 2009).
- Die Standortplanung von Bioenergieanlagen und die Flächennutzung in deren Umfeld müssen planerisch gelenkt werden. Dafür stehen Instrumente wie Vorrang- und Eignungsgebiete oder Vorbehaltsgebiete zur Verfügung.

Es sollten Leitfäden erstellt werden, die als informelle Steuerungsinstrumente für eine Abschätzung nachhaltig verfügbarer Biomassepotenziale und Standortplanungen, eine betriebsbezogene Anbauberatung und regionale sowie kommunale Planungszusammenschlüsse zur Verfügung gestellt werden (z. B. Biogashandbuch Bayern) (VOGT et al. 2008).

### **3.4.6 Wasserkraft**

**157.** Die Wasserkraft kann in Deutschland 27,6 TWh/a bereitstellen (vgl. Tab. 3-5, 3-6, 3-7, 3-9), die in den einzelnen Szenarien des SRU im Jahr 2050 zu 80 bis 100 % ausgeschöpft werden. Bei der Berechnung dieses Potenzials werden nur bereits im Jahr 2008 installierte Leistungen berücksichtigt. Ein weiterer Ausbau wird nicht unterstellt.

#### Anforderungen an eine naturschutzverträgliche Anlagenerneuerung

**158.** Die Nutzung der Wasserkraft hat einen signifikanten Einfluss auf die Fauna und Flora von Fließgewässern (vgl. Tz. 60). Wasserkraftanlagen müssen infolgedessen jeweils an die ökologischen Verhältnisse vor Ort angepasst und gegebenenfalls unter Berücksichtigung der ökologischen Belange modernisiert werden. Die Nutzung der Wasserkraft und die Reaktivierung von Wasserkraftanlagen soll nur in ausgewiesenen Vorranggebieten geschehen (BUND 2009). Dabei muss die natürliche Dynamik in den Restwasserstrecken ausreichend erhalten bleiben, um eine weitgehend natürliche Weiterentwicklung des Gewässers und seiner Lebensgemeinschaften zu ermöglichen und die ökologische Durchgängigkeit zu erhalten (BMU 2007). Ökologische Ausbaumaßnahmen sollten (BfN 2010):

- „die Durchgängigkeit für Fische und andere aquatische Lebewesen verbessern,

- Möglichkeiten zur Anbindung und Erhaltung angrenzender Auenbereiche – einschließlich der hierfür typisch und prägenden Wasserstandsschwankungen und -zyklen – schaffen,
- eine Sicherung quasi natürlicher Grundwasserverhältnisse im Ober- und Unterwasserbereich des Querbauwerks beinhalten, sowie
- Möglichkeiten zur Durchleitung von Treibgut bereitstellen.“

Bei der Festlegung des Mindestwasserabflusses in der Ausleitungsstrecke sollten jahreszeitliche und ökologische Kriterien beachtet werden.

**159.** Das EEG bindet die Einspeisevergütung von Strom aus Wasserkraftanlagen unter anderem an den Nachweis, dass mit der Wasserkraftnutzung ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand wesentlich verbessert worden ist (§ 23 Abs. 5 EEG; s. dazu NAUMANN und IGEL 2005). Bei Ablauf einer Betriebskonzession sollte eine Verlängerung jeweils davon abhängig gemacht werden, dass die ökologische Qualität eines Fließgewässers und seiner Auen verbessert wird. Dazu gehören stoffliche Einflüsse (Wasserqualität), die Gestaltung und Umformung des Flussbettes und der Uferbereiche (Gewässerstruktur) sowie die Durchflussdynamik (BUND 2009; Naturschutzstandards Erneuerbarer Energien 2010). Die Maßnahmen „Verbesserung der Uferstruktur, Anlegung von Flachwasserzonen und Anbindung von Alt- und Seitenarmen“ gemäß § 23 Abs. 5 EEG, die eine wesentliche Verbesserung der Fließgewässerdynamik bzw. -charakteristik erreichen sollen, wurden deshalb in einer Bewertungsgrundlage für Behörden und Umweltgutachter zusammengefasst (Naturschutzstandards Erneuerbarer Energien 2010).

Die Vergütungsregelung des EEG ermöglicht eine variable, auf einen Standort zugeschnittene Festlegung und Umsetzung von Anforderungen und Maßnahmen, die dem Erreichen des jeweiligen „ökologischen Zustands“ im Sinne der WRRL dienen. Der „Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft“ (NAUMANN und IGEL 2005) sowie die Veröffentlichungen der DWA (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Wasser und Abfall e. V.) enthalten Kriterien für die konkrete Verbesserung des ökologischen Zustandes als Vergütungsvoraussetzung nach dem EEG.

Ein Beispiel für einen Ausbau, bei dem sowohl die Energiewirtschaft profitieren als auch die ökologische Situation verbessert werden konnte, ist das Rheinkraftwerk Albrück-Dogern, das durch ein Wehrkraftwerk erweitert wurde. Mit der Leistungserhöhung wurde die Fließdynamik der Altrheinstrecke erhöht, und es wurden eine Reihe von ökologischen Aufwertungsmaßnahmen umgesetzt (RUESS 2010). Durch den Bau eines naturnahen Umgehungsgewässers konnte der Fischeaufstieg im Bereich des Wehrs verbessert und eine Verbindung von Lebensräumen geschaffen werden. Für die Uferbereiche wurde eine mosaikartige Entwicklung von Sukzessionsflächen und offenen Wiesenflächen geplant. Dadurch wurde die landschaftliche Attraktivität des Gebietes erhöht. Das Gewässer wurde

durch eine Abfolge von flach geneigten Kiesschnellen und Tiefwasserzonen strukturiert und so ein Ersatzlebensraum für die stark bedrohten Kieslaicher (bestimmte Fischarten) geschaffen. Auch Habitate für strömungsliebende Wirbellose (z. B. Stein-, Eintags- und Köcherfliegenarten) sowie für am Gewässer lebende Vogelarten wurden bereitgestellt (GEBLER und LEHMANN 2010).

**160.** Da die Wasserkraft von Umfang, Variabilität und jahreszeitlichen Spitzen der Abflüsse abhängt, wird sie vom Klimawandel, der insbesondere den Wasserhaushalt verändern wird, regional positiv oder negativ betroffen sein. Für ganz Europa wird geschätzt, dass das Potenzial der Wasserkraft um 6 % abnehmen wird (20 bis 50 % Abnahme im Mittelmeerraum, 15 bis 30 % Zunahme in Nord- und Osteuropa, in West- und Zentraleuropa unverändert). Zusätzlich kann es zu Nutzungskonkurrenzen mit der Schifffahrt in Bezug auf die Wassertiefe von Flüssen kommen (BATES et al. 2008).

### **3.4.7 Zusammenfassung**

**161.** Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass beim Ausbau erneuerbarer Energien der Schutz von Gebieten mit signifikant hohem Wert für die biologische Vielfalt gewährleistet werden sollte (vgl. HENNENBERG et al. 2010). Darunter fallen nicht nur die „klassischen“ Schutzgebiete. Auch außerhalb ausgewiesener Naturschutzflächen sollten Zerschneidungen der Landschaft vermindert, Biotopverbundsysteme erhalten sowie neu geplant und Gebiete, die bedeutende Ökosystemdienstleistungen erbringen (z. B. Feuchtgebiete, Moore, natürliche und naturnahe Waldgebiete) geschützt werden.

Eine detaillierte und profunde Prüfung ist jedoch erst in der konkreten Planung von Projekten zur Energieerzeugung unter Einbeziehung regions- und ortsspezifischer Kontextfaktoren möglich. Bereits vorhandene natur- und umweltschutzbezogene Standards und Mindestanforderungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland müssen eingehalten werden und führen zu einer Minderung negativer Effekte (s. [www.naturschutzstandards-erneuerbarer-energien.de](http://www.naturschutzstandards-erneuerbarer-energien.de)). Durch eine sorgfältige räumliche Planung können negative Effekte weiter reduziert werden. Das Vorliegen von detaillierten naturschutzfachlichen Untersuchungen im Rahmen der Landschaftsplanung kann auch die Akzeptanz verbessern (vgl. Kap. 8.5).

Grundsätzlich ist die Nutzung erneuerbarer Energien zwar viel eher nachhaltig gestaltbar als die Nutzung fossiler Energien und der Kernenergie. Aber auch durch die Nutzung erneuerbarer Energien können negative Effekte nicht vollkommen vermieden werden, sodass Anstrengungen zur Verminderung des Stromverbrauchs selbst bei einem Stromverbund Europa–Nordafrika (Szenario 3.a und 3.b; Tab. 3-9; Abschn. 3.3.2.2), in dem theoretisch ein sehr großes Potenzial zur Elektrizitätserzeugung zur Verfügung steht,

wesentlich zur Erreichung der Nachhaltigkeit einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung beitragen können.



## **4 Der Weg: Zeitliche Sequenz der technischen Entwicklung und der notwendigen Entscheidungen**

### **4.1 Aktuelle Stromnachfrage und Erzeugung**

**162.** In dem folgenden Unterkapitel wird eine Bestandsaufnahme der derzeitigen Stromversorgung in Deutschland durchgeführt, die auch die zurzeit in Planung befindlichen Kraftwerksneubauten einbezieht. Die derzeitige Stromversorgung setzt auf zentrale Großkraftwerke auf der Basis fossiler Energieträger sowie Kernenergie. Die regenerativen Energiequellen leisten trotz ihres erheblichen Wachstums bislang erst einen geringen Beitrag zur Stromversorgung. Die Erzeugung von Strom verursacht einen großen Teil der deutschen Treibhausgasemissionen und kann weder im Bereich des Einsatzes fossiler Energieträger (Klimawandel) noch im Bereich des Einsatzes der Kernenergie (ungelöste Abfallproblematik) als nachhaltig angesehen werden (Kap. 2.4).

#### **4.1.1 Gegenwärtige Energieversorgung**

**163.** Um die Frage beantworten zu können, ob und inwieweit eine dauerhaft klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung Deutschlands möglich ist, erfolgt zunächst eine gründliche Analyse des Ist-Zustandes sowie absehbarer Entwicklungen. Im Folgenden wird der Status Quo der Elektrizitätsversorgung im Kontext der gesamten Energieversorgung in Deutschland beschrieben. Um eine konsistente Datenbasis zu haben, wird auf die Daten des Jahres 2008 zurückgegriffen.

##### **4.1.1.1 Primärenergiebedarf**

**164.** Als Primärenergiebedarf wird die Energiemenge bezeichnet, die zur Deckung der gesamten Nachfrage der Energieversorgung einschließlich vorgelagerter Prozessketten benötigt wird. Zu den Primärenergieträgern zählen fossile Energieträger wie Kohle, Öl und Gas, nukleare Brennstoffe sowie erneuerbare Energieträger (z. B. Windenergie, Wasserkraft, Solarenergie, Biomasse und geothermische Energie). Primärenergie wird in der Regel in Sekundärenergie (z. B. Kraftstoffe, Strom) umgewandelt, dem Verbraucher als Endenergie geliefert und beim Verbraucher in Nutzenergie (z. B. mechanische Arbeit, Wärme) umgewandelt. Auf dem Weg von der Primärenergie bis zur Nutzenergie treten vielfältige Umwandlungs- und Transportprozesse auf, die jeweils mit mehr oder weniger großen Energieverlusten verbunden sind. In Deutschland erreicht nur ein Drittel der eingesetzten Primärenergie den Endnutzer als Nutzenergie (SRU 2008, S. 111).

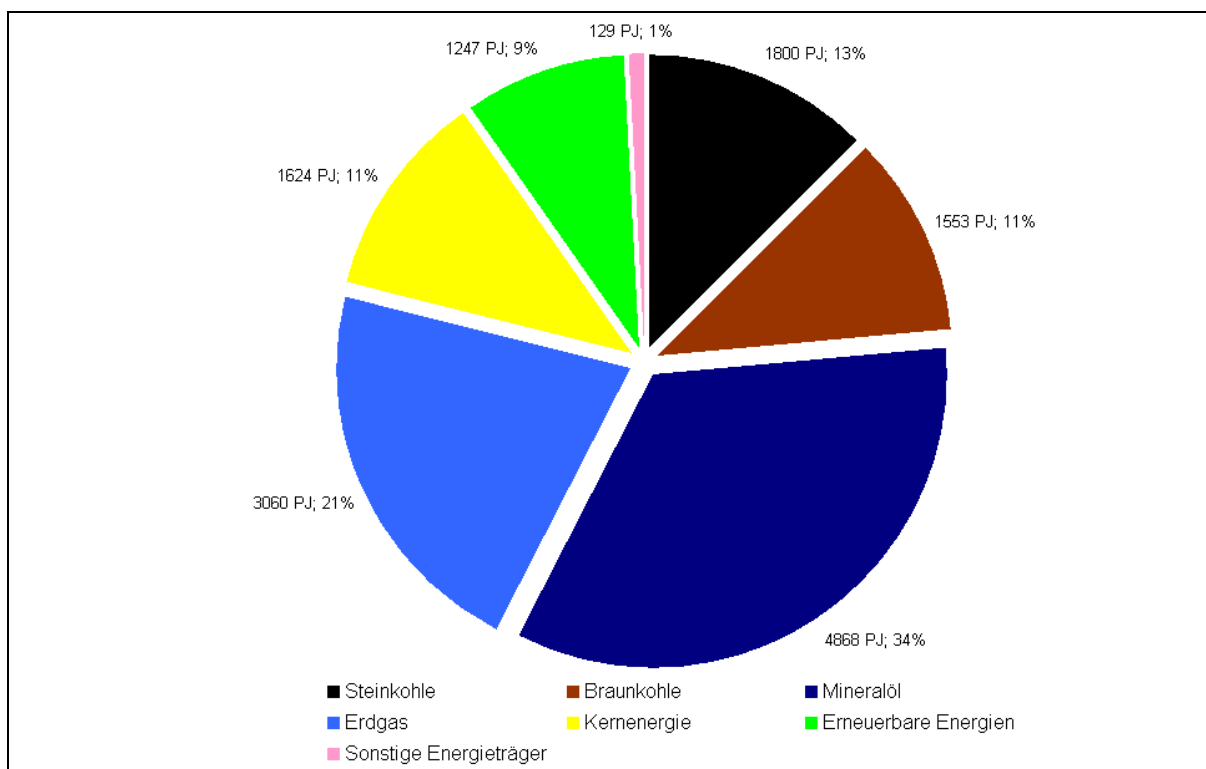
Der Primärenergiebedarf wird üblicherweise in Petajoule (PJ) angegeben. Ein PJ entspricht  $10^{15}$  J. Der jährliche Primärenergiebedarf in Deutschland liegt seit Beginn der 1990er-Jahre im Bereich von etwa 14.500 PJ. Im Jahr 2008 lag er unter diesem Mittelwert, nämlich bei

14.280 PJ laut Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2009b) bzw. 13.607 PJ laut Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2010c). Das entspricht etwa 19 % des Primärenergiebedarfs der EU-27 (vgl. Europäische Kommission 2008) oder etwa 3 % des weltweiten Primärenergiebedarfs (vgl. EIA 2010).

In Deutschland wird der Primärenergiebedarf hauptsächlich durch fossile Energieträger gedeckt (Abb. 4-1). Den größten Anteil hatten im Jahr 2008 mit 34,1 % Mineralöle (Prozentangabe bezogen auf die Jahressumme nach AGEB). Erdgas und Erdölgas hatten einen Anteil von 21,4 %. Steinkohlen machten 12,6 %, Braunkohlen 10,9 % aus. 11,4 % (1.624 PJ) des Primärenergieeinsatzes entfiel auf Kernenergie (AGEB 2009a). Alle weiteren Energieträger, das heißt erneuerbare Energien, sonstige Gase und Müll kamen auf einen Anteil von 9,6 %.

Abbildung 4-1

### Struktur des Primärenergiebedarfs in Deutschland im Jahr 2008



Quelle: AGEB 2009a

**165.** Im Bereich der Primärenergie zeichnet sich Deutschland schon seit Jahren durch eine hohe Importabhängigkeit aus. Im Jahr 2008 lag der Nettoimportanteil der Primärenergie bei 70 % (BMWi 2010c). Selbst bei der Steinkohle lag der Importanteil aufgrund des fortschreitenden Abbaus der Kohlesubventionen bei 72 %. Bei allen anderen fossilen oder nuklearen Energieträgern lag der Nettoimportanteil über diesem Wert und betrug bis zu 100 %. Ausnahmen bildeten nur die Braunkohle und die regenerativen Energieträger. Braunkohle wurde netto exportiert. Im Bereich der erneuerbaren Energien wurde hingegen im Wesentlichen auf einheimische Quellen zurückgegriffen. Es ist davon auszugehen, dass

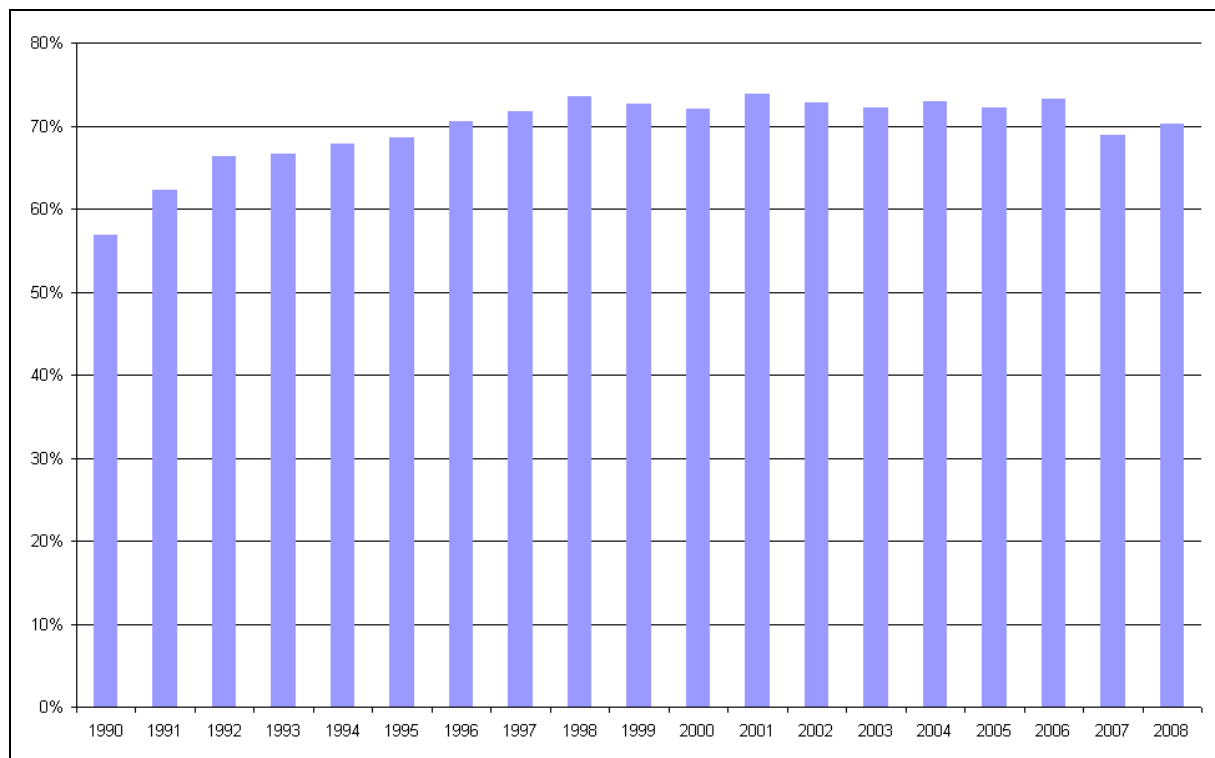
Biomasse aus der Landwirtschaft zur Biogasproduktion nicht importiert wurde. Die inländische Produktion von Holzpellets übersteigt die inländische Nachfrage derzeit deutlich, sodass hier ein Nettoexport vorgelegen haben muss (Statistisches Bundesamt 2009). Windenergie, Sonnenenergie und Geothermie wurden jeweils inländisch eingesetzt. Inwiefern ein Teil der Bruttostromimporte aus der Windenergieerzeugung in Dänemark stammt, kann aufgrund der vorliegenden Statistiken nicht ermittelt werden.

Im zeitlichen Verlauf ist in Abbildung 4-2 zu erkennen, dass der Nettoimportanteil von Primärenergieträgern zwischen 1990 und 1998 von knapp 60 % auf über 70 % kontinuierlich zugenommen hat. Seither schwankt der Nettoimportanteil zwischen etwa 69 % und 74 %. Einen erheblichen Einfluss hatte hierbei die reduzierte Subventionierung deutscher Steinkohleförderung, die zu einem Importwachstum für Steinkohle von 7,7 % im Jahr 1990 auf 72,1 % im Jahr 2008 geführt hat (vgl. BMWi 2010c). Auch die Naturgase (im Wesentlichen handelt es sich um Erdgas) haben aufgrund eines Anstiegs im Verbrauch bei etwa gleichbleibender inländischer Förderung einen Anstieg im Nettoimportanteil zu verzeichnen (1990: 75,6 %; 2008: 78,7 %). Nukleare Brennstoffe wurden seit 1991 zu 100 % importiert. Braunkohle ist hingegen in Deutschland in großen Mengen vorhanden und relativ kostengünstig abzubauen. Aufgrund ihres geringen Energiegehalts und der damit vergleichsweise hohen Transportkosten wird Braunkohle international kaum gehandelt. Entsprechend wurde die Nachfrage bisher immer praktisch zu 100 % aus inländischen Vorkommen gedeckt.

Die trotz der gestiegenen Steinkohle- und Gasimporte seit 1998 festzustellende Stabilisierung des Importanteils der Primärenergieträger ist auf zwei sehr unterschiedliche Tendenzen zurückzuführen. Zum einen ist in den letzten Jahren der Anteil der regenerativen Energieträger deutlich gestiegen, zum anderen ist seit einigen Jahren der Anteil der Stromproduktion aus Kernenergie zugunsten des Einsatzes von Braunkohle zurückgefahren worden.

Abbildung 4-2

### Importanteil von Primärenergie in Deutschland 1990 bis 2008

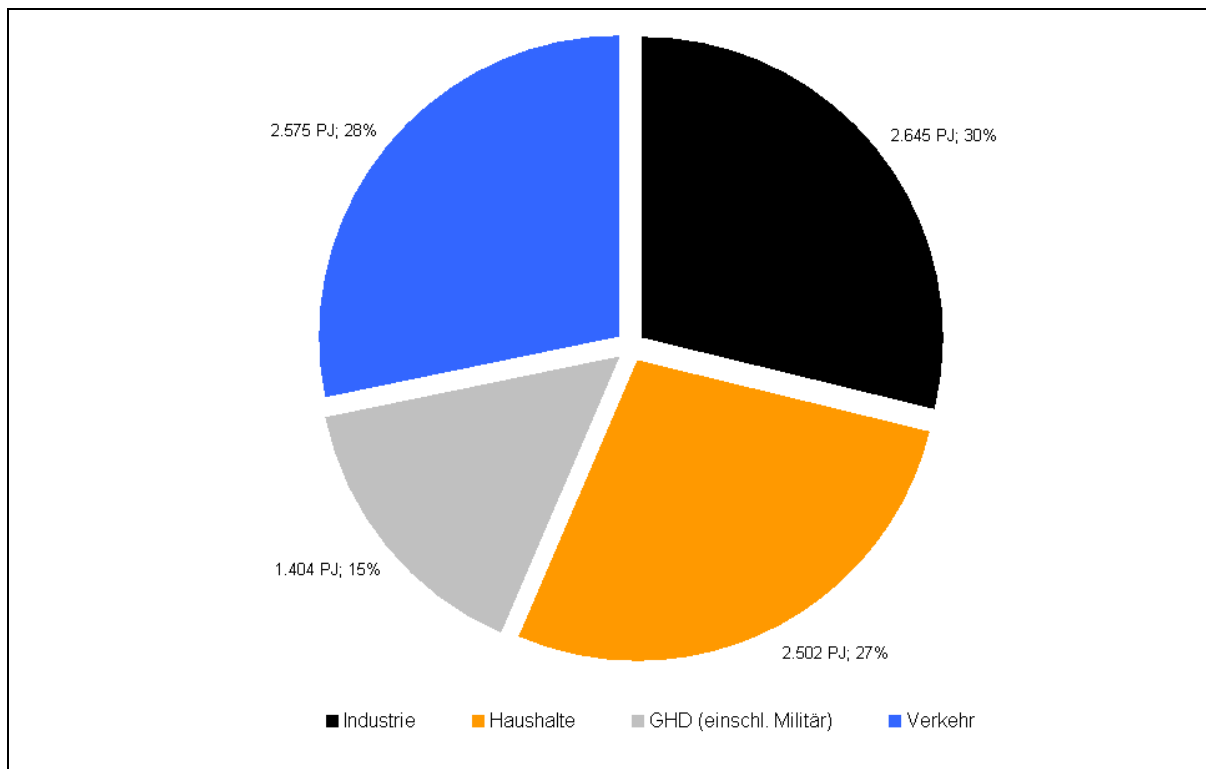


Quelle: BMWi 2010c

#### 4.1.1.2 Endenergiebedarf

**166.** Die durch Umwandlungsprozesse aus der Primärenergie entstehende und beim Verbraucher nachgefragte (gelieferte) Energie wird als Endenergie bezeichnet und betrug in Deutschland 9.127 PJ im Jahr 2008 (AGEB 2009a). Sie verteilte sich auf den Sektor Verkehr mit 28,2 %, die Industrie mit 29,0 %, die privaten Haushalte mit 27,4 % und den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 15,4 % (Abb. 4-3). Der Sektor Verkehr umfasst in dieser Statistik auch den Verbrauch privater Haushalte für Mobilität. Der motorisierte private Individualverkehr macht mit circa 45 % einen erheblichen Teil des Endenergieverbrauchs des gesamten Verkehrs aus (Berechnung auf der Basis von BMWi (2010c) und Statistisches Bundesamt (2008)).

Abbildung 4-3

**Endenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2008 nach Sektoren**

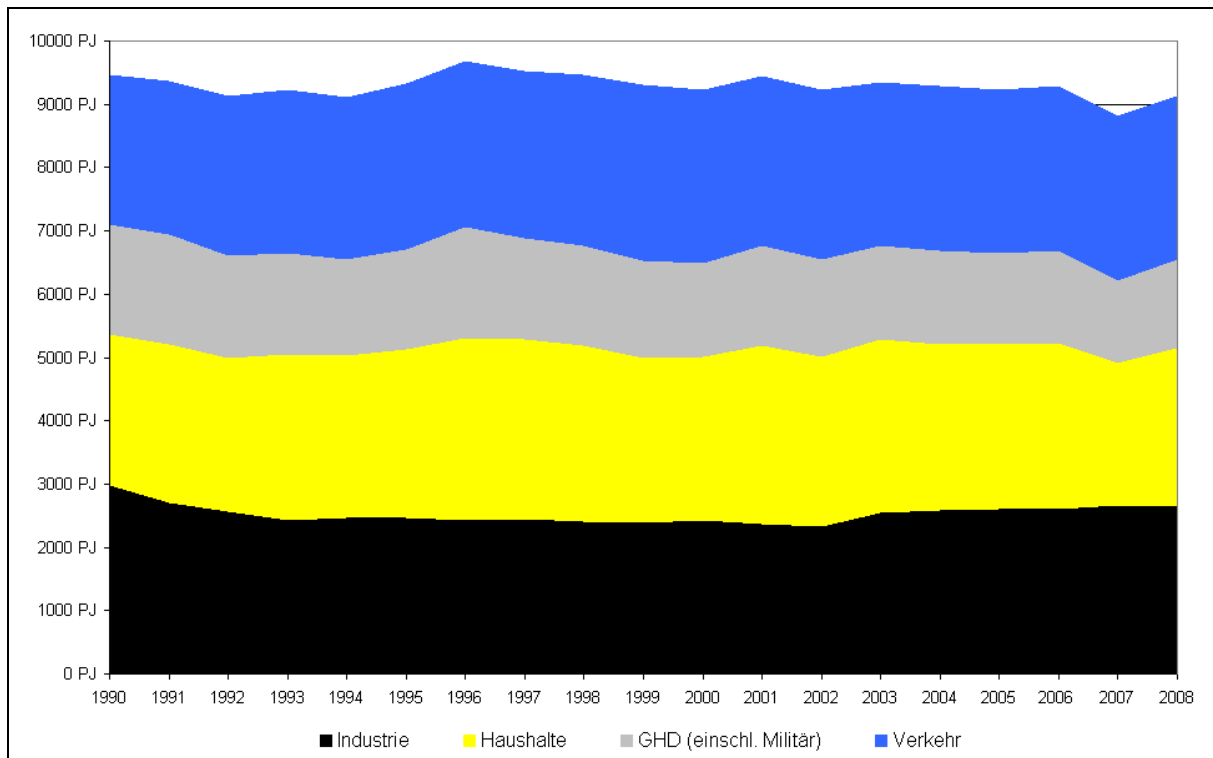
Quelle: AGEB 2009a

**167.** Die Endenergienachfrage setzte sich aus der Nachfrage nach Brennstoffen, überwiegend zur Wärmeenergieerzeugung (4.283 PJ = 46,9 %), fossilen Kraftstoffen für den Verkehrsbereich (2.482 PJ = 27,2 %), Fernwärme (462 PJ = 5,1 %) und Strom (1.886 PJ = 20,7 %) zusammen (AGEB 2009a; 2008). Die Nachfrage nach Strom, auf die sich der Fokus dieses Sondergutachtens richtet, machte zwar nur gut 21 % der Endenergienachfrage aus, für die Stromerzeugung wurde jedoch mit 5.604 PJ fast 40 % der in Deutschland eingesetzten Primärenergie verbraucht.

Von 1990 bis 2008 nahm in Deutschland trotz starken Wirtschaftswachstums der Endenergieverbrauch um gut 3,7 % (346 PJ) ab (Abb. 4-4). Dieser Anstieg der Energieproduktivität ist zu einem nicht unerheblichen Teil auf die Stilllegung veralteter Produktionsanlagen in den neuen Bundesländern zurückzuführen. Darüber hinaus wurden vor allem im Bereich des Energieverbrauchs der privaten Haushalte erhebliche Verbesserungen erreicht (vgl. z. B. Statistisches Bundesamt 2008).

Abbildung 4-4

### Zeitlicher Verlauf des Endenergieverbrauchs in Deutschland 1990 bis 2008 nach Sektoren



Quelle: AGEB 2009a

## 4.1.2 Stromnachfrage und Erzeugung

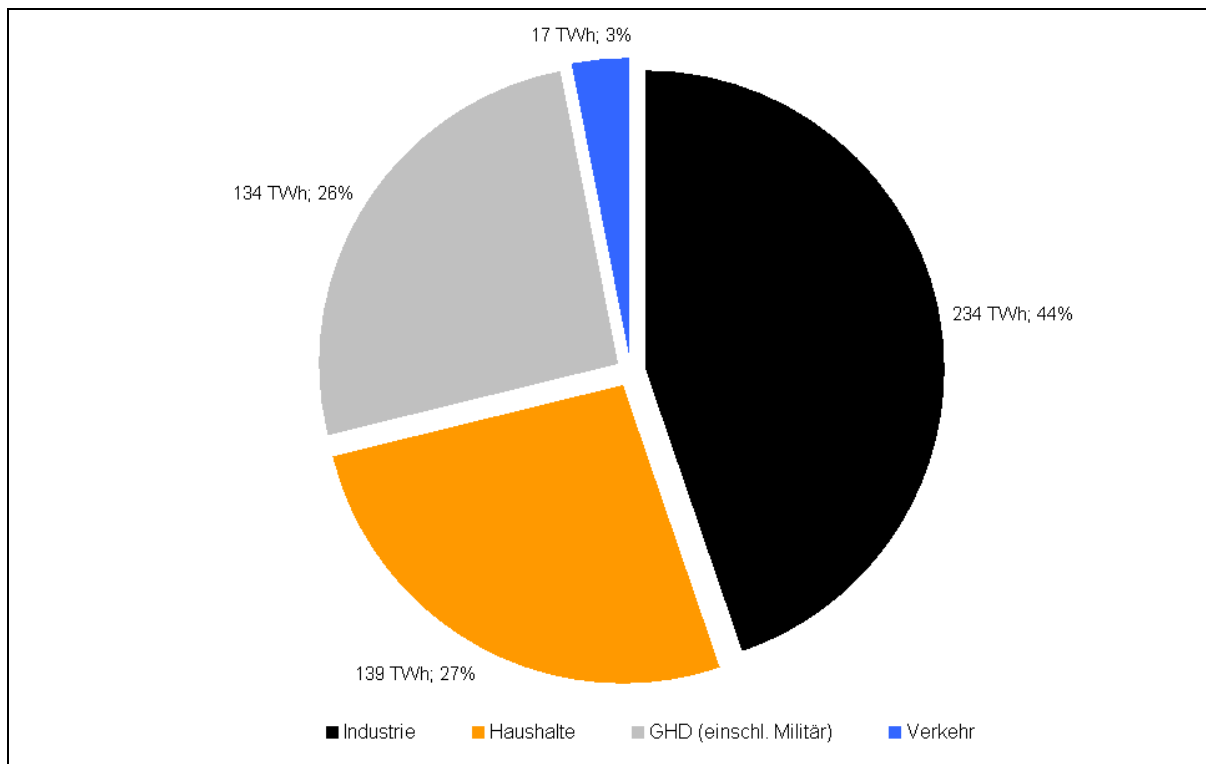
**168.** Im Bereich der Nachfrage und Produktion von Strom wird gewöhnlich die Einheit Terawattstunde (TWh) verwendet. Sie lässt einen einfachen Vergleich mit den im Elektrizitätsbereich üblichen Größen wie kWh (Kilowattstunde) als Verbrauchsgröße bei privaten Haushalten zu. Eine TWh entspricht einer Milliarde kWh. Terawattstunden lassen sich mit dem Faktor 3,6 in PJ umrechnen. Die nationale Stromnachfrage des Jahres 2008 von 1.886 PJ (AGEB 2009a) entsprach damit einer Nachfrage von 524 TWh.

### 4.1.2.1 Derzeitige Stromnachfrage

**169.** Die Industrie war im Jahr 2008 mit 234 TWh (ca. 45 % des Gesamtverbrauchs der Verbrauchssektoren) größter stromverbrauchender Sektor (Abb. 4-5). Die privaten Haushalte (139 TWh) und der Sektor GHD (134 TWh) hatten einen ungefähr gleich großen Anteil von jeweils etwa 26 % am Stromverbrauch. Der Verkehr spielte beim Stromverbrauch mit 17 TWh (3 %) nur eine untergeordnete Rolle. Es handelte sich hierbei praktisch ausschließlich um Fahrstrom für Rad-Schiene-Systeme.

Abbildung 4-5

### Stromnachfrage in Deutschland im Jahr 2008 nach Sektoren



Quelle: AGEB 2009a

Im Gegensatz zur abnehmenden gesamten Endenergienachfrage hat die Stromnachfrage in Deutschland von 1990 bis 2008 um 15 % zugenommen, wobei sich die Anteile der Nachfragesektoren nur unwesentlich verändert haben.

#### 4.1.2.2 Die notwendige Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Nachfrage

**170.** Die Bereitstellung von Strom zur Befriedigung der Nachfrage steht vor dem besonderen Problem, dass Elektrizität im Gegensatz zu Primärenergieträgern wie Kohle oder Mineralölprodukten nicht einfach physisch gespeichert und vorgehalten werden kann. Vielmehr muss jede Einheit Elektrizität genau zu dem Zeitpunkt produziert werden, in dem sie nachgefragt wird. Eine besondere Rolle spielen vor diesem Hintergrund auch die großtechnischen Möglichkeiten der Speicherung von Elektrizität, die in der Regel auch eine Umwandlung von Elektrizität in andere Energieformen beinhalten (z. B. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher) und deren Rückwandlung erfordern.

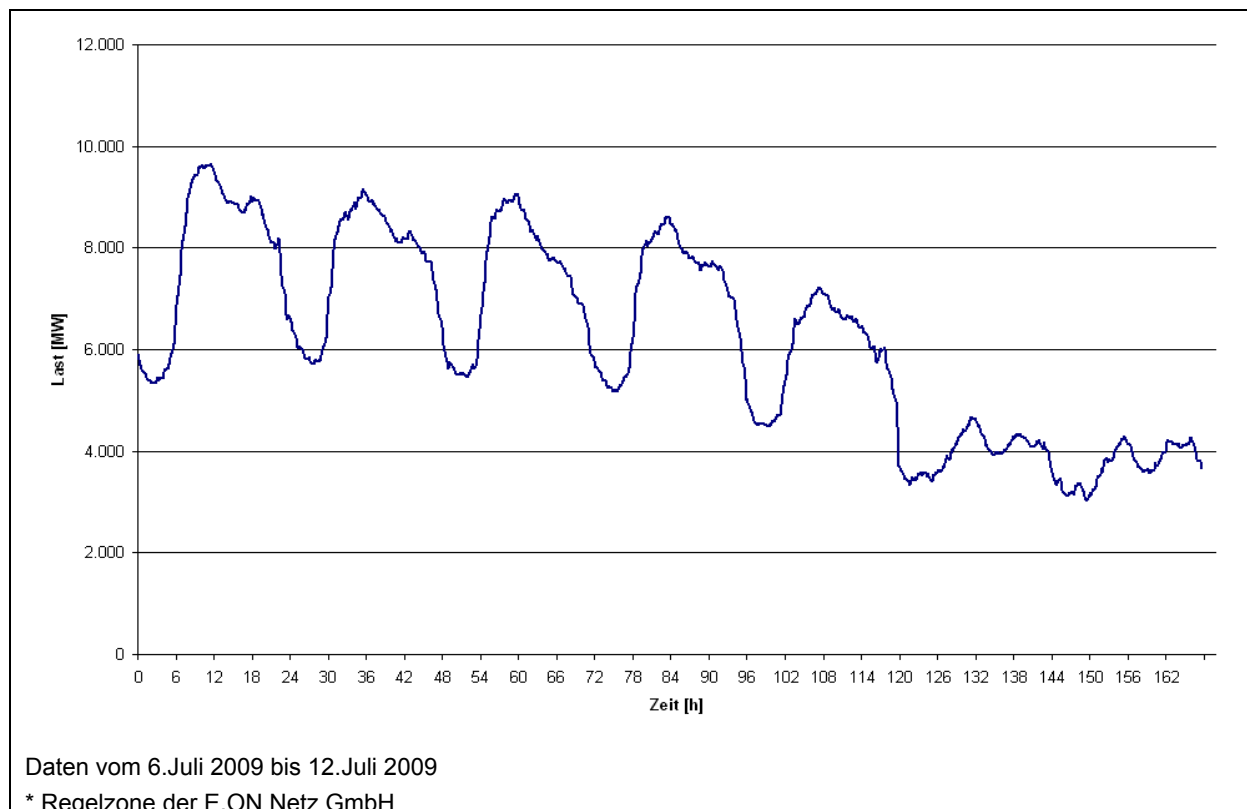
Die Bereitstellung von Strom muss jederzeit eine im Tages- und Jahresverlauf erheblich schwankende Nachfrage befriedigen. Im Elektrizitätsbereich wird die physikalisch auftretende Stromnachfrage auch als Netzlast (Last) bezeichnet. Typischerweise steigt in Deutschland im Tagesverlauf die Last in den Morgenstunden an und erreicht um die

Mittagszeit eine erste Spitze. Am frühen Nachmittag fällt die Elektrizitätsnachfrage wieder ab, um dann am späten Nachmittag oder Abend eine weitere Spitze zu erreichen. Anschließend fällt die Elektrizitätsnachfrage erneut und hat in den frühen Morgenstunden ihren niedrigsten Wert. Zu diesem Zeitpunkt benötigen relativ wenige Verbraucher elektrische Energie. Der Tagesverlauf der Last ist an allen Werktagen bei leichten Abweichungen ungefähr gleich. An Sonn- und Feiertagen weicht der Verlauf üblicherweise davon ab, da in der Industrie große elektrische Verbraucher nicht in Betrieb sind und auch Geschäfte und Dienstleistungsunternehmen geschlossen haben. Somit kommt es an Sonn- und Feiertagen in den Tagesstunden zu einer erheblich geringeren Elektrizitätsnachfrage als an Werktagen (Abb. 4-6).

Die Netzlastkurven unterschiedlicher Wochen zeigen zwar im Jahresvergleich sehr ähnliche Verläufe, es sind aber saisonale Schwankungen der Netzlast zu beobachten. So kommt es in den Wintermonaten zu erhöhter Elektrizitätsnachfrage, beispielsweise durch zusätzliche und längere Beleuchtung aufgrund der deutlich kürzeren Helligkeitsphasen der Wintertage.

Abbildung 4-6

#### Typischer wöchentlicher Lastgang\*



Quelle: E.ON Netz 2009

Im heutigen Elektrizitätsversorgungssystem Deutschlands wird die schwankende Nachfrage mithilfe regelbarer Kraftwerke bedient, die unterschiedliche technische und ökonomische Charakteristika aufweisen. Nur ein kleiner Teil der Nachfrage wird bislang über praktisch nicht regelbare regenerative Energiequellen wie Wind- und Solarenergie gedeckt.



### 4.1.2.3 Stromerzeugung und Außenhandel

**171.** Bei der Stromerzeugung im Kraftwerk fallen Stromverbräuche für den Betrieb des Kraftwerks (Eigenstromverbräuche) und für die Übertragung der Elektrizität vom Kraftwerk zum Kunden Leitungs- und Umwandlungsverluste an. Diese addieren sich zur inländischen sektoralen Nachfrage nach Elektrizität, die auch als Nettostromverbrauch der Verbrauchssektoren bezeichnet wird. Für die Deckung eines Teils der Stromnachfrage werden in Deutschland zudem Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Bei der Pumpspeicherung entstehen Verluste, die als Pumpstrom bilanziert werden. Der inländische Bruttostromverbrauch setzt sich damit aus der Nachfrage der Verbrauchssektoren, dem Eigenbedarf der Kraftwerke, dem Pumpstromverbrauch und den Netz- und Umwandlungsverlusten zusammen. Zuzüglich der Strommenge, die exportiert wird, ergibt sich das Gesamtstromaufkommen im Inland. Da üblicherweise auch Strom importiert wird, ist das Gesamtstromaufkommen größer als die inländische Bruttostromerzeugung. Diese Zusammenhänge lassen sich wie in Tabelle 4-1 dargestellt schematisch bilanzieren:

Tabelle 4-1

#### Aufkommen und Verwendung von Strom in Deutschland im Jahr 2008

Bruttostromerzeugung	637,6 TWh
+ Einfuhr (Import)	40,2 TWh
= Gesamtstromaufkommen im Inland	677,5 TWh
- Ausfuhr (Export)	62,7 TWh
= Bruttostromverbrauch im Inland	614,8 TWh
- Eigenverbrauch der Kraftwerke, Umwandlungsverluste, Netzverluste, Pumpstromverbrauch	72,6 TWh
= Nettostromverbrauch der Verbrauchssektoren	542,2 TWh
Quelle BMWi 2010c	

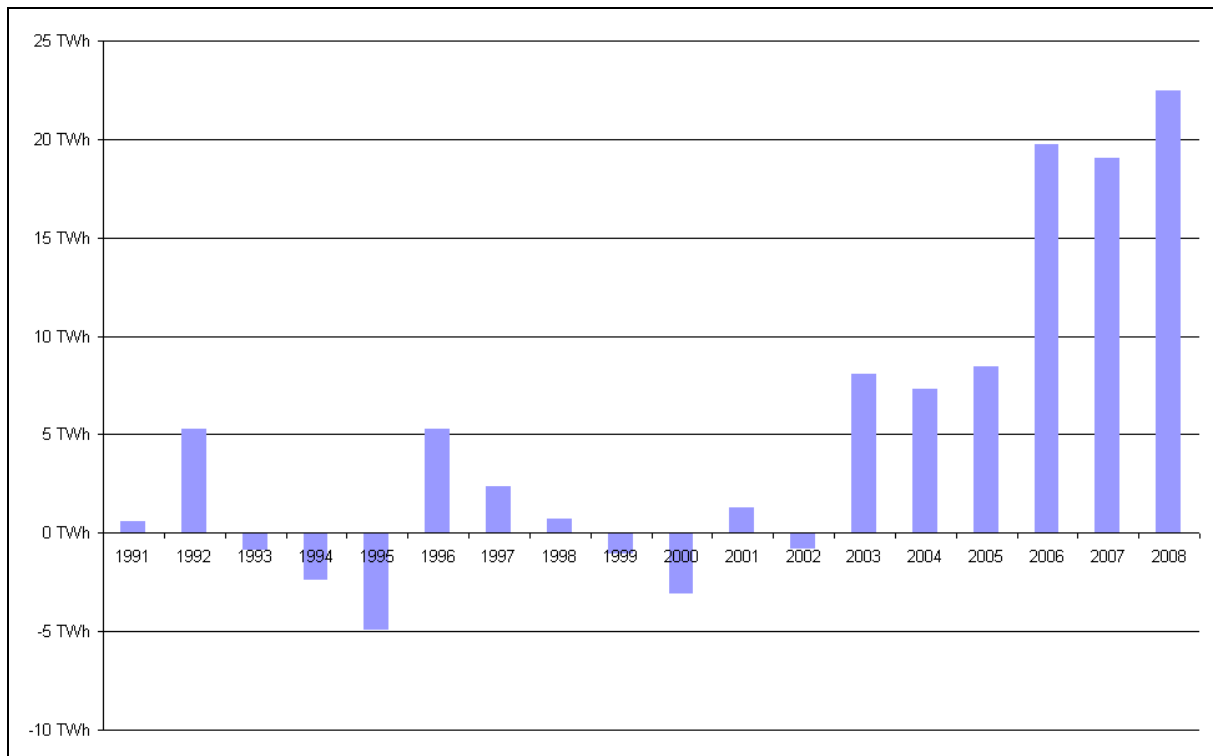
**172.** Das Gesamtstromaufkommen in Deutschland betrug im Jahr 2008 677,5 TWh (BMWi 2010c). Hiervon wurden 40,2 TWh (6 %) importiert. Inländisch wurden brutto 637,6 TWh erzeugt. Eigenverbrauch der Erzeugung, Pumpstromverbrauch sowie Umwandlungs- und Netzverluste reduzierten diese Bruttostromerzeugung um 72,6 TWh (10,7 %). 62,7 TWh (9,3 %) wurden exportiert. Für den inländischen Verbrauch nach Sektoren liegen unterschiedliche Zahlen vor. Laut BMWi (2010c) lag er im Jahr 2008 bei 542,2 TWh, laut AGEb (2009a) bei 524 TWh. Der Bruttostromverbrauch betrug 614,8 TWh im Jahr 2008 (BMWi 2010c). Dieser Wert dient im Folgenden als Grundlage für weitere Berechnungen.

**173.** Bis zum Beginn des neuen Jahrtausends lag das Strom-Außenhandelsaldo Deutschlands im Bereich von Null (Abb. 4-7). Seit 2003 exportiert Deutschland netto

signifikante Mengen Strom. In Relation zum Gesamtstromaufkommen lag der Strom-Außenhandelsüberschuss im Jahr 2008 mit 22,4 TWh dennoch nur bei 3,3 % des Gesamtstromaufkommens.

Abbildung 4-7

#### Entwicklung des Strom-Außenhandelsaldos Deutschland 1991 bis 2008



Quelle: BMWi 2010c

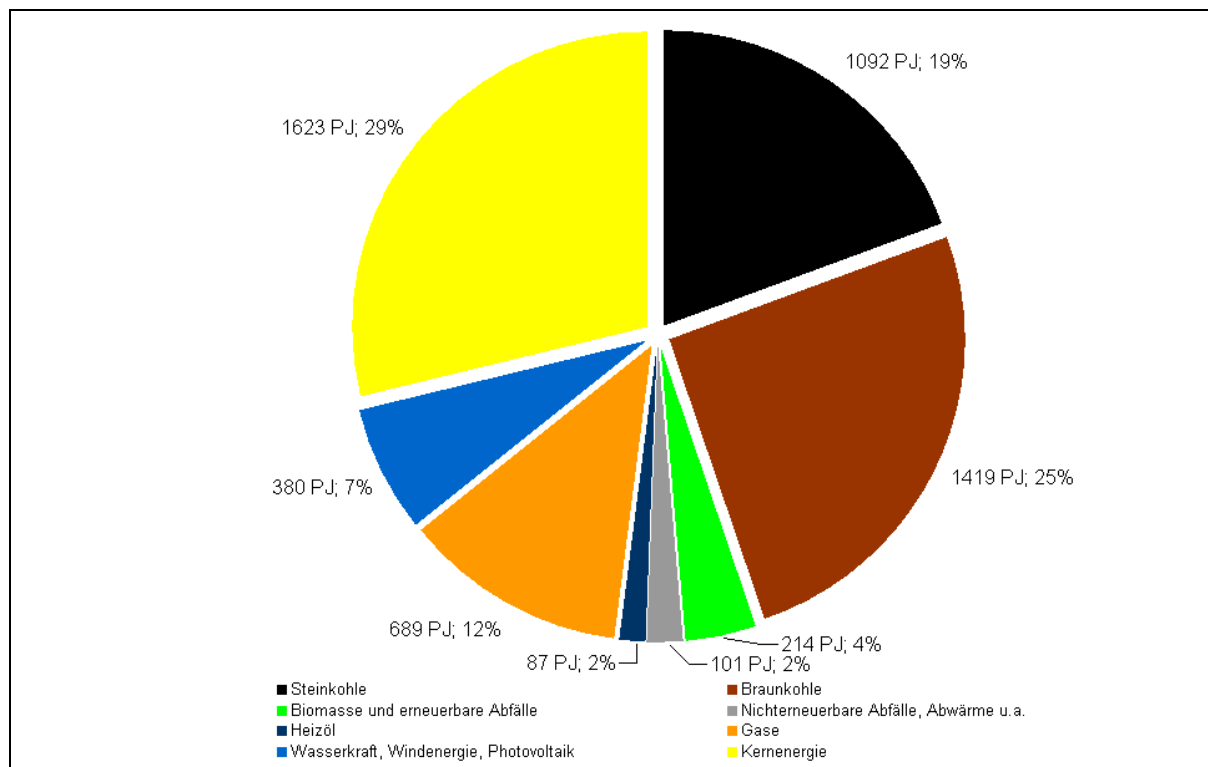
#### 4.1.2.4 Energieträgereinsatz in der Stromerzeugung

**174.** Nicht-erneuerbare Energien machten im Jahr 2008 einen Anteil von 89,4 % des Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung aus (vgl. AGEb 2009a), wobei sie aufgrund hoher Umwandlungsverluste allerdings nur 84,8 % (540 TWh) zur inländischen Bruttostromerzeugung beitragen konnten (BMWi 2010c). Die Stromerzeugung war hauptsächlich geprägt durch den Einsatz fossiler (3.387 PJ = 60,4 %) und nuklearer Primärenergieträger (1.623 PJ = 29 %). Der Einsatz anderer Primärenergieträger – hauptsächlich Wasserkraft, Windenergie, Biomasse und Photovoltaik – betrug 594 PJ (10,6 %). Sie trugen jedoch zur Deckung von 15,2 % (93,3 TWh) des Bruttostromverbrauchs bei.

An fossilen Energieträgern kamen vor allem Steinkohle (19,5 % des gesamten Primärenergieträgereinsatzes) und Braunkohle (25,3 %) zum Einsatz. Erdgas und andere Gase spielten mit 12,3 % eine deutlich geringere Rolle (Abb. 4-8).

Abbildung 4-8

### Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2008



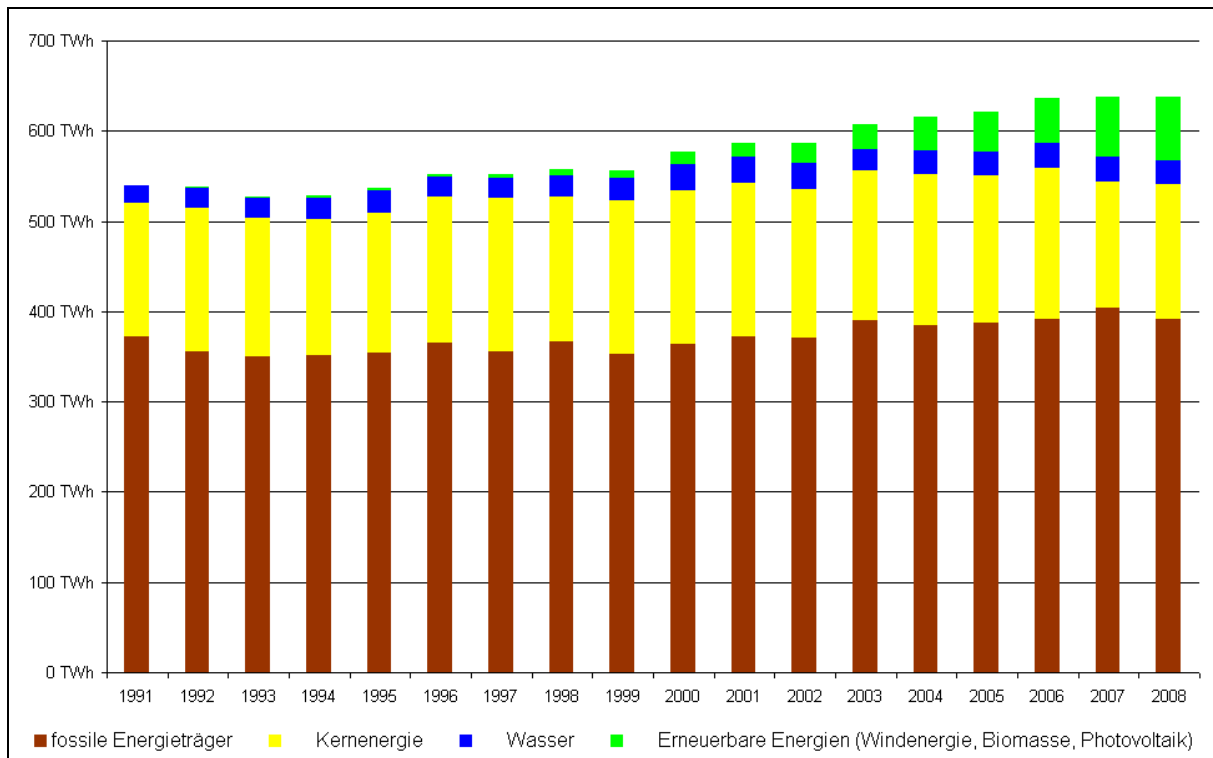
Quelle: AGE B 2008

Im Jahr 2008 wurden 124,6 TWh (19,6 % der deutschen Bruttostromerzeugung) durch Steinkohleverfeuerung erzeugt. Mit Braunkohle wurden 150,6 TWh (23,6 %), mit Erdgas 86,7 TWh (13,6 %) und mit Kernenergie 148,8 TWh (23,3 %) generiert. Mineralöle spielten bei der Stromerzeugung mit 9,2 TWh (1,5 %) praktisch keine Rolle. In Wasserkraftwerken wurden 26,5 TWh (4,2 %) generiert, in Windenergieanlagen 40,6 TWh (6,4 %). Alle weiteren Energieträger trugen mit 50,2 TWh (7,9 %) zur Stromerzeugung bei.

**175.** Seit 1990 ist der Anteil der regenerativen Energiequellen an der Stromerzeugung durch die gezielte Förderung – unter anderem im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) – von 3,1 % (1990) auf mehr als 15 % (2008) gestiegen (vgl. BMU 2010a, S. 20). Insgesamt beruht die deutsche Stromerzeugung, trotz eines schnell steigenden Anteils regenerativer Energiequellen, nach wie vor im Wesentlichen auf großen thermischen Kraftwerken auf der Basis von Kohle und Kernenergie (Abb. 4-9).

Abbildung 4-9

### Bruttostromerzeugung nach Primärenergieträgereinsatz 1991 bis 2008



Quelle: BMWi 2010c

#### 4.1.3 Der deutsche Kraftwerkpark

**176.** Der Kraftwerkpark in Deutschland zeichnet sich durch eine Vielzahl an Kraftwerkstypen unterschiedlicher Kapazitäten aus und lässt sich nach dem Einsatz von Primärenergieträgern folgendermaßen kategorisieren:

- Fossil-befeuerte thermische Kraftwerke,
- Kernkraftwerke,
- Kraftwerke auf der Basis erneuerbarer Energien.

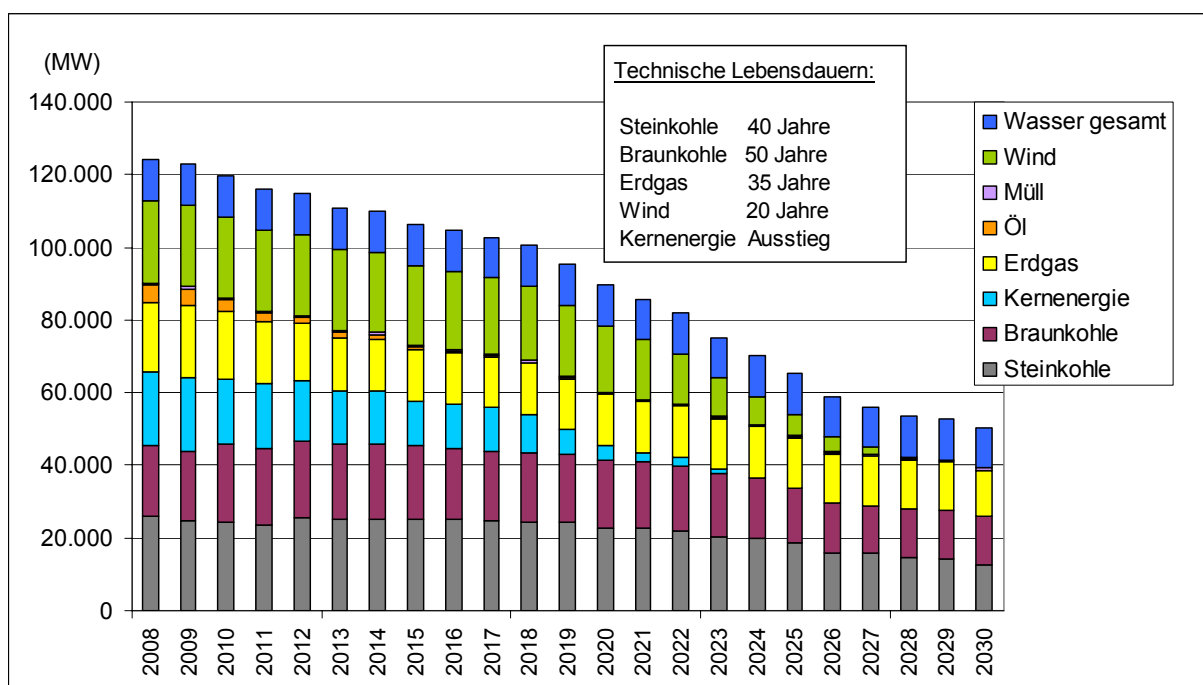
Der Schwerpunkt der installierten Leistung liegt derzeit auf thermischen Kraftwerken, die überwiegend mit Steinkohle, Braunkohle und Erdgas befeuert werden bzw. in denen nukleare Brennstoffe zum Einsatz kommen. In diesen Wärmekraftwerken wird die Primärenergie erst in thermische und dann in mechanische Energie umgewandelt, um dann schließlich in Generatoren in elektrische Energie gewandelt zu werden.

**177.** Im Jahr 2007 betrug in Deutschland die gesamte Bruttoerzeugungsleistung 137,5 GW (BMWi 2010c). Aufgrund der Altersstruktur der Kraftwerke wird absehbar ein großer Teil dieser Leistung bis zum Jahr 2020 nicht mehr zur Verfügung stehen. MARKEWITZ et al. (2009) kommen zu dem Schluss, dass es in Deutschland einen Abbau von etwa 70 GW

Erzeugungsleistung bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand des Jahres 2008 geben wird. Dieser Wert ergibt sich aus realistischen Annahmen zu den technischen Lebensdauern bestehender und im Bau befindlicher Kraftwerke. Unterstellt wurde zudem der Ausstieg aus der Kernenergienutzung nach bisherigem Atomgesetz. Die geplante Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke würde diesen Wert verringern. Die Betriebsdauer von Atom- und Kohlekraftwerken wird üblicherweise auf etwa vierzig Jahre angesetzt. Durch Modernisierungs- und Nachrüstungsinvestitionen lässt sich die Betriebsdauer auf bis zu sechzig Jahre verlängern.

Abbildung 4-10

### Kapazitätsrückgang des heutigen Kraftwerksbestandes ohne weiteren Zubau



Quelle: MARKEWITZ et al. 2009

#### 4.1.3.1 Fossil befeuerte Wärmekraftwerke

**178.** Konventionelle Wärmekraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe werden überwiegend mit Stein- und Braunkohle sowie Gas, zu kleinen Teilen auch mit Öl und anderen Brennstoffen, befeuert. Mit Stand vom 31. Oktober 2007 waren 79.321 MW Nettoleistung konventioneller Wärmekraftwerke mit einer jeweiligen Leistung von mindestens 100 MW im deutschen Stromsystem installiert (MELLER et al. 2008, S. 399 ff.). Weitere 28 GW Kraftwerksleistung befanden sich im Bau oder in der Planung. Neben diesen Großkraftwerken gab es eine Vielzahl an Kraftwerken mit einer Leistung unter 100 MW.

Steinkohlebefeuerte Kraftwerke erreichen einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 45 %. Durch neue Hochtemperaturwerkstoffe und dadurch ermöglichte höhere

Frischdampfzustände könnte im kommenden Jahrzehnt ein Wirkungsgrad neuer Kraftwerke von 54 % erreicht werden (MARKEWITZ und STEIN 2003, S. 60). Mit Erdgas betriebene moderne Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) erreichen derzeit einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 58 %. In Kombination mit der Erzeugung von Wärme, das heißt in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), lässt sich der Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerkes deutlich steigern. Allerdings ist durch die Wärmeabnahme die sinnvolle Größe solcher Kraftwerke begrenzt.

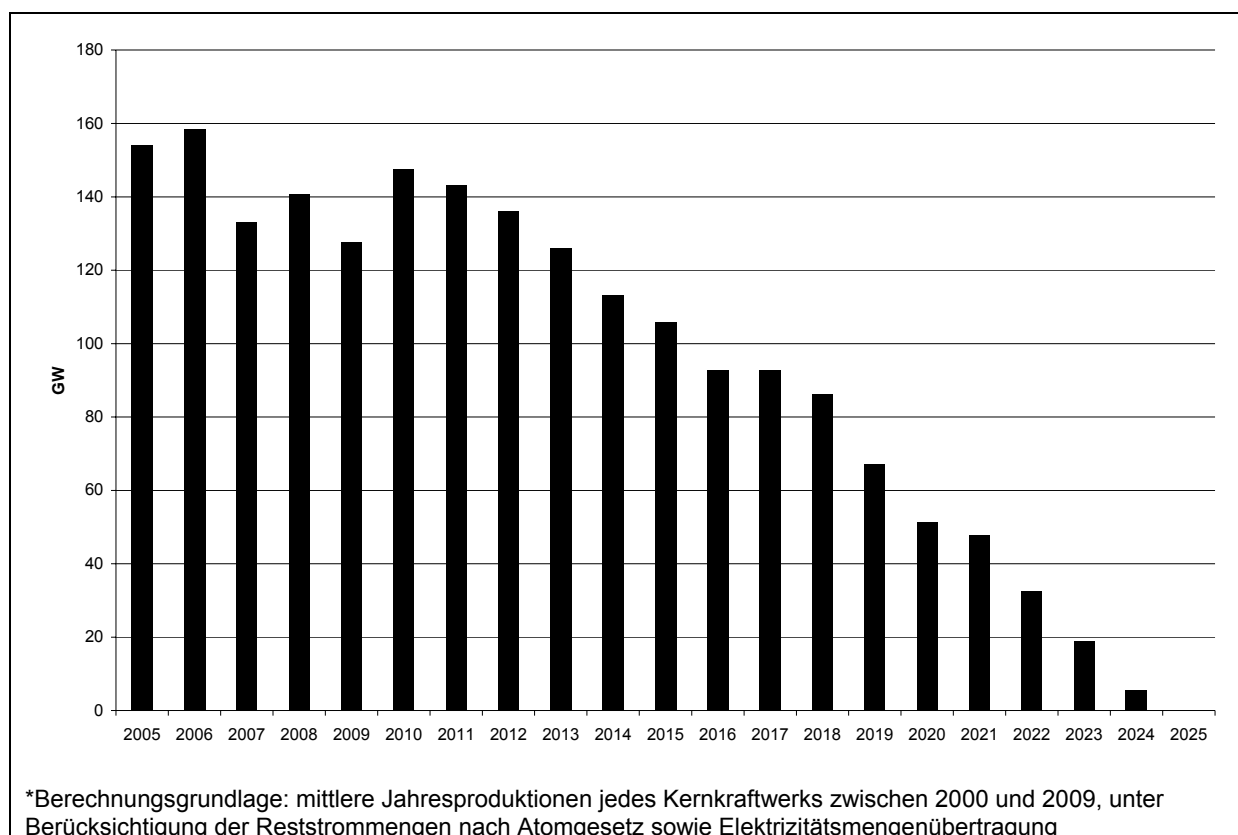
#### **4.1.3.2 Kernkraftwerke**

**179.** Im Jahr 2008 waren in Deutschland 17 Kernkraftwerke mit einer Gesamtnettleistung von 20,4 MW<sub>el</sub> in Betrieb, von denen zwei (KKW Brunsbüttel und KKW Krümmel) aufgrund von Abschaltungen keinen Strom produzierten. Die Kernkraftwerke wurden zwischen 1974 und 1989 in Betrieb genommen. Neue Kernkraftwerke befinden sich weder in Bau, noch in Planung, da das Gesetz zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung (§ 7 Atomgesetz, Stand: 17. März 2009) den Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland ausschließt. Nach Berechnungen des BMWi würden aufgrund der bisherigen Gesetzeslage deutsche Kernkraftwerke nach dem Jahr 2023 (BMWi 2009) nicht mehr zur bundesdeutschen Elektrizitätserzeugung beitragen. Unter Berücksichtigung einer Übertragung von Erzeugungsmengen auf jüngere Kraftwerke könnte dies auch erst im Jahr 2025 der Fall sein (Abb. 4-11). Das im September 2010 beschlossene Energiekonzept der Bundesregierung sieht jedoch vor, dass die Laufzeiten der Kernkraftwerke um durchschnittlich weitere zwölf Jahre verlängert werden.

Im Jahr 2008 wurden in deutschen Kernkraftwerken 148,8 TWh (BMWi 2010c) Strom produziert, was einem Anteil von 23,3 % an der Gesamtstromerzeugung entspricht. Seit 1998 war die jährliche Stromproduktion relativ konstant. Nach dem bisherigen Atomgesetz wird sich die Menge jedoch stark reduzieren und im Jahr 2025 den Wert Null erreichen (Abb. 4-11). Am 1. Januar 2009 lag die verbliebene Reststrommenge der deutschen Atomkraftwerke bei 1.241 TWh (BfS 2010).

Abbildung 4-11

### Prognose der Erzeugung elektrischer Energie aus Atomkraftwerken auf Basis des Atomgesetzes\*



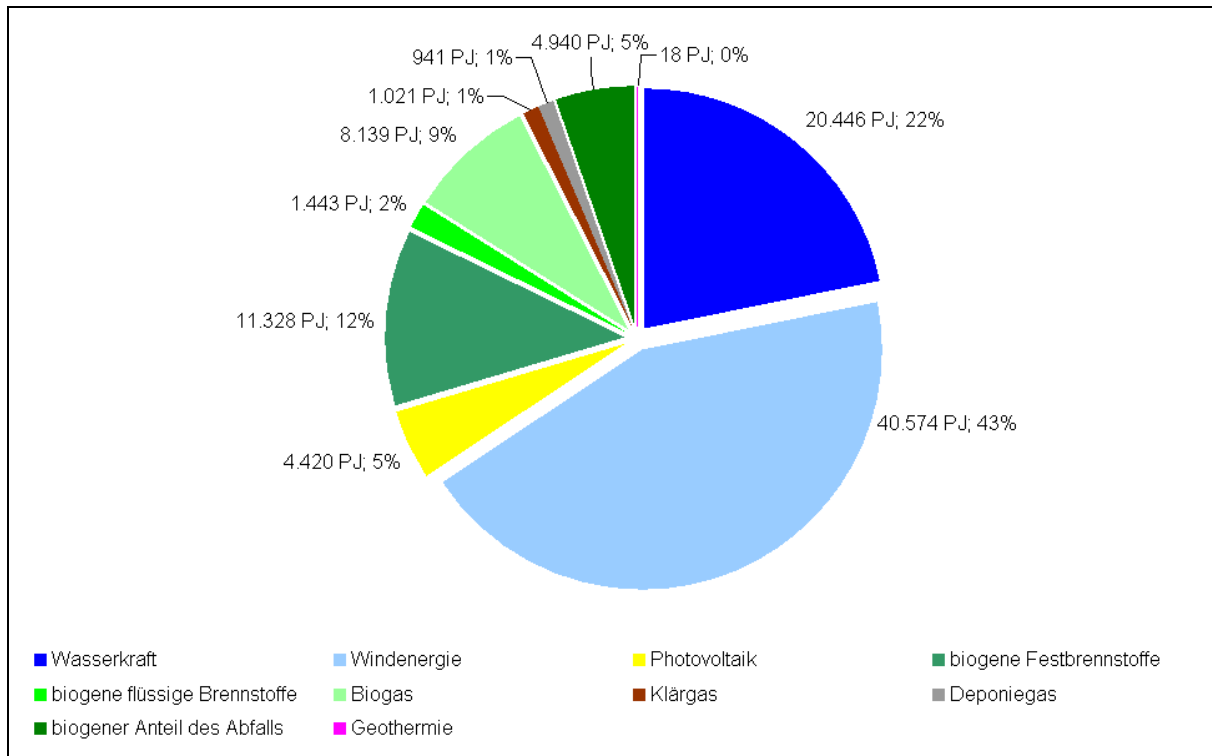
SRU/SG 2011-1/Abb. 4-11; Datenquellen: §7 Atomgesetz (Stand: 17.03.2009);  
ENS 2008; 2009; 2010; DAf 2010a; 2010b; 2010c; 2010d; eigene Berechnungen

#### 4.1.3.3 Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien

**180.** Die erneuerbaren Energien trugen in den vergangenen Jahren in zunehmendem Maße zur Stromerzeugung in Deutschland bei. Im Jahr 2008 wurden 93,3 TWh Strom (BMU 2010a) aus regenerativen Quellen erzeugt (Abb. 4-12). Der Anteil an der Bruttostromerzeugung lag damit bei 15,2 %. Dadurch wurde das Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2010 12,5 % der deutschen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bereitzustellen (Bundesregierung 2004, S. 97), vorzeitig erreicht.

Abbildung 4-12

### Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008



Quelle: BMU 2010b

Eine Sonderrolle bei den erneuerbaren Energien nimmt die Wasserkraft ein, die bereits seit langer Zeit in vergleichsweise großem Maße für die Stromerzeugung genutzt wird, deren installierte Leistung und jährliche Stromproduktion sich seit 1990 jedoch kaum verändert haben. Im Jahr 2008 trugen Wasserkraftwerke inklusive Pumpspeichern und natürlichem Zufluss mit 20,4 TWh (3,3 %) zur Bruttostromerzeugung bei.

Seit 2005 wird der größte Anteil der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland mithilfe der Windenergie erzeugt. Ende des Jahres 2008 waren in Deutschland Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 23.897 MW installiert, die 40,6 TWh (2008) Strom produzierten. Das entspricht 6,6 % der Bruttostromerzeugung bzw. 43,5 % des erneuerbar erzeugten Stroms. Onshore-Windenergieanlagen, die derzeit in Betrieb genommen werden, haben eine durchschnittliche Nennleistung von etwa 2 MW und produzieren Strom, der einer Betriebsdauer von ungefähr 2.000 Volllaststundenäquivalenten pro Jahr entspricht, wobei dieser Wert aufgrund sehr unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten stark standortabhängig ist. Aufgrund der Lebensdauer von Windenergieanlagen von etwa zwanzig Jahren kommt es inzwischen vermehrt zum sogenannten Repowering, das heißt dem Ersetzen meist mehrerer alter Anlagen kleiner Nennleistung durch wenige leistungsstärkere neue. In Nord- und Ostsee sind zudem derzeit zahlreiche Offshore-Windparks in Planung oder im Bau, die in mehreren Stufen errichtet werden sollen, um bis zum Jahr 2030 weitere circa 25 GW Nennleistung bereitzustellen (BMU et al. 2002, S. 7). Die geplanten Offshore-



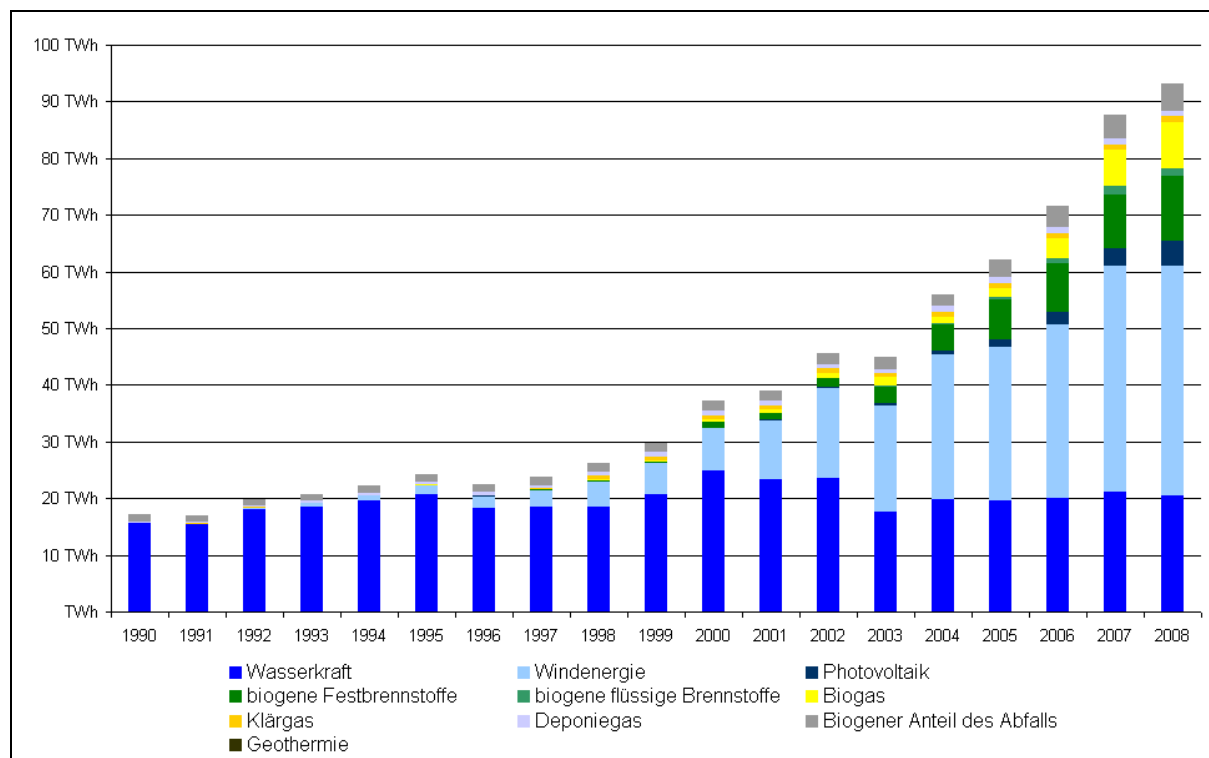
Windenergieanlagen werden nach ersten Messungen voraussichtlich eine Stromproduktion entsprechend 3.500 Jahresvolllaststundenäquivalenten erreichen.

Die weiteren erneuerbaren Energien trugen mit 5,2 % zur Bruttostromerzeugung im Jahr 2008 bei: 27,8 TWh<sub>el</sub> wurden mithilfe von Biomasse und des biogenen Anteils im Abfall (installierte Leistung: 5.413 MW) erzeugt, mit photovoltaischen Solaranlagen wurden bei einer installierten Leistung von 5.877 MW 4,4 TWh Strom produziert. Mit einer installierten Leistung von 6,6 MW wurden aus Erdwärme 17,6 GWh Strom erzeugt. Diese Menge stellte somit noch keinen merklichen Beitrag zur deutschen Stromerzeugung dar.

**181.** Der Blick auf den zeitlichen Verlauf zeigt, dass – abgesehen von nahezu konstanter Stromproduktion mithilfe der Wasserkraft – die erneuerbaren Energien insbesondere seit 1997 ein starkes Wachstum erfahren haben (Abb. 4-13). Ausschlaggebend für eine solche Entwicklung waren hauptsächlich die deutlich verbesserten Rahmenbedingungen (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG, vergleichsweise niedrige Zinssätze der KfW). Die jährliche Stromproduktion mithilfe erneuerbarer Energien hat sich von 1990 (17,1 TWh) bis 2008 (93,3 TWh) mehr als verfünffacht; ohne Berücksichtigung der Wasserkraft lag sie im Jahr 2008 (72,8 TWh) um annähernd das Fünzigfache über der des Jahres 1990 (1,5 TWh) (BMU 2010a).

Abbildung 4-13

### Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 bis 2008

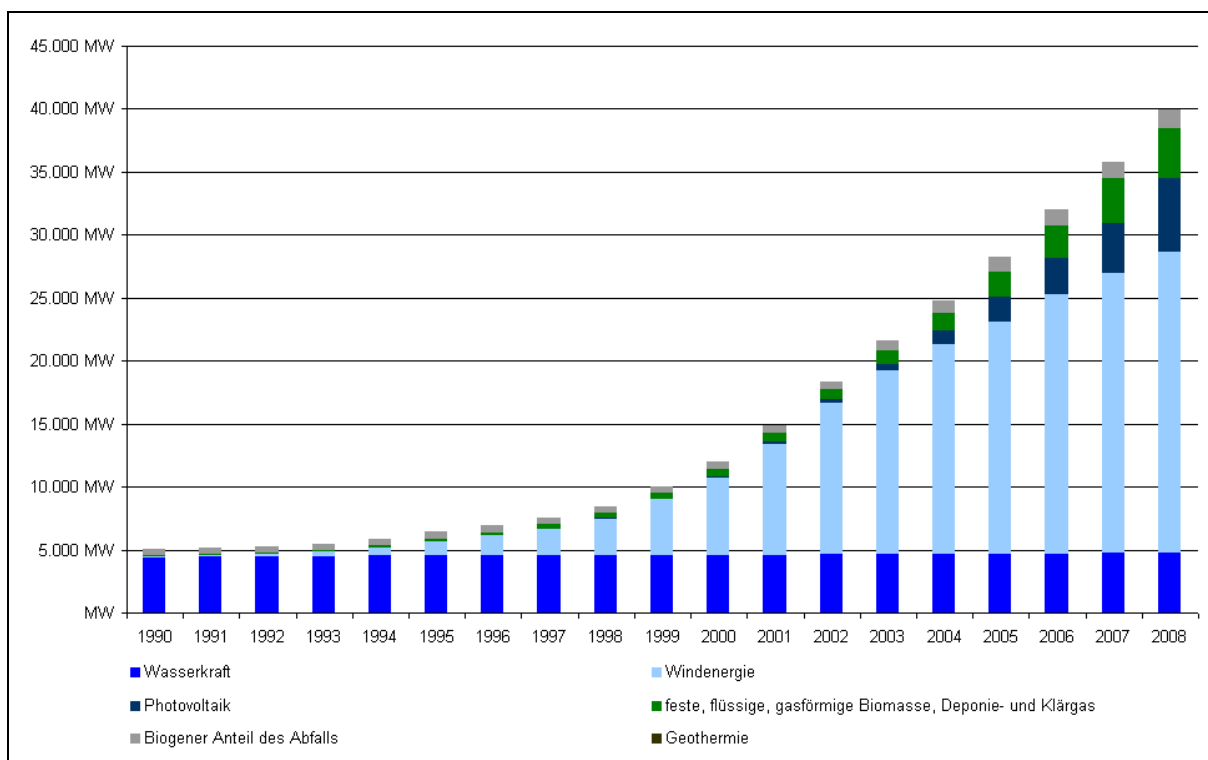


Quelle: BMU 2009

**182.** Dem starken Anstieg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien liegt ein starker Anstieg der installierten Leistungen der verschiedenen Technologien zugrunde. Im Jahr 2008 war eine Gesamtleistung von 39,9 GW installiert, davon 23,9 GW (knapp 60 %) aus Windenergieanlagen (Abb. 4-14). Obwohl die installierte Leistung seit den frühen 1990er-Jahren absolut stetig wächst, sinkt der Anteil der Windenergie an der gesamten installierten regenerativen Stromerzeugungsleistung seit dem Jahr 2003 jedoch aufgrund noch stärkeren Wachstums bei der Biomasse (Anteil an gesamter installierter Leistung im Jahr 2008: 13,6 %) und der Photovoltaik (14,7 %).

Abbildung 4-14

**Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien  
in Deutschland 1990 bis 2008**



Quelle: BMWi 2010c

**183.** In Relation zum Bruttostromverbrauch zeigt sich ein ähnliches Bild: Bis zum Ende der 1990er-Jahre lag der Anteil der Stromerzeugung mithilfe erneuerbarer Energien zwischen 4 und 6 %. Größten Anteil daran hatte die Nutzung der Wasserkraft. Durch das starke Wachstum ab Ende der 1990er-Jahre wurde bis zum Jahr 2008 ein Anteil von 15,2 % erreicht. Dabei hat sich der Beitrag der Wasserkraft im Wesentlichen nicht verändert. Vielmehr ist der Anteil der Windenergie allein auf 6,6 % gestiegen, und auch die Nutzung der Biomasse zur Stromerzeugung hat in den vergangenen Jahren ein starkes Wachstum erfahren (2008: 4,5 % des Bruttostromverbrauchs). Die weiteren erneuerbaren Energien machten im Jahr 2008 nur etwa 0,7 % der Bruttostromnachfrage aus, verzeichneten jedoch

ebenfalls starke jährliche Wachstumsraten (insbesondere die Photovoltaik), allerdings auf bislang niedrigem Niveau.

#### 4.1.4 Übertragungsnetze

**184.** Der erzeugte Strom gelangt über das Stromnetz von der Erzeugung in den Kraftwerken zu den Verbrauchern. Prinzipiell wird dabei zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzen unterschieden. Das Verteilungsnetz ist das Netz, das die regionale Verteilung der Elektrizität an die Endverbraucher sicherstellt, das Übertragungsnetz stellt den überregionalen Stromtransport sicher. Dafür kommen in Deutschland Hoch- und Höchstspannungsleitungen (110 bzw. 220 oder 380 kV) mit dreiphasigem Wechselstrom zum Einsatz. Zweck dieser Leitungen ist es, hohe Leistungen vom Ort der Erzeugung über weite Strecken zum Ort des Verbrauches zu transportieren. Physikalisch ist die Leistung das Produkt aus Strom und Spannung. Da der Leiterquerschnitt die maximale Stromstärke begrenzt, werden für Übertragungsnetze Hoch- bzw. Höchstspannung gewählt, sodass höchstmögliche Leistungen übertragen werden können. Auf Höchstspannungsebene gibt es zudem Kuppelstellen mit dem europäischen Stromverbund.

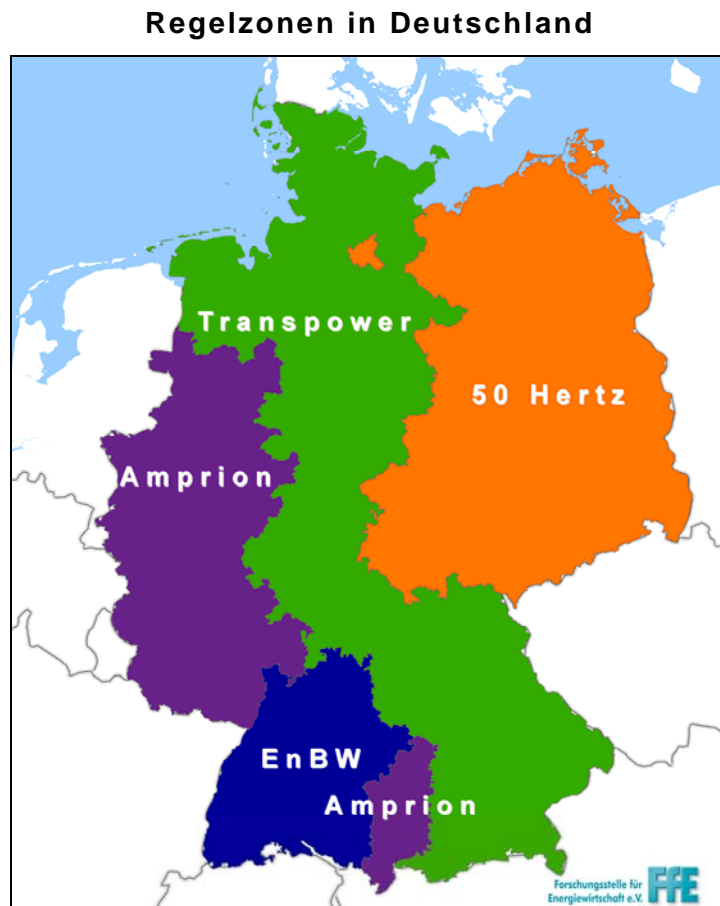
Aufgrund vor allem des Ohmschen Widerstandes in den Leitern kommt es während des Transportes im Übertragungsnetz zu nicht unerheblichen Verlusten. Diese lagen im Jahr 2007 mit 29,4 TWh bei etwa 5 % des inländischen Stromverbrauchs (vgl. AGE 2009a).

**185.** In Deutschland gibt es derzeit vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die das Höchstspannungsnetz mit 220 kV sowie 380 kV in vier Regelzonen betreiben (Abb. 4-15):

- EnBW Transportnetze AG,
- transpower stromübertragungs GmbH (Tochter des niederländischen Netzbetreibers TenneT B.V.; ehem. E.ON Netz AG),
- Amprion (ehem. RWE Transportnetz Strom GmbH),
- 50 Hertz Transmission (ehem. Vattenfall Europe Transmission GmbH).

Nach §§ 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind diese Unternehmen verpflichtet, in ihrer Regelzone eine sichere leitungsgebundene Energieversorgung sicherzustellen. Das umfasst unter anderem den Austausch mit anderen Verbundnetzen, die Bereitstellung von Übertragungskapazität und die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Abbildung 4-15



Quelle: FfE 2010

**186.** Nicht nur zwischen den Regelzonen innerhalb Deutschlands kommt es zu einer Übertragung von Leistungen, sondern auch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern. Über sogenannte Kuppelstellen ist das deutsche Stromnetz mit den Stromnetzen der Nachbarländer verbunden. Wie hoch die übertragenen Leistungen sind, hängt unter anderem davon ab, wie viel Elektrizität innerdeutsch generiert wird, wie hoch die Last ist und, in zunehmendem Maße, welche Windstärken in welchen Regionen vorherrschen. Das europäische Verbundnetz ist so ausgelegt, dass im Falle eines kurzfristigen hohen Erzeugungsausfalls 3.000 MW Primärregelleistung zuverlässig übertragen werden können (dena 2005, S. 172).

#### 4.1.5 Treibhausgasemissionen

**187.** Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) trägt wie kein anderes Gas zum Klimawandel bei. Im Jahr 2008 waren etwa 88 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen dem CO<sub>2</sub> zuzuschreiben (UBA 2010b). CO<sub>2</sub> entsteht zu über 95 % durch die Verbrennung fossiler Energieträger. In der Energiewirtschaft tragen die verschiedenen Energieträger in unterschiedlichem Maße zu den Gesamtemissionen bei. Ein geeignetes Maß für die relative Klimaschädlichkeit der Stromerzeugung aus verschiedenen Energieträgern liefern die

jeweiligen Emissionsfaktoren pro erzeugte Einheit Elektrizität. Für Braunkohle betrug der Emissionsfaktor im Jahr 2007 1.228 g/kWh. Für Steinkohle betrug der Wert 938 g/kWh, während er für Erdgas bei 560 g/kWh lag (MACHAT und WERNER 2007, S. 3). Durchschnittlich werden mit dem derzeitigen Kraftwerks- und damit eingesetztem Brennstoffmix unter Einbeziehung aller anderen Erzeugungsarten (Kernenergie und regenerative Energiequellen) mit jeder erzeugten kWh Elektrizität im Durchschnitt etwa fast 600 g CO<sub>2</sub> freigesetzt (UBA 2010a). Um auch das Treibhausgaspotenzial weiterer klimarelevanter Gase abzubilden, werden diese Emissionen häufig in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet.

**188.** Die Energiewirtschaft in Deutschland verursachte im Jahr 2008 mit 352 Mt 40,8 % der gesamten Kohlendioxidemissionen in Deutschland (862 Mt) (BMW<sub>i</sub> 2010c). Den größten Anteil daran hatten Wärmekraftwerke der allgemeinen Versorgung. Damit ist die Energiewirtschaft der mit Abstand größte Emissionsbereich (Tab. 4-2).

In der Energiewirtschaft in Deutschland wurden im Jahr 2008 folgende Mengen an Treibhausgasen und Schadstoffen emittiert:

Tabelle 4-2

#### Emissionen in Deutschland im Jahr 2008

Emission	Einheit	Deutschland gesamt	davon energie- bedingt	davon Energie- wirtschaft	Anteil Energiewirtschaft an gesamt
CO <sub>2</sub>	Mt	862	752	352	40,8 %
NO <sub>x</sub>	kt	1.380	1.169	312	22,6 %
SO <sub>2</sub>	kt	498	406	268	53,8 %
CO	kt	3.741	3.156	158	4,2 %
Staub	kt	287	99	13	4,4 %

Quelle: BMW<sub>i</sub> 2010c

**189.** Die gesamten Kohlendioxidemissionen in Deutschland sind ebenso wie die der Energiewirtschaft absolut rückläufig (1990 bis 2008: Gesamtemissionen – 15,1 %, Energiewirtschaft – 15,2 %). Besonders aufgrund der Folgen der deutschen Wiedervereinigung und verschärfter Grenzwerte hat es seit 1990 eine starke Abnahme der absoluten Emissionen in der Energiewirtschaft gegeben. Bis 2008 sanken insbesondere die Staubemissionen um 97,8 %, die SO<sub>2</sub>-Emissionen um 91,5 % und die NO<sub>x</sub>-Emissionen um 48,6 %.

#### 4.1.6 Ausblick: Kraftwerke in Bau und in Planung

**190.** Mit Stand April 2008 waren in Deutschland 43 fossil befeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von jeweils mindestens 20 MW im Bau oder in der Planung (BDEW 2008a), deren voraussichtliche Inbetriebnahme sukzessive bis zum Jahr 2018 erfolgen soll. Neben vier

Braunkohlekraftwerken sind überwiegend mit Erdgas und Steinkohle befeuerte thermische Kraftwerke geplant. Über den gesamten Planungshorizont (2008 bis 2018) sind dies folgende Kraftwerkskapazitäten (kumuliert):

Tabelle 4-3

**Geplante oder in Bau befindliche Kraftwerke in Deutschland  
2008 bis 2018 (kumulierte Leistungen)**

Energieträger	Kumulierte Leistung [MW]
<b>Steinkohle</b>	<b>20.369</b>
<b>Braunkohle</b>	<b>3.465</b>
<b>Gas (Erdgas, Gicht-/Koksgas)</b>	<b>10.055</b>
SRU/SG 2011-1/Tab. 4-3; Datenquelle: BDEW 2008a	

Darüber hinaus befanden sich mehrere Kraftwerke, in denen Müll für die Stromerzeugung verfeuert werden soll, sowie vier Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke im Bau oder in der Planung. Bei Erstellung dieses Sondergutachtens sind zudem 29 Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee mit einer voraussichtlichen Gesamtleistung (erste Baustufe) von etwa 8,9 GW genehmigt, 68 weitere befanden sich im Genehmigungsverfahren (vgl. Abschn. 8.4.2).

**191.** Unter Berücksichtigung folgender Bedingungen lassen sich die zu erwartenden Treibhausgasemissionen der neu in Betrieb gehenden Kraftwerke bis zum Jahr 2050 berechnen:

- planmäßige Inbetriebnahme der Kraftwerke,
- Erreichen der in der folgenden Tabelle dargestellten Jahresvolllaststunden, welche den Werten des Jahres 2007 entsprechen,
- Einsatz des heutigen Standes der Technik und damit verbundene spezifische Treibhausgasemissionen,
- Erreichen der in der folgenden Tabelle dargestellten Lebensdauern der Kraftwerke,
- kein Einsatz der CCS-Technologie in den Kraftwerken.

Tabelle 4-4

**Annahmen für die Berechnung der Treibhausgasemissionen  
der geplanten oder in Bau befindlichen Kraftwerke**

<b>Energieträger</b>	<b>Lebensdauer</b>	<b>Jahresvolllaststunden</b>	<b>Emissionskoeffizient</b>
	<b>a</b>	<b>h/a</b>	<b>g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh</b>
<b>Steinkohle</b>	<b>40 – 45</b>	<b>4.810</b>	<b>886</b>
<b>Braunkohle</b>	<b>40 – 45</b>	<b>7.030</b>	<b>963</b>
<b>Erdgas</b>	<b>20</b>	<b>3.450</b>	<b>424</b>
SRU/SG 2011-1/Tab. 4-4; Datenquelle: Jahresvolllaststunden: BDEW 2008b; Emissionskoeffizienten: LANDGREBE et al. 2003			

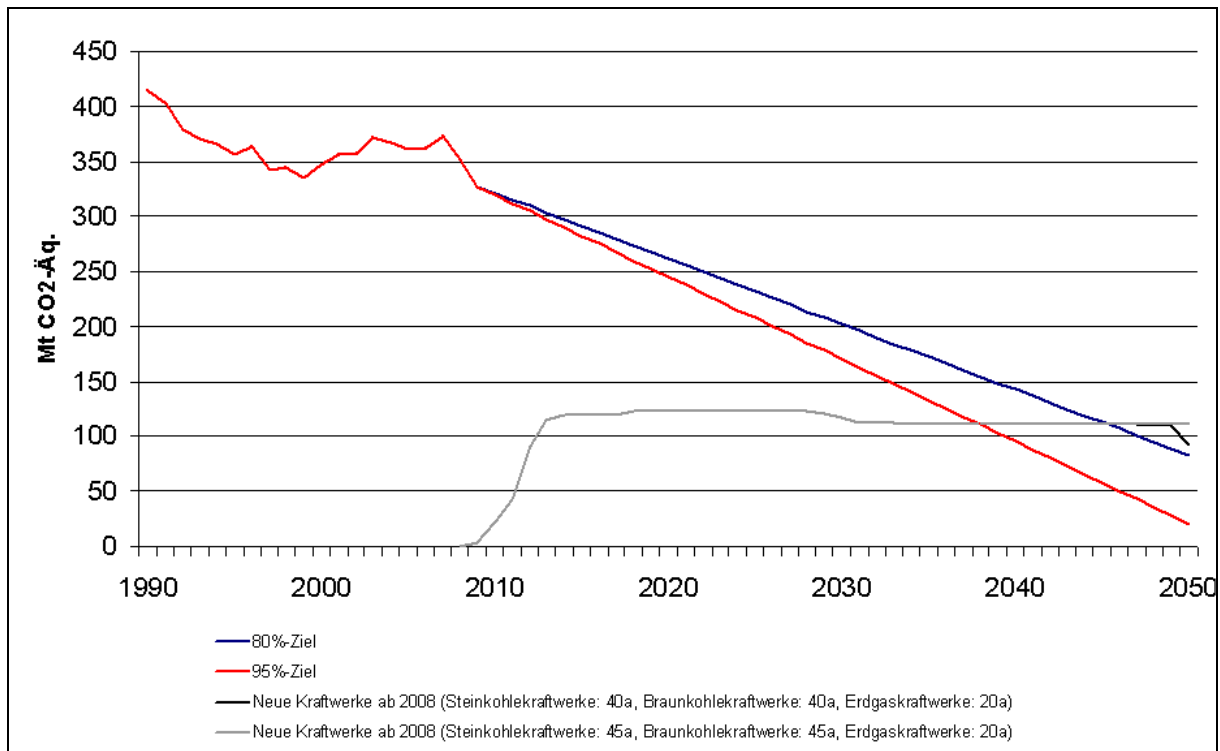
Die Berechnung der Treibhausgasemissionen der geplanten oder in Bau befindlichen Kraftwerke im Jahr 2050 hängen stark von den getroffenen Annahmen ab (Tab. 4-4). Nimmt man eine niedrige Lebensdauer der Kraftwerke an, so werden diejenigen, die bis 2010 in Betrieb gegangen sind, bereits bis zum Jahr 2050 keinen Strom mehr produzieren, was das Ergebnis der Berechnung der Treibhausgasemissionen niedriger ausfallen lässt als bei angenommenen längeren Lebensdauern.

Bereits vor dem Jahr 2020 wird ein Sockel von mehr als 120 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten jährlicher Emissionen erreicht, der sich erst mit der Außerbetriebnahme der Gaskraftwerke in den 2030er-Jahren leicht reduzieren wird. Für das Jahr 2050 ergibt sich eine Spanne von 93 bis 110 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten Treibhausgasemissionen aus den neuen Kraftwerken, abhängig von den oben dargestellten angenommenen Lebensdauern der Kohlekraftwerke. Höhere angenommene Jahresvolllaststunden (z. B. 7.000 h/a) der neuen Kohlekraftwerke würden noch höhere Treibhausgasemissionen bedeuten.

**192.** Im Jahr 1990 lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft bei 415 Mt (BMWi 2010c). Selbst unter der Annahme, dass alle Quellkategorien in gleichem Maße zu den angestrebten Emissionsminderungen (95 % bzw. 80 %) beitragen müssen, dürfte die Energiewirtschaft im Jahr 2050 nicht mehr als 21 bis 83 Mt CO<sub>2</sub>-Emissionen emittieren. Vor diesem Hintergrund würden die Reduktionsziele deutlich verfehlt. Abbildung 4-16 veranschaulicht das und unterstellt eine Laufzeit neuer Kohlekraftwerke von 40 Jahren bzw. 45 Jahren. In der Abbildung sind die jährlichen zulässigen THG-Emissionsmengen im linearen Verlauf bis zum Jahr 2050 denen der geplanten Kraftwerke gegenübergestellt. Die Abbildung verdeutlicht, dass die THG-Emissionen auch bei der angenommenen kürzeren Laufzeit der neuen Kohlekraftwerke (40 Jahre) oberhalb der im Jahr 2050 maximal zulässigen Werte liegen würden.

Abbildung 4-16

### Treibhausgasemissionen geplanter Kraftwerke und Emissionsminderungsziele für die Energiewirtschaft



SRU/SG 2011-1/Abb. 4-16; Datenquelle: BMWi 2010a, eigene Berechnungen

## 4.2 Entwicklung des Kapitalstocks über die Zeit

**193.** Kapitel 3 zeigt, dass und wie eine vollständig auf erneuerbaren Energiequellen basierende Stromversorgung im Jahr 2050 aussehen könnte. Offen geblieben ist die Frage, wie der Entwicklungspfad aussehen könnte, der ausgehend von der heutigen Situation das angestrebte Zielszenario erreicht. Es geht also nicht darum, zu prognostizieren, wie sich die derzeitige Stromerzeugung unter den gegebenen Randbedingungen weiterentwickeln wird, sondern darum, aufzuzeigen, auf welchem Pfad die Erreichung des Zielszenarios sichergestellt werden kann.

Ausgangspunkt der Betrachtung ist der existierende deutsche Kraftwerkpark und seine Weiterentwicklung aufgrund der Stilllegung von Kraftwerken am Ende ihrer technischen oder ökonomischen Laufzeit. Aufgrund des Alters jedes einzelnen Kraftwerks und einer unterstellten durchschnittlichen Lebenserwartung ergibt sich für jedes zukünftige Jahr ein verbleibender Kraftwerksbestand mit einer entsprechenden Gesamtleistung. Die grafische Veranschaulichung der zeitlichen Entwicklung des vorhandenen Kraftwerksbestands wird auch als Sterbelinie des Kraftwerkparks bezeichnet. Da Kraftwerke technische Laufzeiten von bis zu 50 Jahren haben, erstreckt sich der Verlauf der Sterbelinien über mehrere Jahrzehnte in die Zukunft. Multipliziert man die Leistungen des vorhandenen



Kraftwerksbestandes jedes Jahres mit einer unterstellten durchschnittlichen jährlichen Betriebsdauer, die in sogenannten Volllaststundenäquivalenten angegeben wird, so erhält man die mit dem vorhandenen Kraftwerkpark zukünftig produzierbaren jährlichen Strommengen. Dieses Produktionspotenzial wird mit der für jedes einzelne Jahr angenommenen zukünftigen Stromnachfrage verglichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass konventionelle Kraftwerke einen nicht unerheblichen Eigenverbrauch haben und dass die erzeugte Elektrizität unter Verlusten zum Endkunden transportiert werden muss. Liegt das Produktionspotenzial unter der zukünftigen Nachfrage, müssen zusätzliche Erzeugungskapazitäten geschaffen oder es muss Strom importiert werden, um Versorgungsengpässe vorausschauend zu vermeiden.

**194.** Die für konventionelle Wärmekraftwerke angenommenen technischen und praktischen Laufzeiten liegen zwischen 30 und 50 Jahren. In der Regel sind die praktischen Laufzeiten deutscher Kraftwerke länger als die von Herstellern angegebenen technischen Lebenserwartungen. Hinzu kommt, dass sogenannte Kraftwerksertüchtigungen die möglichen Laufzeiten noch einmal um 20 bis 25 Jahre verlängern können. Für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke wird von Laufzeiten zwischen 35 und 45 Jahren, (vgl. LORECK 2008, S. 4; MARKEWITZ et al. 1998, S. 40) für Gaskraftwerke häufig von etwas kürzeren Laufzeiten von 30 bis 35 Jahren ausgegangen. Allerdings zeigt die Praxis, dass Gasturbinenkraftwerke durchaus auch über einen Zeitraum von 50 Jahren betrieben werden können (dena 2010, S. 9). Darüber hinaus wurde das gültige Atomgesetz (Stand: 17. März 2009) berücksichtigt, das den Ausstieg aus der Stromproduktion mithilfe von Kernenergie vorsieht und den bestehenden Kernkraftwerken Strommengen zuschreibt, die sie bis zu ihrer Außerbetriebnahme maximal produzieren dürfen (Reststrommengen).

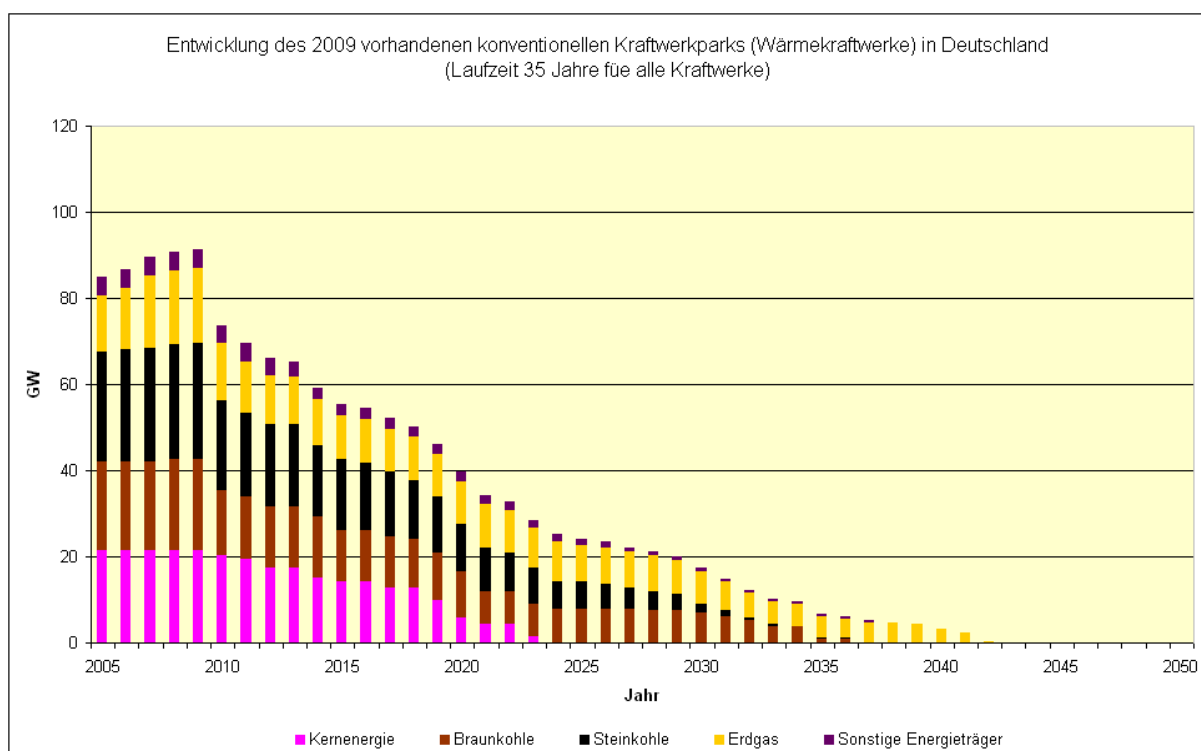
**195.** Die für die verschiedenen Kraftwerke in der Literatur pro Jahr angenommenen Volllaststundenäquivalente variieren je nach Einsatzart der betrachteten Kraftwerkstypen. Auch der praktische Betrieb zeigt im Zeitverlauf abhängig vom konkreten Lastverlauf eines Jahres und der verfügbaren Gesamtheit der Kraftwerke deutliche Abweichungen. So kann eine zurückhaltende Fahrweise von Kernkraftwerken zu deutlich höheren Betriebsstunden bei Braun- und Steinkohlekraftwerken führen. Auch der Anteil der Windenergie im Netz kann einen erheblichen Einfluss auf die praktisch erreichten Jahresvolllaststunden der konventionellen Kraftwerke gerade im Bereich der sogenannten Mittellast haben.

Für die folgenden Berechnungen des Entwicklungspfad 2010 bis 2050 zum Zielszenario des SRU werden relativ kurze Laufzeiten von 35 Jahren für alle vorhandenen und im Bau befindlichen konventionellen Wärmekraftwerke unterstellt (wie auch im Basisszenario von MARKEWITZ et al. 1998, S. 40). Der Begriff „konventionelle Wärmekraftwerke“ fasst dabei alle fossil gefeuerten Kraftwerke und alle Kernkraftwerke zusammen. Nicht zu dieser Kategorie gehören Wasserkraftwerke. Die Annahme kurzer Laufzeiten für zu ersetzende konventionelle Kraftwerke macht einen besonders schnellen Ausbau der regenerativen

Energiequellen erforderlich und stellt damit besonders hohe Anforderungen an ein Übergangsszenario auf eine regenerative Vollversorgung. Abbildung 4-17 zeigt die Entwicklung des Kraftwerksbestands in GW Leistung bei den unterstellten Laufzeiten von 35 Jahren. In der angenommenen Entwicklung des Kraftwerksparks wird darauf verzichtet, Vermutungen über Entwicklungen der politischen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Kernkraftwerken in Deutschland anzustellen. Auch für Kernkraftwerke wird daher eine Laufzeit von 35 Jahren unterstellt. Wie aus Abbildung 4-17 zu ersehen ist, geht unter dieser Annahme das letzte zurzeit laufende konventionelle Wärmekraftwerk im Jahr 2041 außer Betrieb.

Abbildung 4-17

### Entwicklung des 2009 vorhandenen konventionellen Kraftwerksparks (Wärmekraftwerke) in Deutschland (Laufzeit 35 Jahre für alle Kraftwerke)



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a

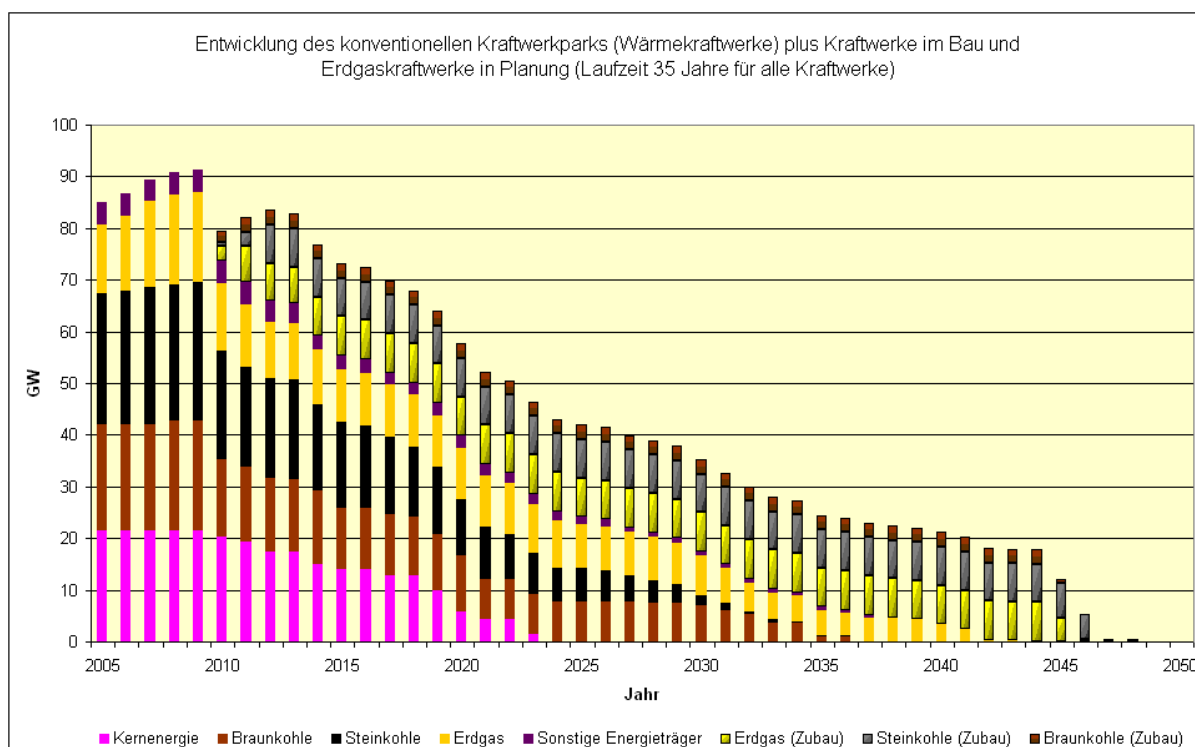
Der starke Kapazitätsrückgang von 2009 auf 2010 ist darin begründet, dass im Jahr 2009 eine Reihe von Kraftwerken, die bereits älter als 35 Jahre waren, betrieben wurden. Diese werden entsprechend der Annahme einer maximalen Laufzeit von 35 Jahren zum Jahreswechsel 2009/2010 aus den Berechnungen herausgenommen. In der Realität wird sich der in den Rechnungen für 2010 angenommene Kapazitätsrückgang jedoch über mehrere Jahre verteilen.

**196.** Fügt man die derzeit im Bau befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie die in Bau und Planung befindlichen Gaskraftwerke dem Kraftwerksbestand entsprechend den Planungen der Energieversorgungsunternehmen hinzu, so erhöht sich der

Kraftwerksbestand nicht unerheblich um circa 15 GW, wie Abbildung 4-18 zeigt. Da Gaskraftwerke sowohl besonders flexibel zur Ergänzung großer Anteile variierender Einspeisungen aus regenerativen Energiequellen eingesetzt werden können, als auch über die niedrigsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aller fossil befeuerten Kraftwerke verfügen, unterstellt der SRU, dass im Fall von Gaskraftwerken nicht nur die im Bau befindlichen Kraftwerke fertiggestellt, sondern auch alle Anfang 2010 in Planung befindlichen Gaskraftwerke noch gebaut werden. Da Kohlekraftwerke hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen haben, geht der SRU davon aus, dass lediglich die Anfang 2010 im Bau befindlichen Kraftwerke noch fertig gestellt, weiterführende Planungen aber aus Klimaschutzgründen nicht mehr realisiert werden. Das letzte der neu hinzukommenden Wärmekraftwerke geht unter diesen Annahmen im Jahr 2048 außer Betrieb.

Abbildung 4-18

**Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärmekraftwerke)  
plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung  
(Laufzeit 35 Jahre für alle Kraftwerke)**



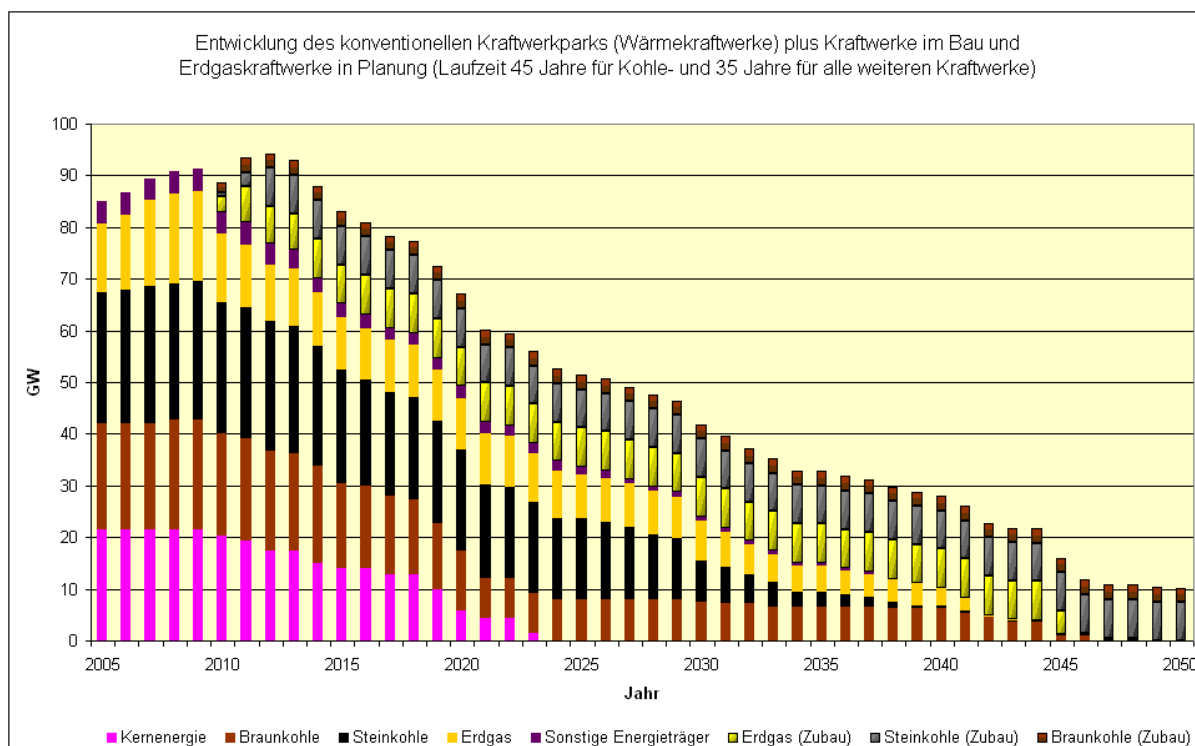
Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

**197.** Geht man hingegen von einer Laufzeit von 45 Jahren für Kohlekraftwerke aus, so gehen derzeit im Bau befindliche Kohlekraftwerke erst in den Jahren 2055 bis 2057 außer Betrieb. Wie Abbildung 4-19 zeigt, handelt es sich um circa 10 GW Kraftwerkskapazität, die unter der Annahme einer Laufzeit von 45 Jahren im Jahr 2050 noch zur Verfügung steht. Nimmt man zusätzlich die bis Februar 2010 veröffentlichten Planungen für Kohlekraftwerke hinzu, so erhöht sich die neu zugebaute Kapazität deutlich auf gut 20 GW Leistung (ohne die

abgebrochenen Planungen für die Kohlekraftwerke Kiel (800 MW), Dörpen (900 MW), Lubin (1.600 MW) und Mainz (760 MW)). In diesem Fall geht das letzte konventionelle Wärmekraftwerk erst im Jahr 2059 vom Netz. Abbildung 4-20 zeigt die Entwicklung des Bestands konventioneller Wärmekraftwerke bei Einbeziehung der Kohlekraftwerksplanungen bis zum Jahr 2050.

Abbildung 4-19

**Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärmekraftwerke)  
plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung  
(Laufzeit 45 Jahre für Kohle- und 35 Jahre für alle weiteren Kraftwerke)**



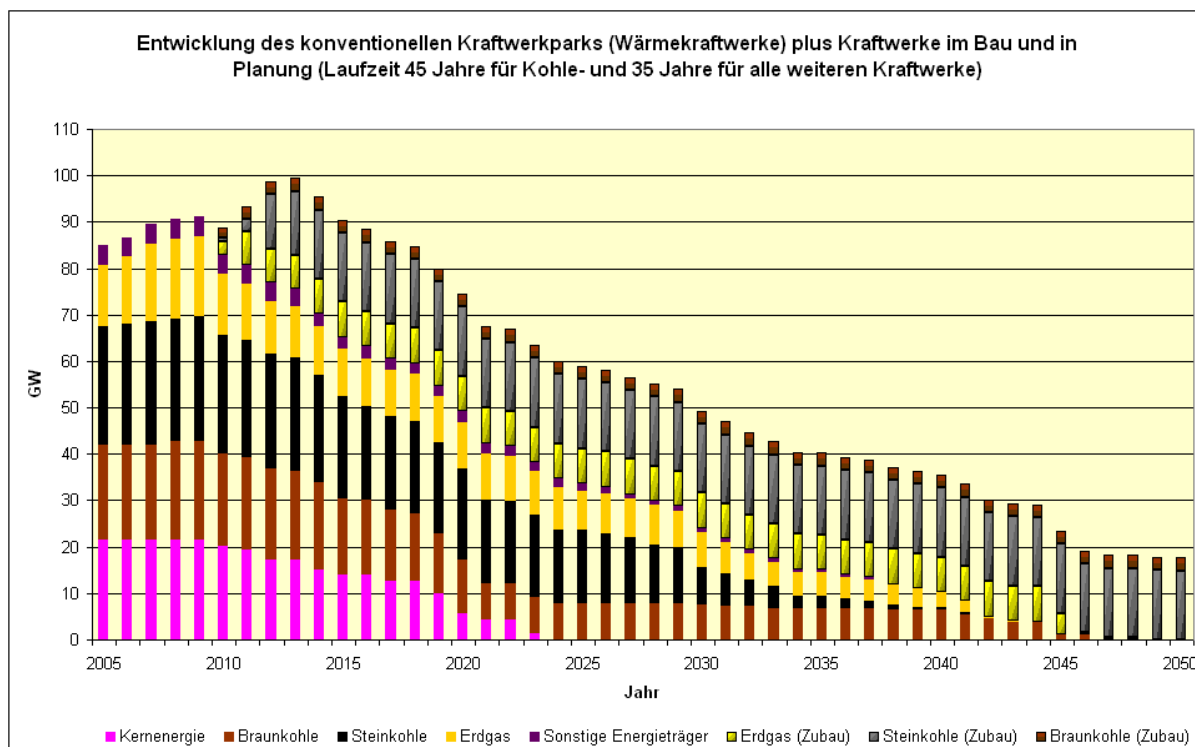
Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

**198.** Eine Realisierung aller Planungen und ein Betrieb aller Kohlekraftwerke über 45 Jahre würden im Jahr 2050 Kohlendioxidemissionen von circa 100 Mt pro Jahr bedeuten. Bei einem Treibhausgasemissionsreduktionsziel von 80 % bis 2050 stünden dem Bereich der Stromerzeugung insgesamt aber nur zulässige Emissionen von circa 65 Mt CO<sub>2</sub> zu. Bei anspruchsvolleren Reduktionszielen von bis zu 95 % dürfte der Bereich noch gut 16 Mt CO<sub>2</sub> emittieren. Es ist leicht zu sehen, dass allein die derzeit in Bau und Planung befindlichen Kohlekraftwerke weit über diesen zulässigen Emissionsmengen liegen würden, gleichzeitig aber nur circa 25 % der Elektrizitätsnachfrage befriedigen können. Ein großer Teil der zurzeit im Bau oder in Planung befindlichen konventionellen Kraftwerke müsste bei einer Betriebsdauer von 45 Jahren mit Möglichkeiten zur Rückhaltung von CO<sub>2</sub> (Carbon Dioxide Capture) nachgerüstet werden, was nach einhelliger Experteneinschätzung eine deutlich teurere Maßnahme als die Ausstattung neuer Kraftwerke mit der gleichen Technologie ist

(vgl. IPCC 2005, S. 152). Außerdem setzt eine derartige Rückhaltung die Etablierung einer Infrastruktur zum Transport und zur langfristigen sicheren Lagerung sehr großer Mengen von CO<sub>2</sub> voraus (Storage). Bemühungen zur Erkundung möglicher Lagerstätten für Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) haben bereits im Jahr 2009 den Widerstand der von der unterirdischen Lagerung von CO<sub>2</sub> betroffenen Bevölkerung hervorgerufen. CCS stellt nach Einschätzung des SRU eine zwar mögliche, aber nicht nachhaltige und nicht erforderliche Strategie zur Reduktion von Treibhausgasen aus konventionellen Kraftwerken mit sehr beschränktem Gesamtvolumen dar (SRU 2009, S. 9). Bei einem konsequenten Ausbau der Stromerzeugung auf der Basis regenerativer Energiequellen ist es nicht erforderlich, konventionelle Kraftwerke langfristig über 45 Jahre zu betreiben und CCS für konventionelle Kraftwerke zu nutzen. Sollten aber die zurzeit im Bau befindlichen Kohlekraftwerke 2050 noch am Netz und nicht mit CCS nachgerüstet worden sein, entspricht die zurzeit im Bau befindliche Leistung von circa 10 GW ohne CCS einem CO<sub>2</sub>-Ausstoß von circa 50 Mt/a, sodass diese Kraftwerke bei anspruchsvollen Reduktionszielen (15 Mt CO<sub>2</sub>/a) nur noch zu geringen Teilen betrieben werden dürften (Abb. 4-20).

Abbildung 4-20

**Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme-  
kraftwerke) plus Kraftwerke im Bau und in  
Planung  
(Laufzeit 45 Jahre für Kohle- und 35 Jahre für alle weiteren Kraftwerke)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

**199.** Für alle weiteren Berechnungen wird von dem in Abbildung 4-18 dargestellten Szenario auf der Basis einer Laufzeit von 35 Jahren für alle Wärmekraftwerke ausgegangen.

Die Annahme einer mit 35 Jahren relativ kurzen Laufzeit für konventionelle Kraftwerke führt zu den höchsten Anforderungen an die kurzfristig durch regenerative Energiequellen bereitzustellende Leistung (GW) und die zu erzeugende elektrische Jahresarbeit (TWh/a). Gelingt es zu zeigen, dass ein Übergang auf eine regenerative Vollversorgung unter dieser Randbedingung realisierbar ist, so wird damit ebenfalls gezeigt, dass ein entsprechender Übergang auch bei längeren Laufzeiten konventioneller Wärmekraftwerke realisierbar ist.

Auch wenn in den folgenden Modellrechnungen theoretisch von einer starren Laufzeitbegrenzung auf 35 Jahre für alle Kraftwerke ausgegangen wird, um die Berechnungen für das Übergangsszenario eindeutig und klar nachvollziehbar zu machen, so besteht in der Realität eine deutlich größere Flexibilität. Für den Fall, dass der Ausbau der Nutzung der regenerativen Energiequellen schneller erfolgt als angenommen, ist es durchaus möglich, konventionelle Kraftwerke auch nach weniger Jahren außer Betrieb zu nehmen, wie die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte gezeigt haben (vgl. MARKEWITZ et al. 1998, S. 40). Sollte sich der Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energiequellen verzögern (z. B. kann sich die Errichtung und Inbetriebnahme von Offshore-Windparks in der Nordsee durch frühzeitig einsetzende Herbststürme leicht einmal um sechs bis neun Monate verschieben) oder der Bau neuer Netzverbindungen durch lokale Widerstände verzögern, so können konventionelle Kraftwerke in der Regel ohne großen Aufwand entsprechend länger als 35 Jahre betrieben werden. Die im Folgenden entwickelten Übergangsszenarien beinhalten damit durch die Annahme einer allgemeinen Betriebsdauer von 35 Jahren eine erhebliche Flexibilität des Übergangsprozesses im Bereich der Erzeugungskapazitäten.

**200.** Da verschiedene Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen sehr unterschiedliche Jahresnutzungsstunden aufweisen, müssen nicht nur die konventionellen Erzeugungskapazitäten ersetzt, sondern es muss auch sichergestellt werden, dass die nachgefragte Strommenge und -leistung zu jeder Stunde des Jahres zur Verfügung steht. Wie Kapitel 3.3 gezeigt hat, bedarf es hierzu bei der angestrebten Erzeugungsstruktur nicht unerheblicher zusätzlicher Speicherkapazitäten. Der Frage der Speicherkapazitäten wird in Kapitel 4.5 nachgegangen. An dieser Stelle ist es zunächst wichtig zu berechnen, welche Strommenge voraussichtlich mit den zukünftig noch betriebenen konventionellen Kraftwerken in jedem Jahr erzeugt wird und welche Restmenge von der Nutzung regenerativer Energiequellen bereitgestellt werden muss.

**201.** Für die Berechnung der konventionellen Stromerzeugung wird von den im Jahr 2008 in der öffentlichen Versorgung realisierten Jahresvolllaststunden der konventionellen Kraftwerke (nach BDEW 2009) ausgegangen, die in Tabelle 4-5 wiedergegeben sind. Multipliziert man den Kraftwerksbestand jedes Jahres mit der angenommenen Jahresvolllaststundenzahl, so erhält man die jährliche Stromerzeugung aus konventionellen Wärmekraftwerken.

Tabelle 4-5

**Angenommene Jahresvolllaststunden für konventionelle Kraftwerke**

<b>Brennstoff</b>	<b>Jahresvolllaststunden</b>
Braunkohle	6710
Steinkohle	4320
Erdgas	3430
Kernenergie	7690
Durchschnittliche Jahresvolllaststunden der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit mehr als 100 MW elektrischer Leistung im Jahr 2008	
Quelle: BDEW 2009	

Der SRU geht davon aus, dass die Wasserkraftnutzung in Deutschland im Zeitverlauf annähernd gleich bleibt, da hier der größte Teil der umweltverträglich nutzbaren Potenziale bereits erschlossen ist. Es wird angenommen, dass alle notwendigen Investitionen getätigt werden, um die vorhandenen Kapazitäten zu erhalten.

### **4.3 Bedarfssenkung durch Effizienzsteigerung und Einsparung**

**202.** Der Umstieg auf erneuerbare Energien in der Stromversorgung kann umso leichter und zu umso geringeren Kosten gelingen, je niedriger der Gesamtbedarf ist. Die Kosten einer Vollversorgung durch erneuerbare Energien steigen mit zunehmendem Bedarf an, da vermehrt auf teurere Optionen wie Photovoltaik und Geothermie zurückgegriffen werden muss (Kap. 3.3). Eine strategische Begrenzung des Stromverbrauchs auf nationaler Ebene könnte eine regenerative Vollversorgung zu moderaten Kosten sicherstellen und die Chancen für die erfolgreiche Umsetzung der notwendigen Transformationsprozesse erhöhen.

Stromeinsparung durch Steigerung der Endenergieeffizienz stellt deshalb die kostengünstigste und sinnvollste „Brückentechnologie“ in ein regeneratives Stromzeitalter dar und ist dementsprechend in vielen relevanten Studien und Szenarien der Schlüssel zu erfolgreichem Klimaschutz.

#### **4.3.1 Szenarien und Potenziale**

**203.** Bisher ist der Stromverbrauch in Deutschland durch einen kontinuierlich ansteigenden Trend gekennzeichnet. Zwischen 1993 und 2007 konnte die Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht einmal den Zuwachs des Stromverbrauchs ausgleichen (KASCHENZ et al. 2007). In 2008 lag der Nettostromverbrauch in Deutschland bei 539 TWh und ging damit gegenüber den Vorjahren konjunkturbedingt etwas zurück (BDEW 2009).

Bei konservativen Szenarien oder in Referenzszenarien, die im Wesentlichen von einer Fortführung bisheriger Politik ausgehen, steigt der Stromverbrauch in der Tendenz zumindest mittelfristig weiter an (z. B. EWI und EEFA 2008; UBA 2009b) bzw. sinkt bis 2050 gegenüber heutigen Werten höchstens geringfügig (NITSCH 2008; Öko-Institut und Prognos AG 2009).

Demgegenüber zeigt eine Reihe von Studien, dass es möglich ist, durch ehrgeizige Einsparmaßnahmen den Stromverbrauch in erheblichem Maße zu senken (s. a. Kap. 3.2). Dabei spielen Effizienzsteigerungen bei Querschnittstechnologien wie industriellen Elektromotoren und Pumpen, bei Haushalts- und Elektrogeräten, bei Beleuchtung und in der Informations- und Kommunikationstechnik ebenso eine Rolle wie Verbesserungen bei der Bereitstellung von Prozesswärme.

**204.** Eine Erhöhung der Energieeffizienz ist in den meisten Fällen wirtschaftlich und führt zu Kosteneinsparungen. Eine Aufstellung des UBA und des Wuppertal-Instituts zeigt, welche Kostenersparnisse für die Verbraucher mit der Umsetzung einer Reihe von Effizienzmaßnahmen verbunden sind (KASCHENZ et al. 2007; BARTHEL et al. 2006) (Tab. 4-6). PEHNT et al. (2009) ermitteln für ausgewählte wirtschaftlich rentable Effizienzmaßnahmen ein Stromeinsparpotenzial von etwa 70 TWh bis zum Jahr 2020, dessen Erschließung zu einer Einsparung von 9 Mrd. Euro bei den Stromkosten führen würde.



Tabelle 4-6

**Strom- und Kosteneinsparungen  
bei für sich allein wirtschaftlichen Stromsparmaßnahmen  
(ohne Transaktionskosten der Umsetzung) bis zum Jahr 2015**

Stromsparmaßnahme	Strom- einsparung  TWh/Jahr	Kosten- einsparung <sup>1</sup> Verbraucher Mio.€/Jahr	Amortisa- tionszeit <sup>2</sup>  Jahre
<b>Industrie</b>			
Effiziente Pumpen	15	712	2,9
Strom sparende Prozesswärme	16	1.979	3,1
Effiziente Prozesskälteerzeugung	2	92	3,3
Effiziente Druckluftherzeugung	2	123	3,4
Effiziente Beleuchtungssysteme	4	178	3,7
Effiziente Lüftungs-/Klimaanlagen	2	118	4,1
<b>Summe Industrie</b>	<b>41</b>	<b>3.202</b>	
<b>Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)</b>			
Klimatisierung Mobilfunkstationen	1	116	0,9
Verringerung Leerlaufverluste LuK <sup>3</sup>	4	204	1,8
Effiziente Pumpen	6	374	2,2
Effiziente Beleuchtungssysteme	9	656	2,7
Effiziente Lüftungs-/Klimaanlagen	2	136	3,2
Effiziente Kühlgeräte für Lebensmittel	4	210	3,9
Strom sparende Prozesswärme	1	211	5,1
Kochen: Ersatz Strom durch Gas	1	33	6,5
Effiziente Straßenbeleuchtung	1	21	6,9
Warmwasser: Ersatz Strom durch Gas	1	15	9,6
<b>Summe GHD</b>	<b>30</b>	<b>1.976</b>	
<b>Private Haushalte</b>			
Verringerung der Leerlaufverluste TV u.a.	6	801	1,1
Effiziente Beleuchtungssysteme	2	325	1,8
Warmwasseranschluss für Spülmaschine	1	59	1,9
Effiziente Kühl- und Gefriergeräte (A++)	5	677	2,1
Heizungsoptimierung und Pumpentausch	4	1.751	2,7
Effiziente Wäschetrockner	5	412	3,5
Effiziente Waschmaschine u. Warmwasseranschluss	2	125	6,8
Ersatz Stromheizung, elektrische Warmwasserbereitung	15	243	10,6
<b>Summe private Haushalte</b>	<b>40</b>	<b>4.393</b>	
<b>GESAMT pro Jahr</b>	<b>110 TWh</b>	<b>9,6 Mrd. €</b>	
<sup>1</sup> : Kosteneinsparung pro Jahr: Stromkosteneinsparung pro Jahr minus Mehrkosten für effizientere Geräte bei ohnehin durchzuführenden Maßnahmen, wobei die Mehrkosten über die Nutzungsdauer mit einem Zinssatz von 8 % diskontiert werden. <sup>2</sup> : Amortisationszeiten aus Kundensicht, dynamisch gerechnet. <sup>3</sup> : Information und Kommunikation. Ein Teil der Einsparpotenziale wird durch die Substitution von Stromanwendungen durch andere Energieträger erreicht.			
Quelle: KASCHENZ et al. 2007; BARTHEL et al. 2006			

**205.** Eine Reihe von Szenariostudien machen deutlich, wie sich die Erschließung der Effizienzpotenziale in den unterschiedlichen Bereichen kumuliert auf den Gesamtstromverbrauch auswirken würde. Tabelle 4-7 gibt einen Überblick der möglichen Einsparungen, die Szenarien mit einem Schwerpunkt auf Energieeffizienzsteigerungen bis 2050 ermitteln. Die Studien stimmen weitgehend darin überein, dass der Nettostromverbrauch durch eine konsequente Effizienzstrategie auf der Nachfrageseite auch bei ambitionierter Einführung von Elektromobilität deutlich unter 500 TWh gesenkt werden kann.

**206.** In den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010 (SCHLESINGER et al. 2010) senken ambitionierte Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz in allen Nachfragesektoren den Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf zwischen 440 und 460 TWh. Laut UBA kann der Nettostromverbrauch in Deutschland bis 2050 auf knapp 480 TWh gesenkt werden, auch bei einem weitgehenden Ersatz von Brenn- und Kraftstoffanwendungen durch Strom (KLAUS et al. 2010). Dabei sparen die privaten Haushalte gegenüber 2005 36 TWh ein, der Sektor GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) 33 TWh und die Industrie 28 TWh (jeweils Endenergieverbrauch). Die Potenziale werden durch eine vollständige Durchdringung des Anlagen- und Gerätebestandes mit den besten heute am Markt verfügbaren Techniken erschlossen. Zudem wird der Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser durch eine umfassende energetische Sanierung des Gebäudebestandes drastisch gesenkt. Zwei Szenariostudien von Öko-Institut/Prognos und Greenpeace zeigen ebenfalls, dass der Nettostromverbrauch durch Effizienz auch bei zunehmendem Stromeinsatz im Verkehr weit unter das heutige Niveau gesenkt werden kann (auf 453 TWh bzw. 465 TWh in 2050) (Öko-Institut und Prognos AG 2009, S. 332; BARZANTNY et al. 2009). Die Szenarien der Enquete-Kommission erreichen bei entsprechender Fokussierung auf Einsparmaßnahmen ebenfalls sehr niedrige Werte für den Stromverbrauch im Jahr 2050 (zwischen 380 und 435 TWh) (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002).

Die Leitstudie ist hier etwas vorsichtiger. Das Leitszenario geht davon aus, dass der Stromverbrauch bis 2010 höchstens stabilisiert und bis 2020 um 6 % gegenüber 2007 gesenkt werden kann. Bis 2050 sinkt im Leitszenario der Stromverbrauch der traditionellen Nutzungen um 20 %, was vor allem durch Einsparungen der privaten Haushalte ermöglicht wird. Der Gesamtverbrauch steigt allerdings nach 2030 wieder an, weil mit dem Einsatz von Strom zu Wasserstoffbereitstellung eine neue Nutzung hinzukommt, und liegt im Jahr 2050 nur geringfügig unter dem Niveau von 2008 (NITSCH und WENZEL 2009).

**207.** Die Politikszenerarien des UBA zeigen, durch welche politischen Instrumente Einsparungen verwirklicht werden können (UBA 2009b, S. 280). Im Strukturwandelszenario geht die Nettostromerzeugung bis zum Jahr 2030 auf 459 TWh zurück. Die größten Beiträge

hierzu liefern ambitionierte und regelmäßig dynamisierte Mindesteffizienzstandards für Energie verbrauchende Produkte in Verbindung mit Produktkennzeichnung, Energiemanagement-Systeme in der Industrie und ein Energieeffizienzfonds (s. a. Kap. 7.3).

**208.** Weitere signifikante Einsparpotenziale, die in den gängigen Szenariostudien kaum berücksichtigt werden, liegen in Änderungen des Verbraucherverhaltens in Bezug auf Strom verbrauchende Anwendungen (BÜRGER 2009) sowie in Veränderungen der Konsummuster insgesamt (TUKKER et al. 2006; GIROD und HAAN 2009).

### **4.3.2      Einsparung durch Effizienz als kostengünstige Brückentechnologie**

**209.** Die Reduzierung der Nachfrage durch Steigerung der Effizienz ist die kostengünstigste verfügbare „Brückentechnologie“. Werden die Einsparpotenziale erschlossen, verbessern sich die Bedingungen für die Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien entscheidend. Zum einen sind die Kosten der regenerativen Vollversorgung umso niedriger, je geringer der Gesamtbedarf ist. Zum anderen wird die Transformation des Stromsystems durch Energieeinsparung erleichtert, da sie größere zeitliche Spielräume für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Netze und Speicher schafft. Eine strategische Begrenzung des Stromverbrauchs auf nationaler Ebene sollte deshalb angestrebt werden.

**210.** Die Darstellung der Potenziale und Szenarien für eine vollständig regenerative Stromversorgung in Kapitel 3.3 macht deutlich, dass die Gesamtkosten umso geringer sein werden, je niedriger die Nachfrage ist. Die Grenzkosten der Stromerzeugung (teuerste genutzte Kilowattstunde im System) steigen mit zunehmender Nachfrage, da kostengünstige Optionen an ihre Grenzen stoßen und auf teurere Technologien zurückgegriffen werden muss (Abb. 3-11 und Abb. 3-15). In allen betrachteten Szenarien sind die Gesamtkosten der Stromerzeugung pro Kilowattstunde höher bei höherer Gesamtnachfrage. In einem deutsch-skandinavischen Stromverbund (Szenarien 2.1.a und 2.1.b) etwa würden die Kosten nach den Berechnungen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) von 7 ct/kWh bei einer Nachfrage von 500 TWh auf knapp 10 ct/kWh bei einer Nachfrage von 700 TWh ansteigen. Durch einen höheren Import von kostengünstigerem Strom aus dem Ausland (Szenarien 2.2.a und 2.2.b) verringert sich die Kostendifferenz. In jedem Fall reduziert Einsparung langfristig die gesamtwirtschaftlichen Kosten einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung.

**211.** Kurz- und mittelfristig können Einsparungen beim Stromverbrauch wesentlich dazu beitragen, die Chancen für eine zügige und erfolgreiche Umsetzung der Transformation zu erhöhen. Der Übergang zur regenerativen Vollversorgung erfordert insbesondere in den kommenden Jahren einen deutlichen Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und der entsprechenden Netzverbindungen sowie den Ausbau und Anschluss von

Stromspeichern (Kap. 4.4 und 4.5). Durch eine rasche Senkung der Stromnachfrage können zeitliche Spielräume für die Aus- und Aufbauprozesse gewonnen werden. Der Aufbau der notwendigen Anlagen und Infrastrukturen ist zwar auch unter den Bedingungen einer steigenden Nachfrage prinzipiell realisierbar, stellt jedoch angesichts der Vielzahl der beteiligten Akteure, der Höhe der notwendigen Investitionen und der Anforderungen an Koordination und Planung eine große Herausforderung dar. Eine möglichst niedrige Nachfrage wirkt wie der Einbau von Pufferkapazitäten und Pufferzeiträumen.

**212.** Darüber hinaus kann durch Einsparung die Abhängigkeit des deutschen Stromversorgungssystems von Stromimporten und der Nutzung von Speicherinfrastrukturen im Ausland reduziert werden. In Bezug auf die politische Umsetzung kann sie dazu beitragen, die mit der Nutzung erneuerbarer Energien verbundenen Konfliktpotenziale etwa in Bezug auf Flächenverbrauch und Veränderung des Landschaftsbildes zu entschärfen.

**213.** Die Bundesregierung sollte deshalb eine Senkung und langfristige Stabilisierung des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland anstreben und eine konsistente Effizienzpolitik verfolgen, die das vorhandene Repertoire an Steuerungsinstrumenten umfassend nutzt (Kap. 7). Ein erster Schritt sollte die Umsetzung des im Energiekonzept vom September 2010 anvisierten Ziels sein, den Stromverbrauch bis 2020 um 10 % gegenüber 2008 zu senken (BMW i und BMU 2010).

Tabelle 4-7

### Stromeinsparung in ausgewählten Szenariostudien

Szenario	Netto-SV 2050 (TWh)	Einsparung	Politische Umsetzung	Elektrifizierung Verkehr
Energieszenarien für Energiekonzept, Zielszenarien (SCHLESINGER et al. 2010)	440 – 460*	Einsatz innovativer Technologien im Bereich Material- und Energieeffizienz senkt Stromverbrauch der Industrie um ca. 30 bis 40 % gegenüber 2008. Bei den PHH führen Effizienzsteigerungen bei Geräten trotz Ausweitung des Gerätebestands und vermehrtem Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zu einem um 30 bis 40% reduzierten Stromverbrauch. Im Sektor GHD werden Effizienzsteigerungen teilweise durch Substitution bei Prozesswärme und zunehmende Nachfrage nach Kühlung und Lüftung ausgeglichen, Nettoerduktion um 20 %.	Ambitionierte und dynamisierte Ökodesign-Standards, Energieeffizienzfonds, verbesserte Energieverbrauchskennzeichnung, Information und Beratung, Contracting, Forschung und Innovation, Entwicklung von Effizienzmärkten.	Stromeinsatz im Verkehr in 2050: 62 bis 65 TWh
UBA Energieziel 2050 (KLAUS et al. 2010)	476	Vollständige Durchdringung des Anlagen-, Geräte- und Gebäudebestandes mit den besten, heute am Markt verfügbaren Techniken. Stromanwendungen verdrängen Kraftstoffe und Brennstoffe zu großen Teilen. PHH: Stromverbrauch sinkt um 36 TWh, obwohl in 2050 Raumwärme und Warmwasser vollständig durch Strom gedeckt wird (Voraussetzung: umfassende Gebäudesanierung; Umstieg auf elektrische Wärmepumpen und solarthermische Anlagen). GHD und Industrie (nach Referenzszenario von Öko-Institut und Prognos AG 2009): Stromverbrauch sinkt um 33 bzw. 28 TWh. Moderate aber stetige Effizienzsteigerungen in allen Bereichen, keine Technologiesprünge. Potenziale zur Nutzung von Abwärme werden vollständig genutzt.	Ökodesign-Standards verschärfen und dynamisch anpassen, Betriebliches Energiemanagement, Energieeinsparverordnung weiterentwickeln u. a.	Schieneverkehr: 21,7 TWh, Elektromobilität 50 TWh

UBA Strukturwandel-Szenario (SWS) (UBA 2009b)	459 (2030)	<p>PHH: weitgehende Ausschöpfung der bestehenden wirtschaftlichen Einsparpotenziale; hohe Anteile effizienter Geräteklassen an verkauften Geräten. Stromverbrauch der Haushalte sinkt um 54 TWh (38,7 %) geg. 2005 (davon 38 TWh im Bereich Raumwärme/Warmwasser).</p> <p>GHD und Industrie: Einsparmaßnahmen bei Querschnittstechnologien und industriellen Prozessen. GHD spart ca. 20 TWh ein, Industrie ca. 49 TWh.</p>	Größte Beiträge zur Einsparung durch dynamisierte Mindeststandards; Energiemanagement-Systeme in Industrie, und Energieeffizienzfonds.	Keine Elektromobilität, aber erhöhte Stromnachfrage für Bahn.
Modell Deutschland, Szenario Innovation (Öko-Institut und Prognos AG 2009)	453	<p>PHH: massive Effizienzsteigerung bei Haushaltsgeräten; Strombedarf für Elektrogeräte verringert sich trotz Erhöhung der Geräteanzahl um 40 % bis 2050.</p> <p>Sektor Dienstleistungen und Industrie: effizienteste Querschnittstechnologien bei Elektromotoren, Pumpen und Druckluft; Werkstoff-, Produkt- und Prozessoptimierungen. Energiebedarf für Kraftanwendungen sinkt um etwa 50 % bei Dienstleistungen und um ca. 40 % in Industrie.</p>	<p>Mengensteuerung für Energieeinsparung durch Lieferantenverpflichtungen (Strom und Wärme).</p> <p>Verschärfung der Effizienzstandards für Geräte nach Top-Runner-Prinzip.</p> <p>Verbot Nachtstromspeicherheizungen nach Übergangszeit von 5 Jahren.</p> <p>Industrie: verbindliche Einführung von Energiemanagementsystemen und Forschungsförderung.</p>	<p>Keine vollst. Elektrifizierung; tw. Substitution durch Biotreibstoffe</p> <p>PKW-Flotte 2050: 36 % Hybrid-PKW, 28 % Plug-in-Hybride, 18 % reine Elektrofahrzeuge</p>
Greenpeace Plan B (BARZANTNY et al. 2009)	465	<p>PHH: Bei Haushaltsgeräten werden nur noch die beiden höchsten Effizienzklassen am Markt angeboten, dadurch sinkt Stromverbrauch um 46 % gegenüber 2007 auf 76 TWh.</p> <p>GHD: Strombedarf sinkt durch Einsatz effizienterer Geräte um 22 % auf 100 TWh in 2050.</p> <p>Industrie: Stromverbrauch sinkt bis 2050 um 22 % gegenüber 2007 auf 190 TWh.</p> <p>Starke Reduzierung des Wärmebedarfs; Deckung des Restbedarfs durch Solarthermie, Geothermie und Biomasse.</p>	<p>Mindesteffizienzstandards für Querschnittstechniken in der Industrie; Verbrauchsgrenzwerte für neue elektrische Anlagen; Energiemanagementsysteme in Industrie (Kopplung an Steuererleichterungen).</p> <p>Für Haushalte und GHD: Verabschiedung eines wirksamen nationalen Energieeffizienzgesetzes; verbindliche und aussagekräftige Energieverbrauchs-kennzeichnung.</p>	<p>Nahezu vollständige Elektrifizierung des Individualverkehrs (nach tw. Verlagerung auf öffentlichen Personennah- und -fernverkehr), Erhöhung des Anteils des Schienenverkehrs am Gütertransport.</p> <p>Strombedarf im gesamten Verkehrssektor 2050: ca. 100 TWh</p>
Leitstudie Leitszenario (NITSCH und WENZEL 2009)	552**	<p>Zunahme KWK; effizientere neue Kraftwerke; Effizienz auf der Nachfrageseite (hier überproportional PHH).</p>	-	<p>Stromeinsatz im Verkehr: 11 TWh Elektromobilität, 57 TWh Wasserstoff</p>

Leitstudie Szenario E1 (NITSCH 2008)	526**	Effizienzziele bis 2020 werden erreicht, danach Fortsetzung des Trends zur Effizienzsteigerung.	-	
Enquete-Kommission, Szenario REG/REN, Modellrechnung Wuppertal-Institut (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002)	380	PHH: v. a. wirtschaftliche Potenziale (Stand-by, Beleuchtung, Gefriergeräte) werden ausgeschöpft. Verbrauch Geräte sinkt um 41–46 %; Stromverbrauch für Wärmeerzeugung (v. a. Nachtspeicherheizungen) sinkt um ca. 60 %. GHD: hoher Anteil marktbesten Geräte und Anlagenkonzepte bei Neuanschaffungen, aber Substitution von Brennstoffen durch Strom. Insgesamt sinkt Stromverbrauch um 11 %. Industrie: Einsparpotenziale weiten sich aus durch Innovationsdynamik. Tw. Substitution fossiler Brennstoffe. Stromverbrauch sinkt um 7,6 %.	Empfehlungen zur Verbesserung der Effizienz beim Verbraucher: - Förderung der beschleunigten Marktdiffusion von Effizienztechnologien durch Energieeffizienzfonds - Bundes- und Landesprogramm „Rationelle und wirtschaftliche Verwendung von Elektrizität“ (RAWINE) - Ausweitung von Labelling und Standards	Einsatz von Strom im Verkehrssektor steigt um 9 %; aber kaum im Individualverkehr
Enquete-Kommission, Szenario RRO, Modellrechnung IER (Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002)	434	PHH: Stromverbrauch Elektrogeräte sinkt um 35 bis 43 %, Stromverbrauch für Wärmebereitstellung sinkt um 41 % (stärkere Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom als bei Wuppertal-Institut) GHD: Substitution von Brennstoffen durch Strom stark ausgeprägt, dadurch Anstieg um 9 % Industrie: Einsparung durch Hebung der Potenziale in den energieintensiven Branchen (Steine und Erden, Grundstoffchemie, Papier, Metallerzeugung, Fahrzeugbau). Stromverbrauch sinkt um 22,3 %	s. o.	Einsatz von Strom im Verkehrssektor steigt um 12,8 %, bes. im Individualverkehr Anstieg von Elektrofahrzeugen
<p>* Angaben zum Bruttostromverbrauch; Nettostromverbrauch in 2050 liegt nur geringfügig niedriger, da Eigenverbrauch der Kraftwerke mit ca. 3 TWh kaum noch ins Gewicht fällt. ** extrapoliert aus Angaben zum Bruttostromverbrauch, eigene Berechnungen. Abkürzungen: PHH – private Haushalte. GHD – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. KWK – Kraft-Wärme-Kopplung. Netto-SV – Nettostromverbrauch. End-EV – Endenergieverbrauch. RRO – Szenario „REG/REN-Offensive“ (forcierte Effizienz und erneuerbare Energieträger) in Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; IER – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. SRU/SG 2011-1/Tab. 4-7; Datenquelle: SCHLESINGER et al. 2010; KLAUS et al. 2010; UBA 2009b; Öko-Institut und Prognos AG 2009; BARZANTNY et al. 2009; NITSCH und WENZEL 2009; NITSCH 2008; Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002</p>				

## **4.4 Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bis 2050**

**214.** Wie Kapitel 3.2 auf der Basis verschiedener Studien skizziert hat, kann davon ausgegangen werden, dass bei erfolgreichen Bemühungen um Energieeinsparungen eine deutsche Stromnachfrage von circa 500 TWh/a im Jahr 2050 befriedigt werden muss. Dagegen wird nach Einschätzung des SRU im Fall eines praktisch vollständigen Scheiterns der Bemühungen zur forcierten Effizienzsteigerung und einer vollständigen Umstellung des Individualverkehrs auf elektrische Antriebe eine Bruttostromerzeugung von bis zu 700 TWh/a im Jahr 2050 benötigt. Auf der Basis der Szenariorechnungen für das Jahr 2050 in Kapitel 3.2 gehen die folgenden Berechnungen für die Gestaltung des Übergangspfades von der heutigen Erzeugungsstruktur zur Struktur des Jahres 2050 von den Eckwerten 509 und 700 TWh/a aus.

**215.** Als Grundlage der Übergangsszenarien 2010 bis 2050 werden die Erzeugungsstrukturen der Szenarien 2.1.a und 2.1.b aus Abschnitt 3.3.3.2.1 herangezogen, die zwar einen Austausch von Elektrizität im Verbund Deutschland–Dänemark–Norwegen zulassen, aber eine ausgeglichene Außenhandelsbilanz für Strom unterstellen. In diesen Szenarien muss die gesamte Menge des in Deutschland verbrauchten Stroms in der Jahressumme in Deutschland produziert werden. Der Austausch erlaubt aber den Ausgleich von Phasen geringen Energieangebots in Deutschland (z. B. in Schwachwindphasen) durch Importe und den Export von Strom in Phasen besonders hoher inländischer Produktion. Die grundlegende Struktur dieser Szenarien entspricht weitgehend der historischen Situation der deutschen Elektrizitätsversorgung. Deutschland produziert bisher etwa die jährlich im Inland nachgefragte Strommenge, aber es nutzt seine Verbindungen mit dem europäischen Stromnetz zum kurzfristigen Ausgleich von inländischer Unter- bzw. Überproduktion.

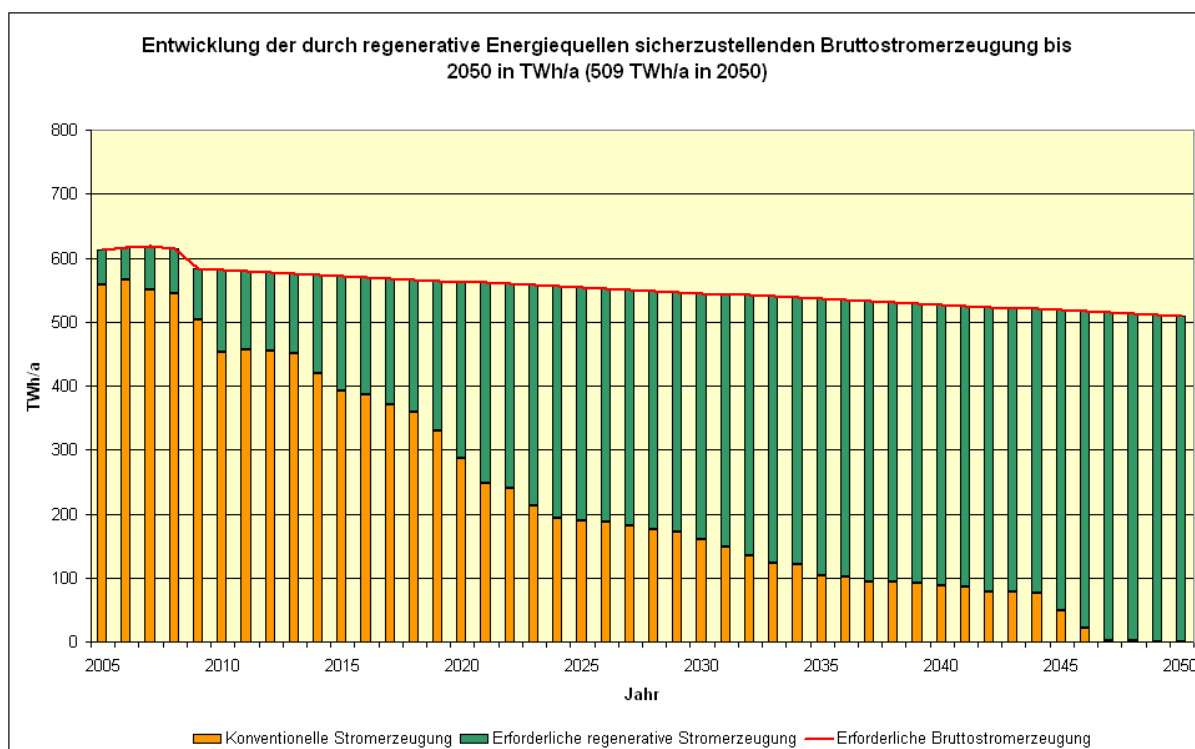
Geht man davon aus, dass in Anlehnung an die Bruttostromerzeugung des Jahres 2009 von circa 582 TWh im Jahr 2010 eine Bruttostromerzeugung von 580 TWh erforderlich ist und diese bis zum Jahr 2050 auf circa 510 TWh sinken wird, so kann unter Einbeziehung der Produktion aus den bestehenden konventionellen Wärmekraftwerken und der vereinfachenden Annahme einer linearen Abnahme der Nachfrage berechnet werden, welche Strommenge jährlich durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen produziert werden muss. Aufgrund des verstärkten Einsatzes regenerativer Energiequellen nähern sich Bruttostromerzeugung und Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2050 weitestgehend an, da bei dem größten Teil der regenerativen Energiequellen kein vergleichbarer Eigenstromverbrauch wie bei konventionellen Kraftwerken auftritt. Eine Differenzbildung zwischen der gesamten zukünftigen jährlichen Bruttostromerzeugung und der in Kapitel 4.2 ausgewiesenen Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (vgl. Abb. 4-17) ergibt die durch regenerative Energiequellen jährlich zu sichernde Bruttostromerzeugung.



Abbildung 4-21 zeigt die Entwicklung der gesamten Bruttostromerzeugung und den aus dem Ausscheiden konventioneller Kapazitäten resultierenden Anteil der notwendigen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bei einer angenommenen Bruttostromerzeugung von 509 TWh/a im Jahr 2050 (entsprechend der Szenarien 1.a, 2.1.a, 2.2.a und 3.a). Ab dem Jahr 2021 überschreitet der erforderliche Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen mit gut 310 TWh/a einen Anteil von 50 % der Bruttostromerzeugung. Ab dem Jahr 2049 muss die gesamte Stromerzeugung ausschließlich aus regenerativen Energiequellen bereitgestellt werden.

Abbildung 4-21

### Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (509 TWh/a in 2050)



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

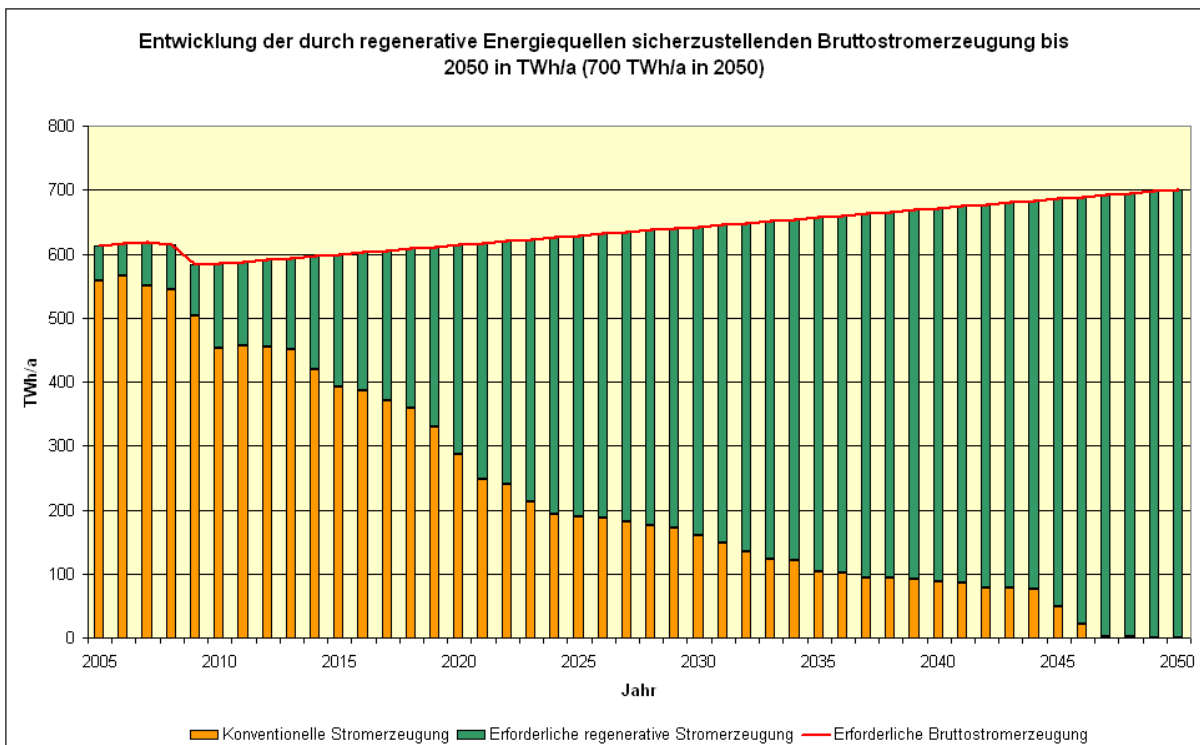
**216.** Geht man entsprechend der Szenarien 1.b, 2.1.b, 2.2.b und 3.b von einer auf 700 TWh/a im Jahr 2050 (linear) steigenden Stromnachfrage aus, so steigen die durch regenerative Energiequellen bereitzustellenden Strommengen entsprechend, wie Abbildung 4-22 zeigt. Der Verlauf des notwendigen Zubaus regenerativer Energiequellen verläuft ähnlich wie im Fall einer Nachfrage von 509 TWh/a (2050), nur steigt die Erzeugung insgesamt etwas schneller an. So muss der Anteil von mehr als 50 % an der Gesamterzeugung bereits ein Jahr früher (2020) mit einer regenerativen Stromerzeugung von knapp 330 TWh/a erreicht werden.

**217.** Im Folgenden werden zwei Entwicklungspfade für die Gestaltung des erforderlichen Übergangs von 2010 auf die Erzeugungsstrukturen von 2050 vorgestellt, die zeigen, wie sich

der erforderliche Aufbau der regenerativen Erzeugungskapazität für beide Fälle (Bruttostromerzeugung von 509 und 700 TWh/a im Jahr 2050) vollziehen kann. Diese Entwicklungspfade werden im Folgenden als Übergangsszenarien bezeichnet. Bei der Entwicklung der Szenarien wird bewusst darauf verzichtet, die Zusammensetzung der zugebauten Erzeugungstechnologien ökonomisch zu optimieren. Eine ökonomische Optimierung erfolgt nur für die Zielszenarien des Jahres 2050. Es geht vielmehr darum, zu zeigen, wie mit dem Zubau verschiedener Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energiequellen die notwendigen Strommengen bereitgestellt werden können, ohne sprunghafte Ausweitungen der Nutzung einzelner Technologien erforderlich zu machen. Diese Vorgehensweise erlaubt den kontinuierlichen Ausbau von Produktions- und Errichtungskapazitäten für die einzelnen Technologien und sollte damit auf die geringsten technischen Realisierungsschwierigkeiten stoßen. Es wird unterstellt, dass der Ausbau der notwendigen Speicher und Übertragungskapazitäten parallel zu dem der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen erfolgt. Der Ausbau von Speichern und Netzen wird in Kapitel 4.5 diskutiert.

Abbildung 4-22

**Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (700 TWh/a in 2050)**



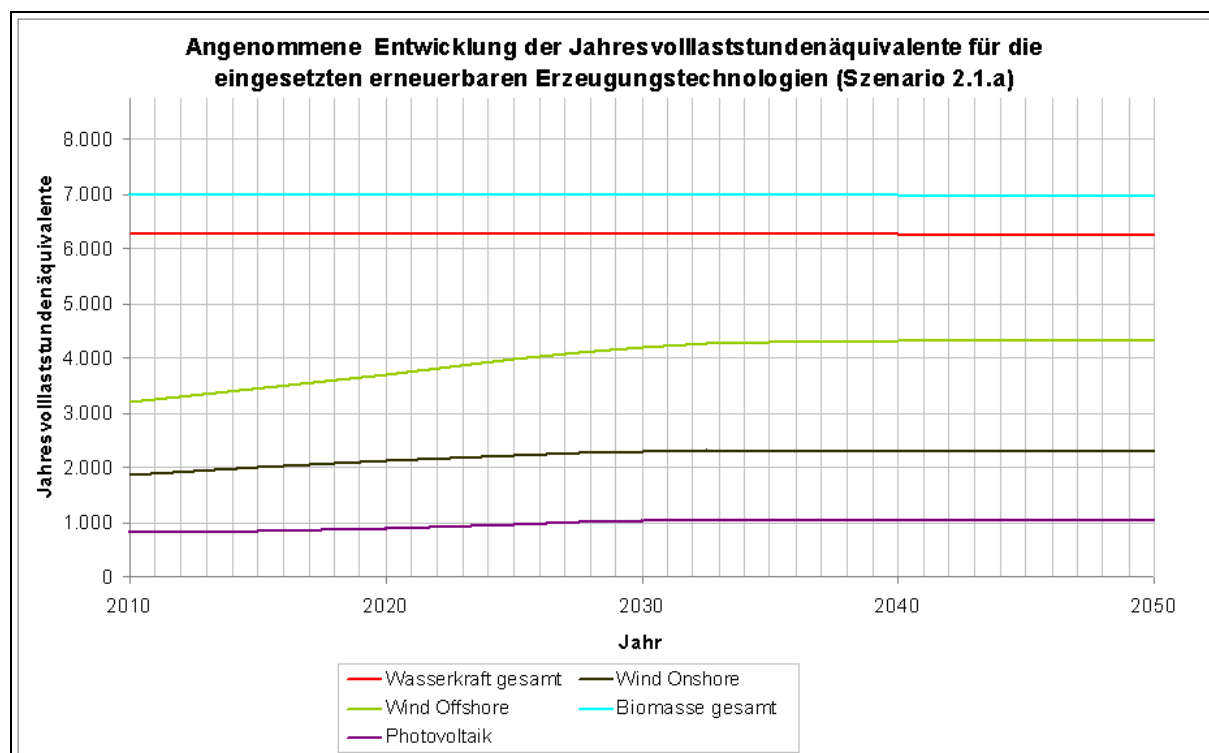
Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

#### 4.4.1 Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050)

**218.** Die Übergangsszenarien 2.1.a (509 TWh/a in 2050) und 2.1.b (700 TWh/a in 2050) werden so entwickelt, dass ein möglichst kontinuierlicher Übergang von den heutigen Erzeugungsstrukturen auf die Erzeugungsstrukturen der Zielszenarien 2.1.a und 2.1.b des Jahres 2050 erreicht wird. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass sich im Zeitverlauf die Wirkungsgrade und die Zahl der Jahresvolllaststunden aufgrund der Weiterentwicklung der einzelnen Techniken erhöhen werden. Die unterstellte Entwicklung der Jahresvolllaststunden ist in Abbildung 4-23 dargestellt. Die Anfangswerte stellen heute realisierte Jahresvolllaststundenäquivalente dar, während die Endwerte den Annahmen des DLR für die berechneten Zielszenarien entsprechen. Eventuell zu optimistische Annahmen der Zielszenarien können besonders in späteren Jahren des Betrachtungszeitraums zu einer Erhöhung der für die Erzeugung der bereitzustellenden Strommenge erforderlichen Kapazitäten führen. Sie würden vor allem Kosten steigernd wirken.

Abbildung 4-23

#### Angenommene Entwicklung der Jahresvolllaststundenäquivalente für die eingesetzten erneuerbaren Erzeugungstechnologien (Szenario 2.1.a)



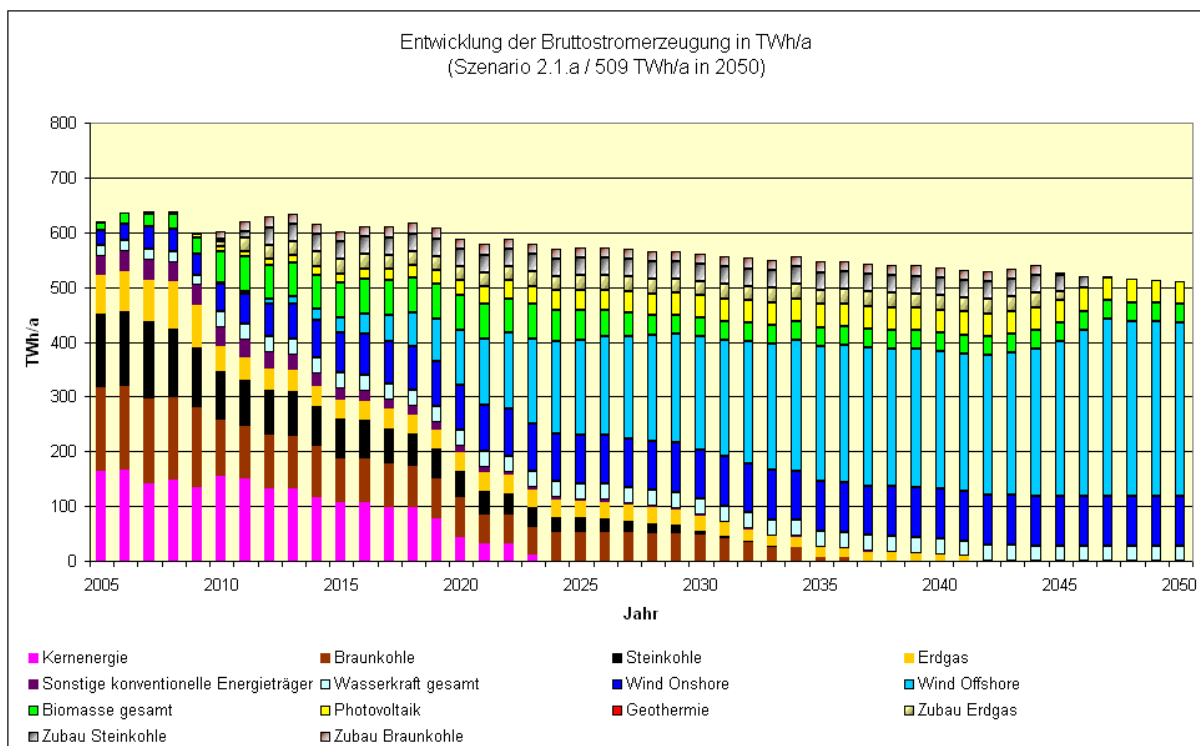
Quelle: SRU 2010

**219.** Es wurde versucht, den Ausbau der einzelnen Technologien mit jährlichen Steigerungsraten für die Installation der einzelnen Technologien sicherzustellen, die vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung als produktionstechnisch realisierbar angesehen werden können. Abbildung 4-24 zeigt die resultierende Entwicklung der Bruttostromerzeugung zwischen 2005 und 2050. Aufgrund der relativ inhomogenen

Altersstruktur des konventionellen Kraftwerkparks ist es notwendig, in einzelnen Jahren sehr unterschiedliche Altersabgänge konventioneller Anlagen auszugleichen. Generell wird daher im Jahr eines besonders hohen Anlagenabgangs nicht genau der resultierende Leistungsausfall ausgeglichen, sondern in den vorangehenden Jahren der Anlagenbestand im Bereich der regenerativen Energiequellen kontinuierlich aufgebaut, um extrem hohe Zubauraten in einzelnen Jahren zu vermeiden. Durch diese Vorgehensweise kann es temporär zu leichter Überproduktion von Elektrizität kommen, die für einen Nettoexport zur Verfügung steht. Es ist aber im Zusammenspiel mit dem in Kapitel 4.5 diskutierten zeitlichen Verlauf des Ausbaus der nutzbaren Speicherkapazitäten und der Übertragungsnetze in jedem Jahr die notwendige elektrische Versorgungssicherheit sowohl für die Strommenge als auch für die nachgefragte Leistung gewährleistet. Durch die Kooperation und den Elektrizitätsaustausch mit Norwegen und Dänemark gelingt es, bei einem moderaten Kapazitätsaufbau volle Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Abbildung 4-24

### Entwicklung der Bruttostromerzeugung in TWh/a (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050)



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

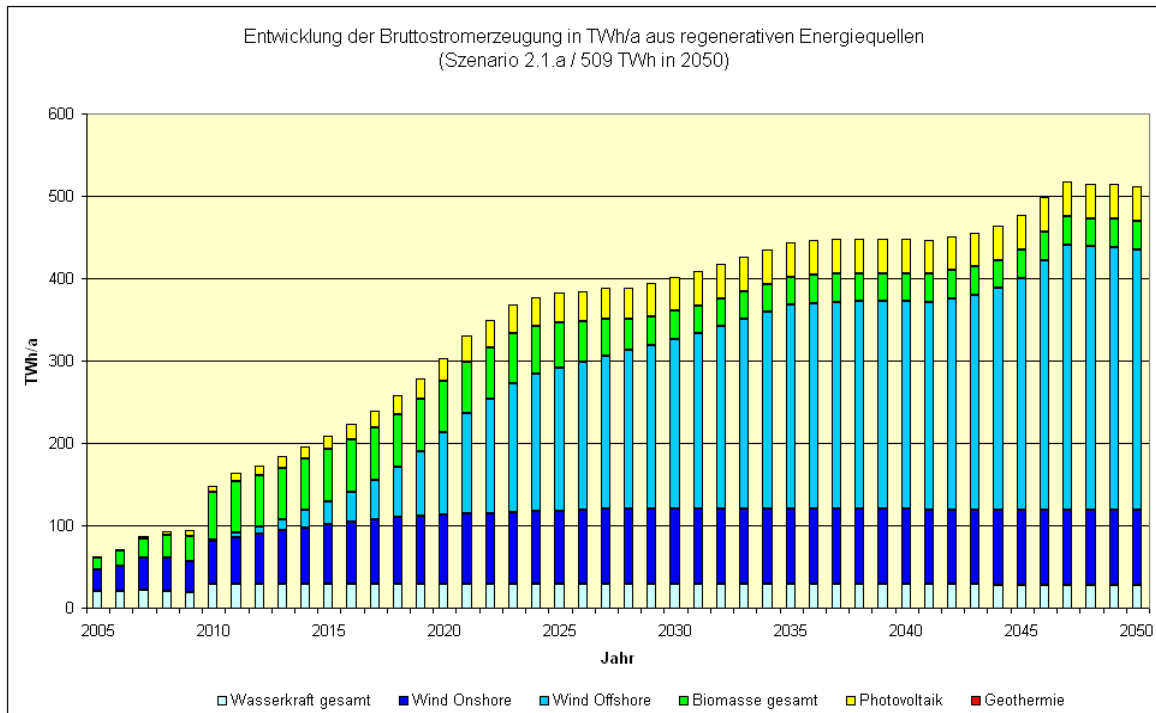
**220.** Wie Abbildung 4-25 zeigt, ergibt sich durch den gewählten Zubau regenerativer Erzeugungskapazitäten ab 2010 eine kontinuierliche Zunahme der regenerativen Bruttostromerzeugung auf circa 390 TWh/a im Jahr 2024. Die erforderlichen Steigerungsraten ähneln den Zuwächsen der Jahre 2005 bis 2008. Die Erzeugung des Jahres 2009 ist trotz des kontinuierlichen Kapazitätsausbaus (vgl. Abb. 4-26) aufgrund

extremer Witterungseinflüsse (geringe Wasserkraft- und Windenergieproduktion) deutlich geringer ausgefallen als bei normaler Witterung. Für 2010 und alle Folgejahre geht der SRU von durchschnittlichen Witterungsverhältnissen aus. Dies erklärt den starken Anstieg der Produktion im Jahr 2010 gegenüber den Werten des Jahres 2009. Nach dem erheblichen Anstieg der Produktion regenerativ erzeugter Elektrizität bis zum Jahr 2024 steigt die regenerative Stromproduktion zwischen 2025 und 2029 aufgrund der geringen Abgänge im konventionellen Kraftwerkpark nur geringfügig an. Es ist aber zu beobachten, dass die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung, die zwischen 2010 und 2020 erheblich zur kurzfristigen Steigerung der regenerativen Stromerzeugung beiträgt, in diesen Jahren durch nicht ersetzte Anlagenabgänge deutlich verringert und durch den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung ersetzt wird. In den Jahren zwischen 2030 und 2035 bleibt der Beitrag der Biomasse stabil, während es durch den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung wieder zu einer Erhöhung der Produktion aus regenerativen Energien bis auf ein Niveau von circa 425 TWh/a kommt, auf dem die regenerative Produktion bis 2041 praktisch konstant bleibt. Ab 2042 werden dann die letzten konventionellen Anlagen ersetzt, und die Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen steigt auf circa 515 TWh/a in 2047, um dann mit der Nachfrage bis zum Jahr 2050 auf 509 TWh/a zu sinken. Es ist zu beobachten, dass der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen relativ schnell steigt und ab 2025 bereits sein endgültiges Niveau erreicht hat. Die Offshoreproduktion von Windenergie expandiert kontinuierlich bis zum Jahr 2036 und erreicht erst im Jahr 2047 ihr volles Potenzial.

Da die einzelnen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen sehr unterschiedliche Kapazitäten zur Bereitstellung einer Terawattstunde Elektrizität benötigen, stehen hinter der Bruttostromerzeugung in Abbildung 4-25 sehr unterschiedliche Erzeugungskapazitäten. So kann die Biomassenutzung oder die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung sehr hohe Jahresbetriebsstunden (Jahresvolllaststunden) erreichen. Die Nutzung der Windenergie auf See kann aufgrund der sehr guten Windbedingungen Volllaststunden zwischen 3.500 und 4.500 h/a erreichen, während die Windenergienutzung in Deutschland an Land (onshore) Volllaststunden zwischen nur 1.500 und 2.500 h/a erreicht. Bei der photovoltaischen Stromerzeugung liegen die Volllaststunden derzeit im Bereich von weniger als 1.000 h/a. Die im Zeitverlauf angenommene Entwicklung der Nutzungsstunden der einzelnen Technologien kann Abbildung 4-23 entnommen werden. Abbildung 4-26 zeigt die erforderliche Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten. Aus Abbildung 4-27 ist die resultierende Entwicklung der gesamten Elektrizitätserzeugungskapazitäten einschließlich der konventionellen Kapazitäten im Übergangsszenario 2.1.a zu entnehmen.

Abbildung 4-25

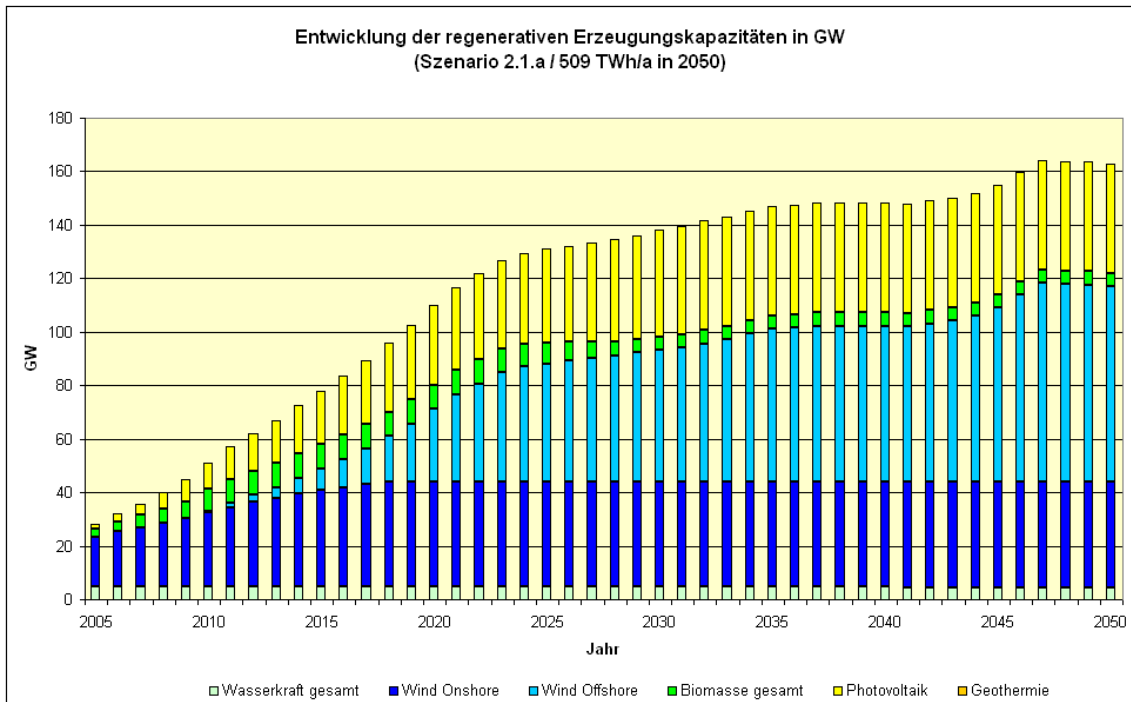
**Entwicklung der Bruttostromerzeugung in TWh/a aus regenerativen Energiequellen (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050)**



Quelle: SRU 2010

Abbildung 4-26

**Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in GW (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050)**



Quelle: SRU 2010

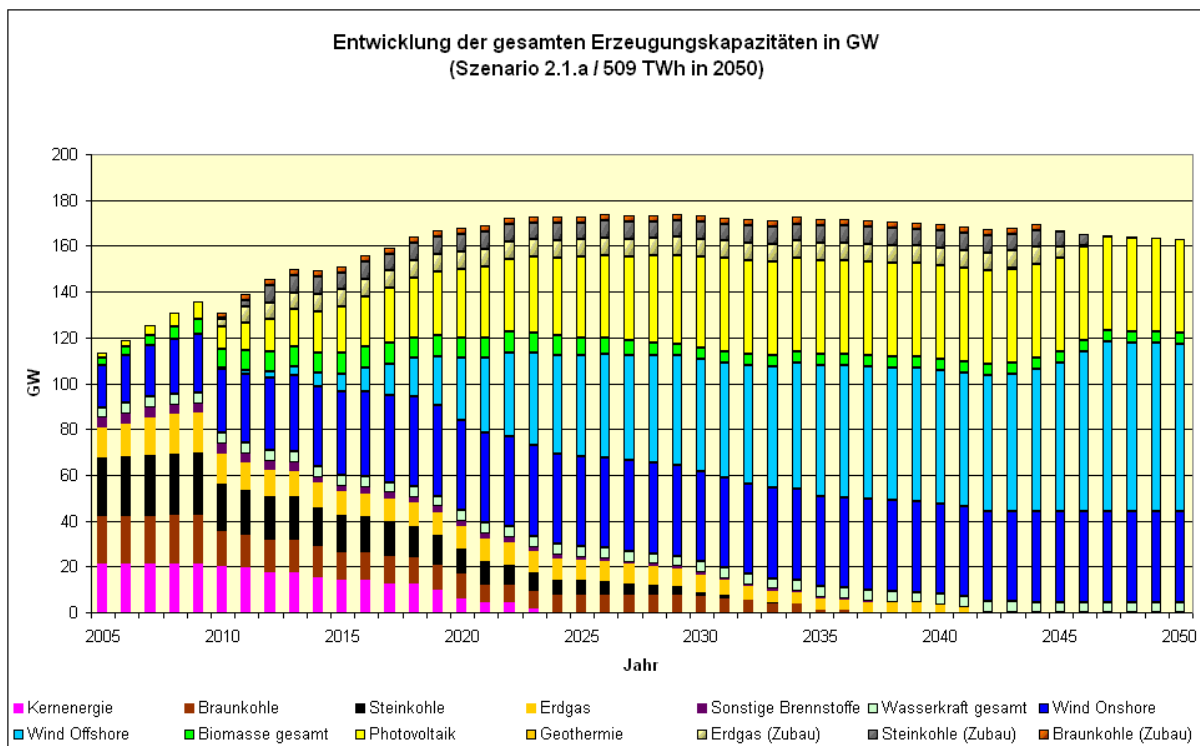
**221.** Abbildung 4-27 zeigt deutlich die im Vergleich zur Bruttostromerzeugung stark überproportional steigende Erzeugungsleistung der Photovoltaik (PV). Die Abbildung zeigt gleichzeitig einen kontinuierlichen Aufbau regenerativer Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2023, dessen Trend nur knapp über dem der Jahre 2005 bis 2009 liegt. Insgesamt verlangt der Aufbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten keine neue Qualität in den erforderlichen Zubauraten, auch wenn ein Ausbau von gut 40 GW im Jahr 2009 auf gut 120 GW im Jahr 2023 einen durchschnittlichen Zubau von knapp 6 GW pro Jahr bedeutet. Dieser Zubau stellt für die beteiligten Branchen keine ungewöhnliche Größenordnung dar. So betrug bis zum Jahr 2008 der maximale jährliche Zubau von Windenergieanlagen in Deutschland gut 3,2 GW (im Jahr 2002), der maximale Zubau von Photovoltaikanlagen betrug im Jahr 2008 1,9 GW, und der maximale Zubau der elektrischen Nutzung von Biomasse in Deutschland lag im Jahr 2007 bei knapp 0,9 GW (vgl. BMU 2009, S. 12). Das deutsche Potenzial zur Produktion und Errichtung entsprechender Anlagen liegt bereits heute über der durchschnittlichen jährlichen Errichtungsrate von 6 GW. Ein Ausbau der Produktionskapazitäten von mehr als 25 % pro Jahr ist für die beteiligten Branchen nicht ungewöhnlich, sodass eine weitere deutliche Steigerung der Kapazitäten im Verlauf der nächsten zehn Jahre als wenig problematisch angesehen werden kann. In der Herstellung von Solarzellen wird zurzeit ein großer Sprung in dem typischen Volumen einer Fertigungsanlage vollzogen. Bisher war eine übliche Produktionsanlage in der Lage, in einem Jahr Solarzellen mit einer Kapazität von 0,03 GW zu produzieren. Die zurzeit neu gebauten Anlagen im Bereich der Dünnschichtzellen werden pro Anlage und Jahr Solarzellen mit einer Kapazität von circa 1 GW produzieren. Ein weiterhin starker Zubau der Photovoltaikleistung ist somit hinsichtlich der Produktionskapazität möglich, jedoch nicht vorteilhaft (Abschn. 8.4.4.1).

Allerdings stellt der Ausbau der Windenergie in der Nordsee mit einem Errichtungsvolumen von mehreren GW pro Jahr für die beteiligten Firmen in Deutschland eine neue Herausforderung dar. Im Januar 2010 hat allerdings bereits in Großbritannien die zuständige Behörde „The Crown Estate“ exklusive Entwicklungsvereinbarungen für den konkreten Bau von circa 30 GW Offshore-Windparks in Großbritannien mit verschiedenen Konsortien unterzeichnet (The Crown Estate 2010). Auch wenn in Deutschland bisher nur ein Offshore-Windpark in der Nordsee in Betrieb ist, so sind nach Angaben der Bundesregierung (Deutscher Bundestag 2010) bereits Offshore-Windparks mit insgesamt 1.894 Anlagen genehmigt. Weitere Windparks mit 5.178 Anlagen befinden sich im konkreten Genehmigungsverfahren. Bei einer Anlagenleistung von 3 bis 5 MW ergeben sich bereits im März 2010 eine genehmigte Leistung von rund 8,9 bis 9,5 GW und eine zusätzliche Leistung von circa 25,9 GW im konkreten Genehmigungsverfahren. Da diese Windparks aus ökonomischen Gründen in der Regel mit Anlagen einer Leistung von 5 MW bestückt werden, ergibt sich bereits im Frühjahr 2010 ein Antrags- und Genehmigungsvolumen von circa 35 GW. Diese Leistung wird im Übergangsszenario 2.1.a im Jahr 2022 erreicht. Obwohl die

konkrete Errichtung von Offshore-Windparks in Deutschland erst beginnt, verfügen führende Hersteller wie Siemens oder Vestas über bis zu 18-jährige Erfahrungen mit Offshore-Windenergieanlagen. Es erscheint deshalb unwahrscheinlich, dass die im dargestellten Übergangsszenario 2.1.a getroffenen Annahmen zum Ausbaurhythmus der Windenergie die Industrie vor größere bisher ungelöste Probleme stellen wird. Die Akquisition ehemals mittelständischer Windenergieanlagenhersteller durch Großkonzerne wie General Electric (Tacke), Siemens (Bonus), Suslon (Repower) oder Areva (Multibrid) stellt auch sicher, dass diese über das notwendige Eigenkapital sowohl zum schnellen Ausbau der Produktionskapazitäten als auch zur Abdeckung der anfänglich besonders schwer einzuschätzenden Gewährleistungsrisiken bei Milliardeninvestitionen in Offshore-Windparks verfügen und auch hier keine Engpässe für die notwendige sehr dynamische Entwicklung der Windenergie auftreten werden.

Abbildung 4-27

### Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in GW (Szenario 2.1.a / 509 TWh in 2050)



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

**222.** Die gesamt installierte Erzeugungskapazität konventioneller Kraftwerke und von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen steigt von knapp 140 GW im Jahr 2009 auf circa 174 GW im Jahr 2026 und nimmt bis zum Jahr 2050 auf gut 160 GW wieder ab. Das ist angesichts des variablen Charakters der Wind- und Solarenergie eine erstaunlich geringe Zunahme der installierten Leistung, die allerdings durch die erheblichen zusätzlich zu installierenden Leistungen von Speicherkraftwerken (Pumpspeicher vor allem in



Norwegen und Druckluftspeicher in Deutschland) ergänzt werden müssen, um zu jeder Stunde des Jahres die Nachfrage befriedigen zu können, wie Kapitel 4.5 ausführt.

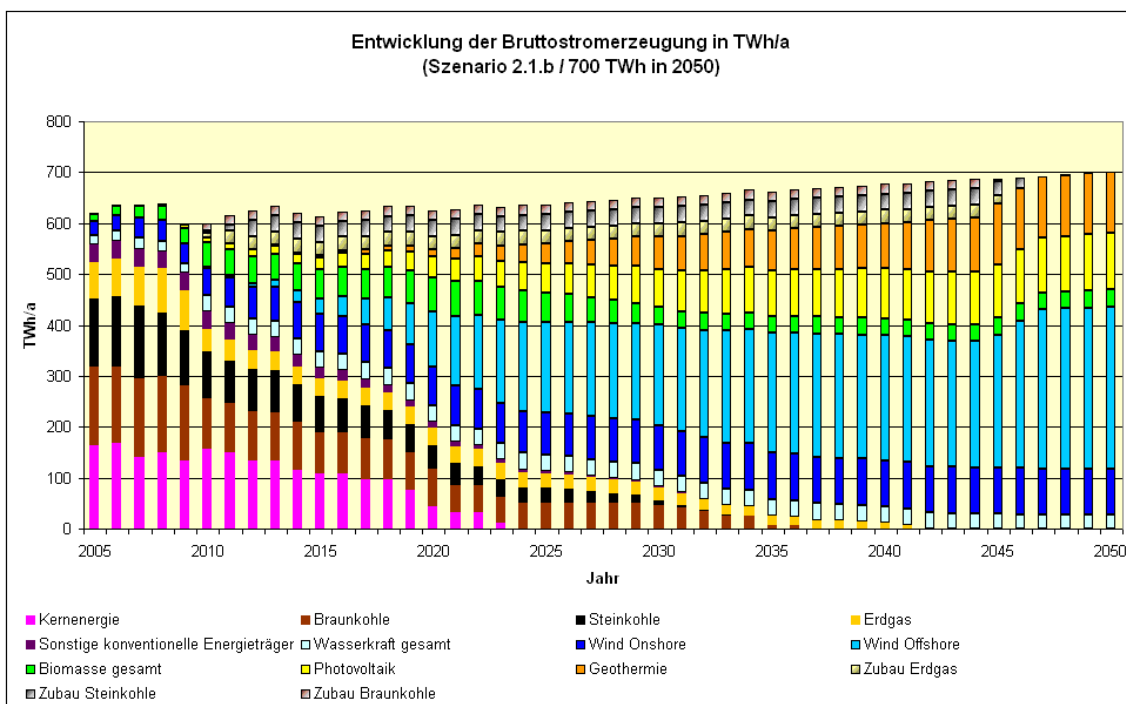
#### **4.4.2 Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050)**

**223.** Die Szenarien 1.b, 2.1.b, 2.2.b und 3.b reflektieren eine künftig stark gestiegene Elektrizitätsnachfrage, die daraus resultieren kann, dass im Bereich der Energieeffizienz deutlich geringere Fortschritte erzielt werden und zusätzlich andere Energieträger durch Elektrizität substituiert werden. Dies würde zu jährlich benötigten Bruttostrommengen von 700 TWh im Jahr 2050 führen. Entsprechendes gilt auch, wenn im Bereich der Energieeffizienz die angestrebten Fortschritte erreicht werden, aber gleichzeitig zusätzlich zum Verkehr ein großer Teil der dann deutlich reduzierten Wärmenachfrage auf Elektrizität umgestellt wird. Zur Veranschaulichung des möglichen Übergangs wird das Szenario 2.1.b herangezogen. In diesem Szenario wird im Jahr 2050 eine Nachfrage von 700 TWh/a in Deutschland gedeckt. Das Szenario erlaubt aber im Länderverbund mit Dänemark und Norwegen den Austausch von Elektrizität und die Nutzung skandinavischer Pumpspeicherkapazitäten. Abbildung 4-28 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in diesem Übergangsszenario 2.1.b mit dem langfristigen Anstieg der Erzeugung und der Substitution konventioneller Erzeugungskapazitäten durch regenerative Energiequellen.

Auffällig ist im Vergleich zum in Abschnitt 4.4.1 behandelten Szenario 2.1.a der erhebliche Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Geothermie (vgl. Abb. 4-29). Diese Energiequelle wird aufgrund ihrer hohen Erzeugungskosten im Szenario 2.1.a nicht eingesetzt, muss aber im Fall der hohen Elektrizitätsnachfrage von 700 TWh/a mit zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen werden.

Abbildung 4-28

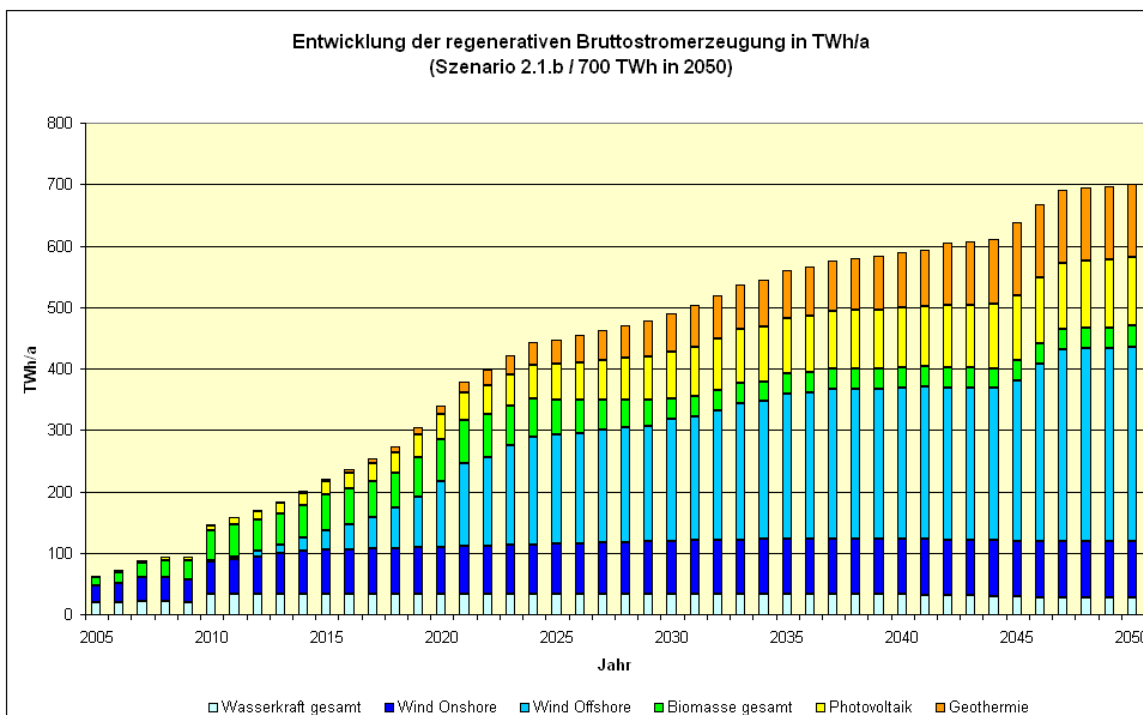
**Entwicklung der Bruttostromerzeugung in TWh/a  
(Szenario 2.1.b / 700 TWh in 2050)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

Abbildung 4-29

**Entwicklung der regenerativen Bruttostromerzeugung in TWh/a  
(Szenario 2.1.b / 700 TWh in 2050)**



Quelle: SRU 2010

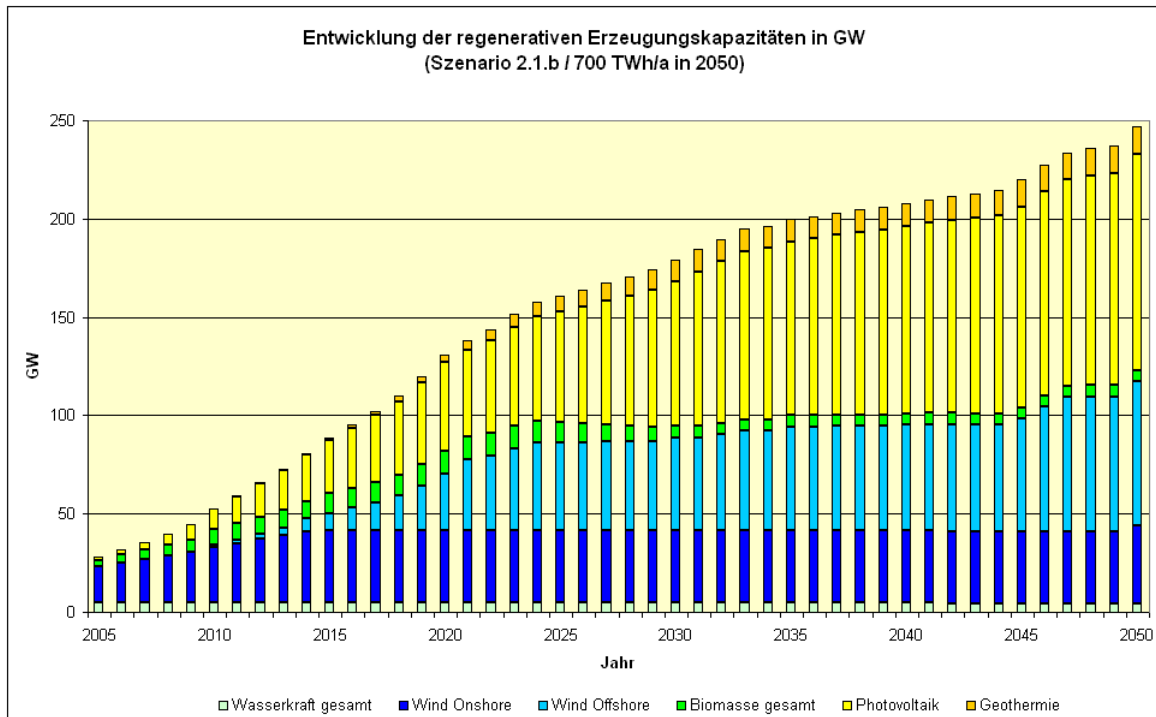
**224.** Wie Abbildung 4-30 zeigt, liegt der erforderliche Kapazitätsausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung leicht über dem Trend der letzten Jahre, um bis zum Jahr 2023 eine installierte Leistung von gut 150 GW zu erreichen. Dafür ist ein Ausbau von knapp 8 GW/a erforderlich, der zwar um 2 GW höher liegt als im Übergangsszenario 2.1.a, aber bei der in den letzten Jahren zu beobachtenden Expansionsdynamik der betroffenen Branchen durchaus realisierbar ist.

Der größte Teil der gegenüber dem Übergangsszenario 2.1.a gestiegenen Erzeugungsleistung liegt hierbei mit einem Zuwachs von circa 69 GW (auf insgesamt 112 GW) im Bereich der Photovoltaik. Insgesamt wird bis zum Jahr 2050 eine Erzeugungsleistung von knapp 250 GW aufgebaut (Abb. 4-31), um die erforderliche Gesamtmenge an Elektrizität im Jahr 2050 produzieren zu können. Da die Nutzung der Windenergie im Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050) bereits bis an die zugelassene Grenze ausgebaut wird, muss die restliche elektrische Arbeit durch zusätzliche Kapazitäten im Bereich der Photovoltaik (plus 70 TWh/a) und der Geothermie (plus 120 TWh/a) bereitgestellt werden.

**225.** Auch im Szenario 2.1.b ist ein kontinuierlicher Übergang auf die neuen regenerativen Erzeugungsstrukturen ohne Strukturbrüche und extreme Ausbauraten möglich. Allerdings muss auch in diesem Szenario die installierte Kapazität wesentlich durch den Ausbau von Speicherkapazitäten in Deutschland (Druckluftspeicher) und Norwegen (Pumpspeicher) ergänzt werden. Dieser Frage geht Kapitel 4.5 nach.

Abbildung 4-30

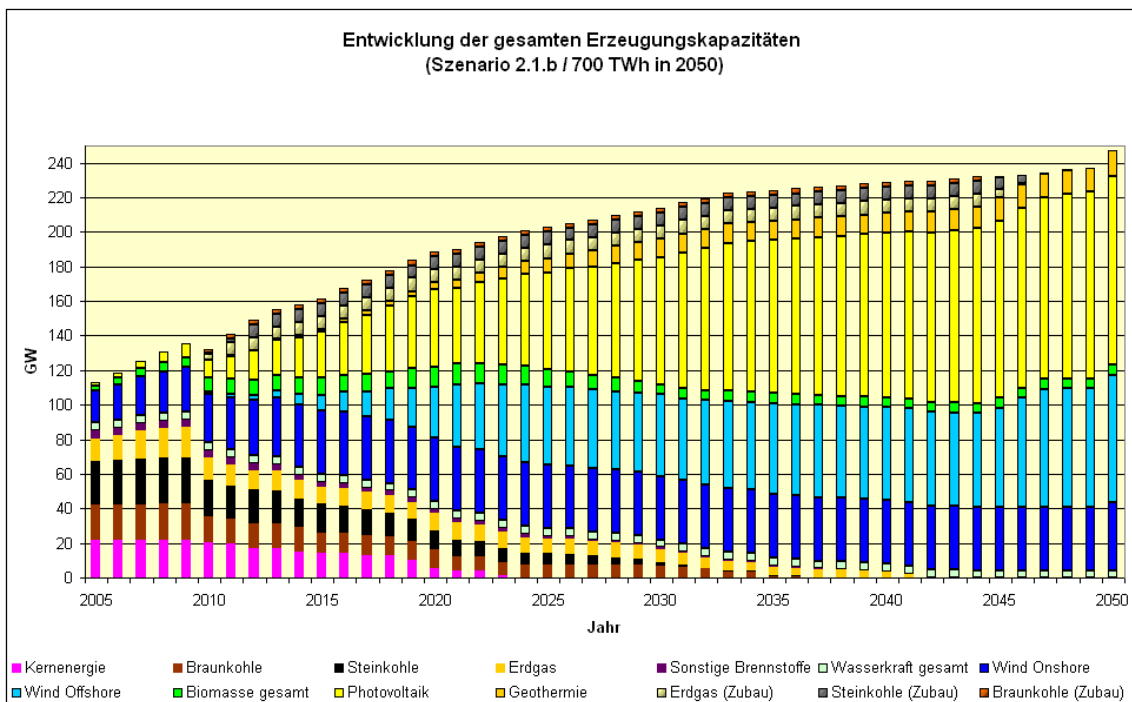
**Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in GW  
(Szenario 2.1.b / 700 TWh/a in 2050)**



Quelle: SRU 2010

Abbildung 4-31

**Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten  
(Szenario 2.1.b / 700 TWh in 2050)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

## **4.5 Ausbau der Energieinfrastruktur mit Netzen und Speichern**

### **4.5.1 Begründung des Bedarfs**

**226.** Das von der Natur vorgegebene, stark variierende Angebot von Wind- und Sonnenenergie kann lokal zu großen Schwankungen in der Elektrizitätserzeugung durch erneuerbare Energien führen. Da zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität die Elektrizitätserzeugung jederzeit die nachgefragte Strommenge decken muss, ist ein Ausgleich des schwankenden Angebots aus diesen regenerativen Energiequellen zur Deckung der verbleibenden Nachfrage, der sogenannten Residuallast, erforderlich. Übersteigt die Elektrizitätserzeugung aus diesen regenerativen Energiequellen die Nachfrage, kann entweder die Produktion abgeregelt werden oder die praktisch kostenlose Überschussproduktion kann für eine spätere Nutzung gespeichert werden. Für diesen Ausgleich steht bereits heute eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung, die unter den folgenden Ausgleichsoptionen zusammengefasst werden können:

- Ausgleich durch Energiespeicherung,
- Ausgleich durch großräumigen Stromverbund,
- Ausgleich durch regelbare Kraftwerke,
- Ausgleich durch Lastverschiebung.

Die genannten Optionen können in unterschiedlicher Kombination zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage eingesetzt werden. Welche Kombination dabei unter den gegebenen Randbedingungen die kostengünstigste Elektrizitätsversorgung gewährleistet, kann durch technisch-ökonomische Optimierungsmodelle wie beispielsweise das Modell REMix des DLR (2010a) oder das Modell von CZISCH (2009) berechnet werden. Nachfolgend soll der erforderliche Speicher- und Netzausbau, der sich aus den Ergebnissen der Modellrechnungen ergibt, dargestellt werden. In Kapitel 4.6 werden Ausgleichsoptionen durch regelbare Kraftwerke sowie das Systemverhalten des deutschen Kraftwerkparks diskutiert. Für den Ausgleich durch Lastverschiebung (sog. dispatchable loads) wird angenommen, dass er vor allem als Systemdienstleistung eingesetzt wird, weil die Kapazitäten verhältnismäßig gering sind und überdies schwer zu erschließen (max. Potenzial der deutschen energieintensiven Industrie: ca. 2,9 GW (GRIMM 2007, S. 16)). Systemdienstleistungen und technische Netzstabilität werden in diesem Sondergutachten nicht vertieft betrachtet (siehe dazu folgende Textbox).

## Systemdienstleistungen

Gemäß dem „TransmissionCode 2007“ für Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vom August 2007 (BERNDT et al. 2007, S. 49) werden Systemdienstleistungen in der Elektrizitätsversorgung als Leistungen definiert, die für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlich sind. Sie müssen von den ÜNB für die Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer zusätzlich zur Elektrizitätsübertragung und -verteilung erbracht werden und sichern damit die Qualität der Stromversorgung. Darunter fallen die Leistungen:

- Frequenzhaltung,
- Spannungshaltung,
- Versorgungswiederaufbau,
- System-/Betriebsführung.

Da der ÜNB für einen sicheren Netzbetrieb die Kontrolle über alle Systemdienstleistungen haben muss, legt er entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen mit den Anbietern fest, wer wann welche Vorleistungen zu erbringen hat.

Zur Frequenzhaltung setzen die ÜNB Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung gemäß den Regeln der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ein und halten entsprechende Regelleistung im Rahmen ihrer Systemverantwortung vor. Zur Erbringung dieser Regelenergiearten müssen die Anbieter einheitliche vom ÜNB vorgegebene Präqualifikationsanforderungen erfüllen.

Die Spannungshaltung erfordert vom zuständigen ÜNB die Koordination des eigenen mit den verbundenen Übertragungs- und Verteilnetzen sowie mit den angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Verbrauchern. Dabei ist er insbesondere verpflichtet, ein Gleichgewicht von Bedarf und Erzeugung an Blindleistung herzustellen.

Der ÜNB hat die Verantwortung zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach Großstörungen. Der sogenannte Versorgungswiederaufbau kann in Zusammenarbeit mit angrenzenden Netzbetreibern und Betreibern von Erzeugungsanlagen erfolgen. Zur Erbringung dieser Systemdienstleistung vereinbart der ÜNB mit Anbietern von netzinselbetriebsfähigen und schwarzstartfähigen Anlagen die Vorhaltung der technischen Einrichtungen.

Mit dem Ziel die Netzstabilität auch bei hohen Anteilen von Windenergie zu verbessern hat der Gesetzgeber die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) verabschiedet. Gemäß dieser Verordnung sollen für neue Windenergieanlagen bestimmte technische Anforderungen an die Spannungshaltung im Netzfehlerfall am Netzverknüpfungspunkt (NVP) mit einem Bonus

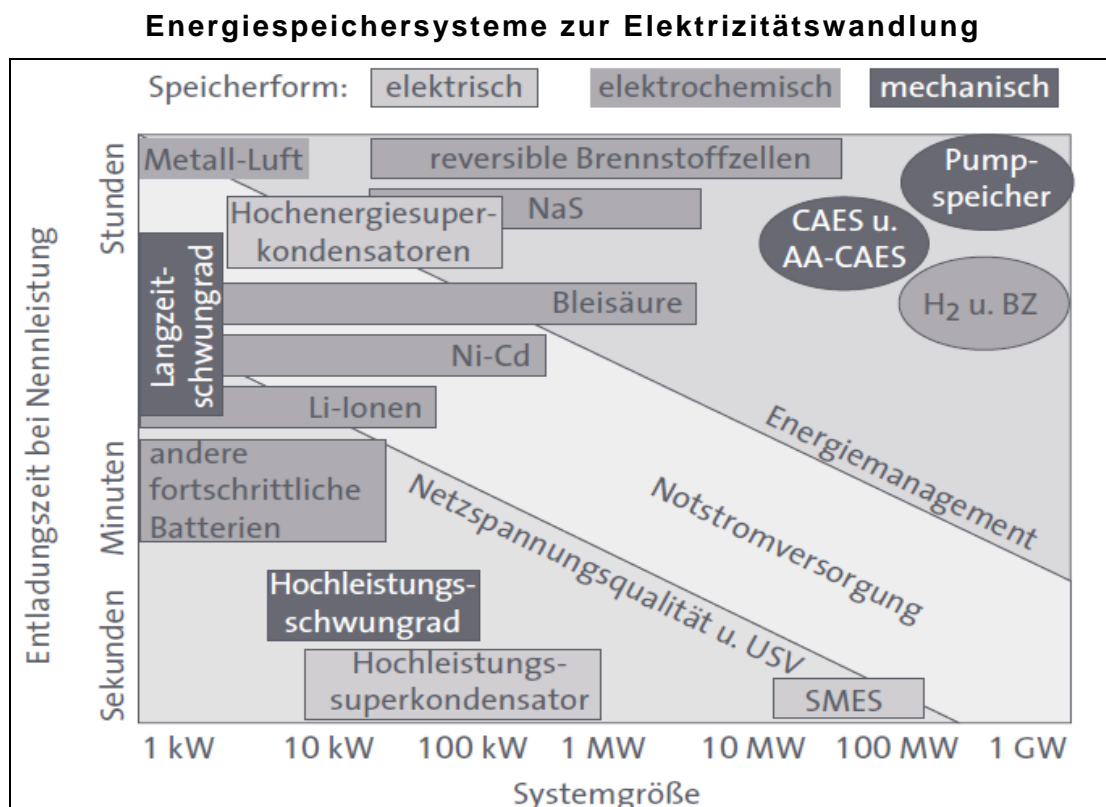
vergütet werden. Auch ohne Vergütung sind die Betreiber aller Windkraftanlagen, die ab April 2011 ans Netz gehen verpflichtet, die Anforderungen zu erfüllen. Liegt der NVP im Bereich des Mittelspannungsnetzes so gelten die Anforderungen der „BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008“, liegt er im Bereich des Hochspannungsnetzes so werden die Anforderungen im „TransmissionCode 2007“ geregelt.

## 4.5.2 Speicher

**227.** Die im elektrischen Strom enthaltene Energie ist aufgrund der leitergebundenen Ladungsbewegung mit nahezu Lichtgeschwindigkeit nur im Moment der Erzeugung nutzbar. Eine Speicherung, also die zeitliche Entkoppelung von Erzeugung und Nutzung der elektrischen Energie ist deshalb nur möglich, wenn sie in eine andere Energieform umgewandelt wird. Dafür wurden im Laufe der Zeit zahlreiche Technologien entwickelt, die sich je nach Eigenschaft des Energiespeichers für unterschiedliche Anwendungen eignen. Die wichtigsten technischen Eigenschaften zur Beurteilung von Energiespeichern sind Speicherkapazität, Speicherleistung, Wirkungsgrad, Speicherverluste, Leistungsdichte, Leistungsgradient und Lebensdauer. Darüber hinaus sind noch die erschließbaren Gesamtpotenziale sowie die Kosten der Speicherung relevant.

Einen Überblick über die vorhandenen Energiespeichersysteme, ihre Eigenschaften und möglich Anwendungen gibt Abbildung 4-32.

Abbildung 4-32



Der Einsatz von Energiespeichern im Stromnetz reicht von der Sekundenreserve (Primär- und Sekundärregelung im Rahmen der Systemdienstleistung) und unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV) bis hin zu Tages-, Wochen- und Jahreslastausgleich. Tabelle 4-8 zeigt dazu die Eignung der unterschiedlichen Technologien:

Tabelle 4-8

### Eignung unterschiedlicher Speichertechnologien

	Sekundenreserve	USV	Tageslastausgleich	Wochen-/ Jahreslastausgleich
Pumpspeicherkraftwerk	-	-	++	+
Druckluftspeicherkraftwerk (CAES)	-	-	++	+
Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk (AA-CAES)	-	-	++	0
Wasserstoff	-	-	0	0
Akkumulatoren	0	++	+ / ++ <sup>1)</sup>	- / 0 <sup>1)</sup>
Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES)	++	+	-	-
Elektrochemische Kondensatoren	++	+	-	-
Schwungräder	++	+	-	-
++ gut geeignet, + geeignet, 0 prinzipiell möglich, - nicht anwendbar, 1) Redox-Flow-Batterien				
Quelle: NEUPERT et al. 2009				

Da in diesem Gutachten die Energiespeicherung diskutiert wird, die nötig ist, um bis zum Jahr 2050 Deutschland und Europa vollständig mit Strom aus regenerativen Energiequellen zu versorgen, sind insbesondere Technologien mit großer Speicherkapazität (Energieinhalt) für die Nutzung zum Tages-, Wochen- und Jahreslastausgleich von Interesse. Für diese Einsatzbereiche sind insbesondere die folgenden Energieformen bzw. Speicherverfahren relevant (LEONHARD et al. 2008, S. 21):

- potenzielle Energie mit Pumpspeichern,
- mechanische Energie mit Druckluftspeichern,
- chemische Energie zum Beispiel mit Wasserstoff (-Verbindungen) und
- elektrochemische Energie mit Batterien.

### Speichertechnologien

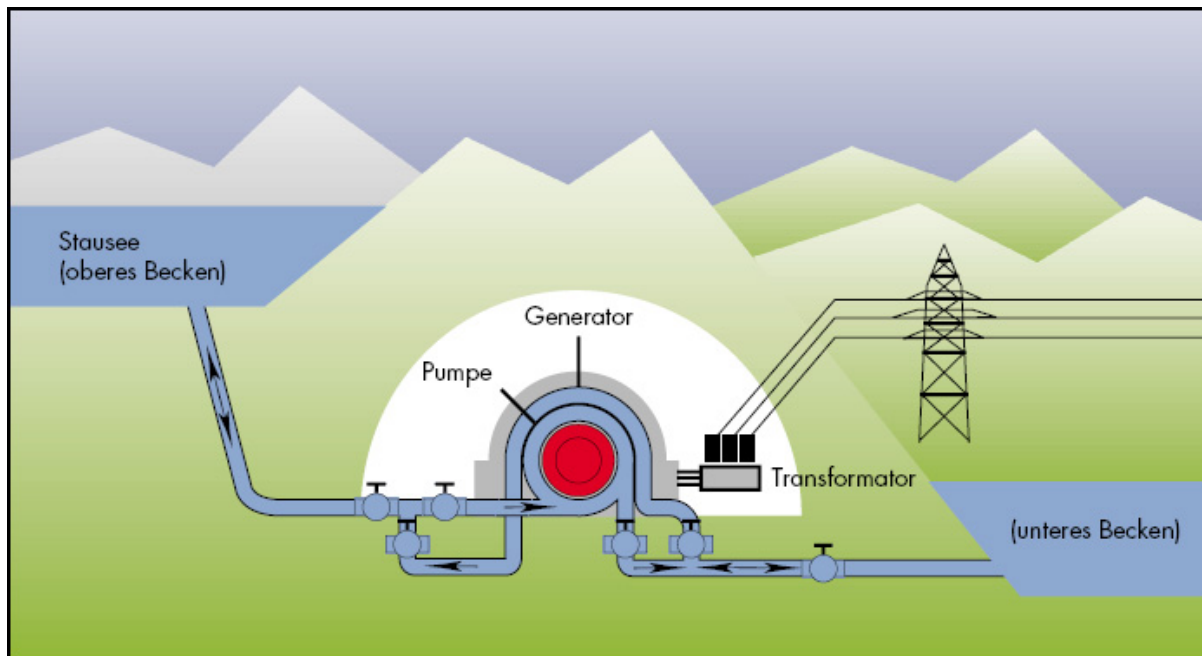
**228.** *Pumpspeicherkraftwerke* sind Wasserkraftwerke, die neben dem Generatorbetrieb auch für einen Pumpbetrieb ausgelegt sind. Ist das Angebot an Elektrizität im Markt größer als die Nachfrage, kann überschüssige elektrische Energie genutzt werden, um mithilfe der Pumpe Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken zu pumpen. Zu einem späteren Zeitpunkt, beispielsweise in Spitzenlastzeiten, kann das Kraftwerk die gespeicherte Lageenergie im Generatorbetrieb wieder in Elektrizität wandeln und ins Stromnetz



einspeisen. Abbildung 4-33 veranschaulicht die Funktionsweise eines Pumpspeichers am Beispiel des Pumpspeicherkraftwerks Herdecke.

Abbildung 4-33

### Prinzip und Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks



Quelle: BINE Informationsdienst 2003

Deutschland verfügt gegenwärtig über eine installierte Pumpspeicherleistung von circa 7 GW und einer gesamten Speicherkapazität von circa 0,040 TWh (LEONHARD et al. 2008, S. 21; OERTEL 2008, S. 35). Die Wirkungsgrade der Anlagen liegen zurzeit im Bereich von 70 bis 80 % (NEUPERT et al. 2009, S. 133).

Aufgrund von topografischen Gegebenheiten (nur geringer Anteil von Hochgebirge an der Landesfläche) und infolgedessen notwendigen erheblichen Eingriffen in die Natur für den Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke muss das zusätzliche Potenzial in Deutschland nach Auffassung des SRU als eher gering eingeschätzt werden.

Europäische Potenziale sind vor allem in Skandinavien und den Alpenregionen zu finden. Allein Norwegen besitzt Speicherkraftwerke mit einer Speicherkapazität von bis zu 84 TWh (Nord Pool ASA 2010a), die zu erheblichen Teilen durch den Bau von Steigleitungen und den Einbau zusätzlicher Pumpen in Pumpspeicherkraftwerke umgewandelt werden können. Auch Schweden verfügt über Speicherwasserkraftwerke mit Speicherkapazitäten von fast 34 TWh (Nord Pool ASA 2010b).

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den Annahmen in den vorgestellten Szenarien über Pumpspeicherkraftwerke sind in Tabelle 4-9 aufgelistet.

Tabelle 4-9

### Technische und wirtschaftliche Parameter zu Pumpspeichern

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Technische Parameter</b>						
Gesamtwirkungsgrad	%	80	80	80	80	80
Verluste pro Stunde	1/h	0	0	0	0	0
Speicherkapazität pro installierter Leistung	kWh/kW	8	8	8	8	8
Verfügbarkeit	%	98	98	98	98	98
<b>Wirtschaftliche Parameter</b>						
Investitionskosten des Energiewandlers	€/kW	1600	1600	1600	1600	1600
Fixe Betriebskosten des Energiewandlers pro Investition	%	1	1	1	1	1
Fixe Betriebskosten des Energiewandlers absolut	€/kW	16	16	16	16	16
Lebensdauer des Energiewandlers	a	20	20	20	20	20
Investitionskosten des Speichers	€/kW	0	0	0	0	0
Fixe Betriebskosten des Speichers absolut	€/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lebensdauer des Speichers	a	60	60	60	60	60
Variable Betriebskosten	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Quelle: DLR 2010a						

Konventionelle *Druckluftspeicherkraftwerke* (CAES – Compressed Air Energy Storage) sind Gasturbinenkraftwerke, die mithilfe von elektrisch betriebenen Kompressoren überschüssige elektrische Energie nutzen, um damit Umgebungsluft zu komprimieren und in Salzkavernen oder Aquiferen zu speichern. In Spitzenlastzeiten kann dann die komprimierte Luft einer Gasturbine zugeführt werden, um damit wieder elektrischen Strom zu erzeugen. Die gespeicherte Druckluft ersetzt damit bei der konventionellen Gasturbine die Verdichterstufe, die bei gewöhnlichem Betrieb bis zu zwei Drittel der eingesetzten Energie des Kraftwerks verbraucht (CROTOGINO 2003, S. 4).

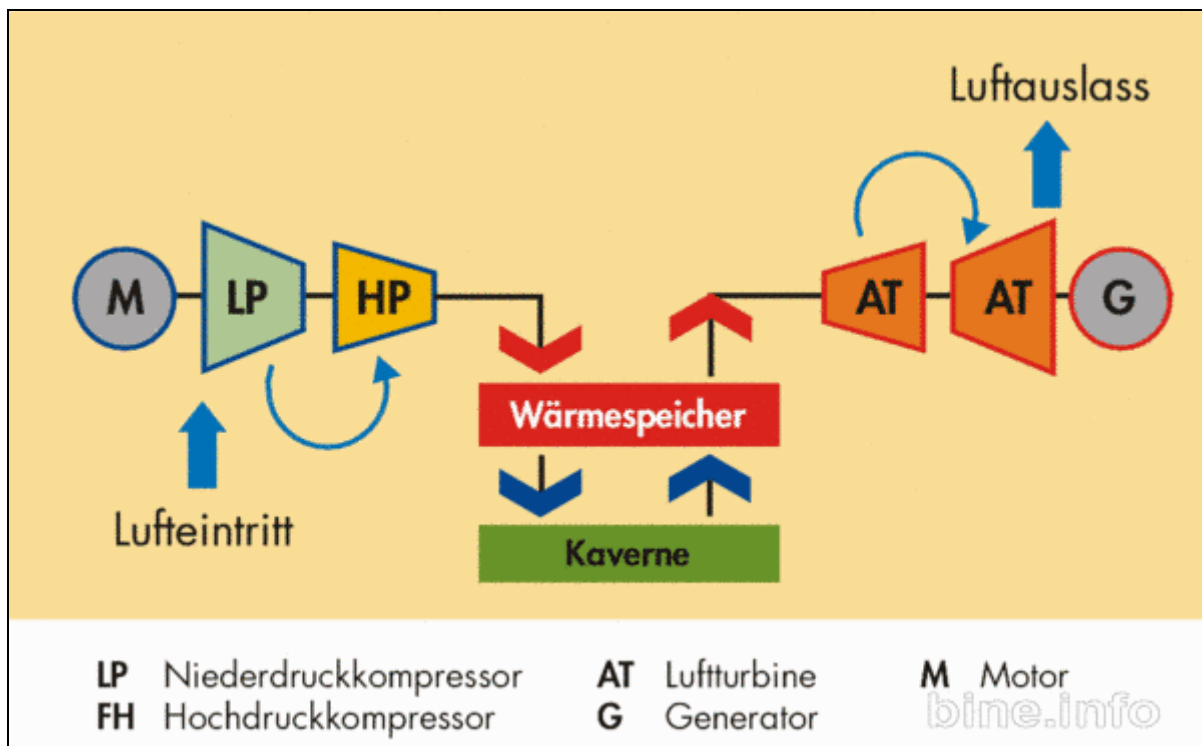
Im Vergleich zu Pumpspeichern ist bei konventionellen Druckluftspeicherkraftwerken der zusätzliche Einsatz von Brennstoff erforderlich, da die bei der Kompression entstehende Wärme an die Umgebung abgegeben wird und die abgekühlte gespeicherte Druckluft vor ihrer Nutzung in der Elektrizitätserzeugung auf eine Temperatur von mehreren hundert Grad erhitzt werden muss. Es wird dadurch für CAES-Anlagen nur ein Wirkungsgrad von unter 55 % erzielt (CROTOGINO 2003, S. 4).

Zur Wirkungsgradverbesserung werden zurzeit sogenannte *adiabate Druckluftspeicher* entwickelt (AA-CAES – Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage), die die Kompressionswärme in Wärmespeichern zwischenspeichern, um die komprimierte Druckluft vor der Nutzung wieder zu erhitzen. Hierbei wird kein zusätzlicher Brennstoff benötigt (Abbildung 4-34). Der Wirkungsgrad dieser Druckluftspeicher kann auf circa 70 % erhöht werden (NEUPERT et al. 2009, S. 129). Das Projekt ADELE von RWE, DLR und weiteren Partnern soll die adiabate Druckluftspeichertechnik weiterentwickeln. Eine Demonstrationsanlage soll frühestens bis zum Jahr 2016 in Betrieb gehen (RWE Power

2010, S. 6). Nach Angaben von RWE wird eine kommerzielle Anlage im täglichen Ein- und Ausspeicherbetrieb etwa eine Energiemenge von 1.000 MWh<sub>el</sub> speichern und mehrere Stunden lang mit einer Leistung von etwa 300 MW elektrische Energie erzeugen können (RWE Power 2010, S. 6).

Abbildung 4-34

#### Schema eines adiabaten Druckluftspeichers (AA-CAES)



Quelle: BINE Informationsdienst 2007

Bisher sind jedoch in Deutschland noch keine adiabatischen Druckluftspeicher im Einsatz. Das einzige konventionelle Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerk in Deutschland, das Spitzenlastkraftwerk Huntorf der E.ON AG, ist seit 1978 in Betrieb und verfügt bei einem Speichervolumen von 300.000 m<sup>3</sup> über eine Leistung von 321 MW. Das Speichervolumen entspricht unter den technischen Bedingungen des Kraftwerks Huntorf etwa 642 MWh<sub>el</sub>. Die bisher in Deutschland vorhandenen Druckluftspeicherkapazitäten sind damit im Vergleich zum erforderlichen Speicherbedarf in der Größenordnung von Terrawattstunden praktisch unbedeutend. Zukünftige Potenziale werden aufgrund der zahlreichen Vorkommen von Salzstöcken vor allem in Norddeutschland auf eine gesamte Speicherkapazität von bis zu 3,5 TWh geschätzt (EHLERS 2005, S. 4). Die Potenzialanalysen wurden im Rahmen unveröffentlichter Arbeiten an der Universität Flensburg untersucht und entsprechen einer ersten Abschätzung. Um fundierte Erkenntnisse zu erlangen, müssen weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den Annahmen in den vorgestellten Szenarien über adiabatische Druckluftspeicher sind in Tabelle 4-10 aufgelistet.

Tabelle 4-10

**Technische und wirtschaftliche Parameter zu AA-CAES-Anlagen**

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Technische Parameter</b>						
Gesamtwirkungsgrad	%	70	78	78	80	80
Wärme- und Druckverluste pro Stunde	1/h	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Verfügbarkeit	%	95	95	95	95	95
<b>Wirtschaftliche Parameter</b>						
Investitionskosten des Energiewandlers	€/kW	310	300	300	290	280
Fixe Betriebskosten des Energiewandlers pro Investition	%	2	1	1	1	1
Fixe Betriebskosten des Energiewandlers absolut	€/kW	6,2	3	3	2,9	2,8
Lebensdauer des Energiewandlers	a	25	25	25	25	25
Investitionskosten der Kaverne/Container	€/kWh	50	50	50	50	50
Fixe Betriebskosten der Kaverne	%	2	1	1	1	1
Fixe Betriebskosten der Kaverne absolut	€/kWh	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Lebensdauer der Kaverne	a	40	40	40	40	40
Variable Betriebskosten	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Quelle: DLR 2010a						

Überschüssige elektrische Energie kann auch mithilfe von Elektrolyse in *Wasserstoff* gewandelt, anschließend verdichtet und gespeichert werden. Für die Speicherung bieten sich konventionelle Gasspeicher in Kavernen oder Aquiferen an. Dabei kann jedoch aufgrund der höheren Energiedichte mit Wasserstoff circa die 60-fache Nutz-Energiemenge in vergleichbaren Kavernen gespeichert werden, wie das mit Druckluftspeichern der Fall ist (LEONHARD et al. 2008, S. 25). Zur Rückumwandlung in elektrische Energie können grundsätzlich Gasturbinen, -motoren oder Brennstoffzellen eingesetzt werden. Für den gesamten Speicherprozess mit Elektrolyse, Verdichtung und Rückumwandlung in der Brennstoffzelle ist heute ein Wirkungsgrad von circa 44 % möglich (DLR 2010a).

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den Annahmen in den vorgestellten Szenarien über die Wasserstoffspeicherung und Elektrizitätsrückgewinnung mit Brennstoffzellen sind in Tabelle 4-11 aufgelistet.

Trotz des niedrigen Wirkungsgrades der gesamten Prozesskette ist diese Technologie zukünftig zur Speicherung von erneuerbaren Energien interessant, da zum einen national große Speicherkapazitäten erschlossen werden können und zum anderen der erneuerbar erzeugte Wasserstoff Sektor übergreifend, also auch im Verkehr, Wärmebereich oder in der Industrie, eingesetzt werden kann.

Tabelle 4-11

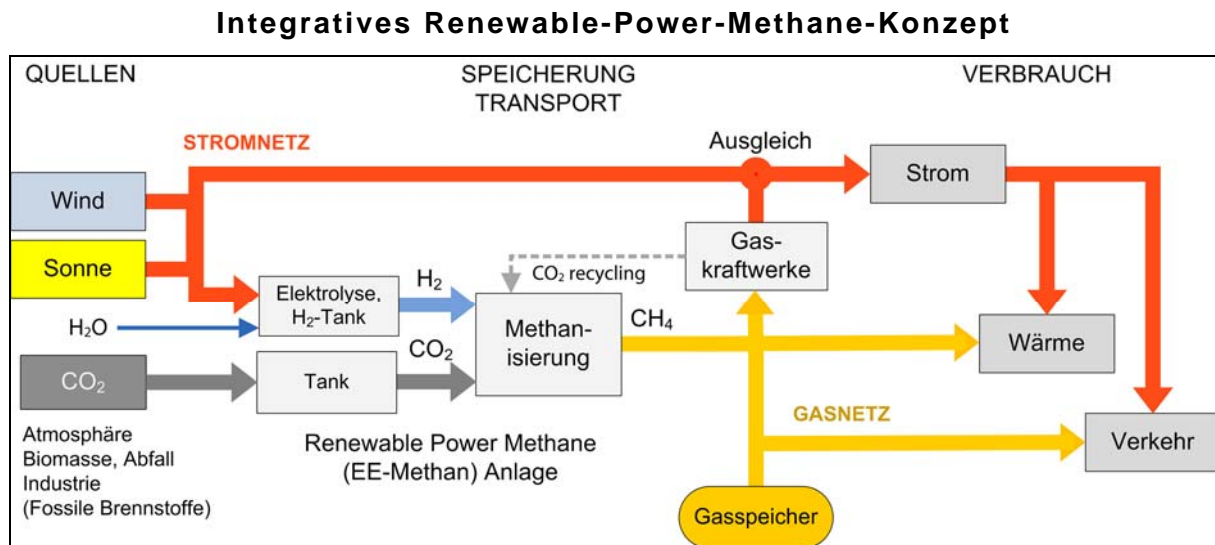
**Technische und wirtschaftliche Parameter zur Wasserstoffspeicherung**

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Technische Parameter</b>						
Gesamtwirkungsgrad	%	44	46	47	48	49
Verluste pro Stunde	1/h	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Speicherkapazität pro installierter Leistung	kWh/kW	200	200	200	200	200
Verfügbarkeit	%	95	95	95	95	95
<b>Wirtschaftliche Parameter</b>						
Investitionskosten des Energiewandlers	€/kW	1500	1500	1500	1500	1500
Fixe Betriebskosten des Energiewandlers pro Investition	%	2	1	1	1	1
Fixe Betriebskosten des Energiewandlers absolut	€/kW	30	15	15	15	15
Lebensdauer des Energiewandlers	a	5	5	5	5	5
Investitionskosten des Speichers	€/kW	50	50	50	50	50
Fixe Betriebskosten des Speichers absolut	€/kWh	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Lebensdauer des Speichers	a	20	20	20	20	20
Variable Betriebskosten	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Quelle: DLR 2010a						

Wird dem Sektor übergreifenden Systemansatz mehr Gewicht beigemessen, bietet insbesondere das *Renewable-Power-Methane* (RPM)-Konzept (STERNER 2009) (Abb. 4-35) eine interessante Alternative bzw. Erweiterung zur Wasserstoffspeicherung. Das vom Fraunhofer IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) entwickelte Konzept basiert auf der Methanisierung von Wasserstoff, der mithilfe regenerativ erzeugter Elektrizität gewonnen wird.

Obwohl das RPM-Konzept bis zum Prozessschritt der Methanspeicherung einen Wirkungsgrad von circa 60 % und bei Rückverstromung über die gesamte Prozesskette nur einen Wirkungsgrad von circa 36 % erreicht, bietet es entscheidende Vorteile aufgrund der multifunktionalen Einsetzbarkeit und der hohen Energiedichte des erzeugten Methans (CH<sub>4</sub>), die etwa bei dem Fünffachen des Wertes von Wasserstoff liegt. Durch die Verknüpfung des Stromnetzes mit dem Erdgasnetz und der dafür, im Gegensatz zur Wasserstoffwirtschaft, bereits vorhandenen Infrastruktur im Bereich Wärme, Verkehr und Industrie stehen enorme Nutzungspotenziale zur Verfügung.

Abbildung 4-35



Quelle: STERNER und SCHMID 2009

Da die Gesamtpotenziale von Akkumulatoren zur langfristigen Energiespeicherung mit den dafür benötigten großen Speicherkapazitäten im Verhältnis zu Pump-, Druckluft- und Wasserstoffspeichern als eher gering eingeschätzt werden, sind sie bei den Szenariorechnungen für das vorliegende Gutachten nicht berücksichtigt worden. Der zukünftige Einsatz von Akkumulatoren wird im Rahmen der Netzanwendung überwiegend im Bereich der Systemdienstleistung gesehen.

Die Rolle von Speichern in den SRU-Szenarien

**229.** Die folgenden Ausführungen stellen dar, welche Rolle die Energiespeicherung in den SRU-Szenarien spielt und welche Formen der Speicherung genutzt werden. Sie legen dabei einen Schwerpunkt auf die zweite Szenarienfamilie (regenerative Vollversorgung im Verbund mit Norwegen und Dänemark) und gehen umfassend auf die notwendigen Schritte zur Erschließung der skandinavischen Pumpspeicherkapazitäten ein. Aus Sicht des SRU wird die Zusammenarbeit mit Norwegen und anderen skandinavischen Ländern mit hoher Wahrscheinlichkeit notwendig sein und ist auch dann eine robuste Strategie, wenn langfristig ein größerer europäischer Stromverbund realisiert wird. Die Rolle der Energiespeicherung in den Szenarienfamilien 1 (vollständige Selbstversorgung Deutschlands) und 3 (europäisch-nordafrikanischer Stromverbund) wird zum Vergleich ebenfalls kurz erläutert.

In dem als theoretische Referenz gedachten Szenario 1.a (vollständige Selbstversorgung bei Nachfrage von 500 TWh) werden notwendigerweise im Jahr 2050 die Potenziale zur Energiespeicherung in Deutschland stark genutzt. Insgesamt werden über das Jahr circa 50 TWh elektrische Energie in Form von Druckluft eingespeichert und nach Verlusten circa 34 TWh wieder in das Netz eingespeist. Pumpspeicherkapazitäten werden in der Jahressumme mit circa 1,2 TWh Einspeicherung und circa 1 TWh Ausspeicherung genutzt.

Die energetische Differenz zwischen Ein- und Ausspeicherung entsteht durch Umwandlungs- und Speicherverluste und kann daher dem System nicht wieder zugeführt werden.

**230.** Von den geschätzten Druckluftspeicherpotenzialen in Deutschland in Höhe von 3,5 TWh (EHLERS 2005) werden in Szenario 1.a maximal 1,4 TWh (Differenz zwischen minimalem und maximalem Speicherfüllstand) in Anspruch genommen. Dabei bewegt sich die Speicherarbeit im Verlauf des Jahres bis auf wenige Wochen sogar nur in einer Bandbreite von 0,8 TWh, was bei einer entsprechenden Optimierung die Möglichkeit einer Verringerung der benötigten Gesamtspeicherkapazität eröffnet. Die maximal genutzte Pumpspeicherkapazität ist mit weniger als 0,05 TWh nur geringfügig größer als die bereits heute in Deutschland vorhandene Kapazität zur Pumpspeicherung. In diesem Ergebnis spiegelt sich die Modellannahme wieder, dass in Deutschland keine zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden.

Trotz des forcierten Einsatzes von Druckluftspeichern muss in diesem Szenario eine installierte regenerative Erzeugungsleistung von 230 GW vorgehalten werden, damit die Nachfrage versorgungssicher gedeckt werden kann (Tab. 3-5). Dies führt jedoch zu einem im Inland nicht nutzbaren Überangebot an (kostenloser) regenerativer Energie in Höhe von 53 TWh, das abgeregelt werden muss. Bei einer angenommenen Inlandsstromnachfrage von 500 TWh entspricht dies einem Anteil von mehr als 10 %. Da das Überangebot vorwiegend in Starkwindzeiten entsteht, kann eine Überproduktion technisch durch Abregelung der Windenergieerzeugung vermieden werden. Ökonomisch führt dies jedoch zu höheren durchschnittlichen Stromerzeugungskosten und damit zu einer teureren Elektrizitätsversorgung.

Im Szenario 2.1.a wird die Autarkierestriktion gelockert und eine Kooperation mit Dänemark und Norwegen simuliert, in der ein Energieaustausch von maximal 15 % der Jahresarbeit zugelassen ist. Als Folge werden die möglichen Kapazitäten der Druckluftspeicherung in Deutschland deutlich weniger genutzt. Die Jahressumme der Einspeicherung sinkt von 50 auf 5,7 TWh, während die Summe der Ausspeicherung von 34 auf 4,3 TWh sinkt. Der Großteil der erforderlichen Speicherarbeit wird in diesem Szenario von den kostengünstigeren Pumpspeichern Norwegens übernommen. Die in Deutschland notwendige installierte Erzeugungsleistung kann durch die Kooperation von 230 GW (Szenario 1.a) auf 163 GW gesenkt werden. Das jährliche Energieüberangebot wird damit von 53 TWh auf 0,8 TWh reduziert. Schon durch die begrenzte Kooperation mit Norwegen und Dänemark besteht die Möglichkeit, die Stromversorgung für Deutschland ökonomisch vorteilhafter zu gestalten als unter der Bedingung der vollständigen Energieautarkie. Dänemark ist unter den Bedingungen des Szenarios 2.1.a, das keine Nettoimporte zulässt, praktisch nur Durchleitungsland. Den Kern der Kooperation stellen die norwegischen Speichermöglichkeiten dar.

Für die Energiekooperation mit Norwegen erscheint aus technisch-ökonomischer Sicht ein dreistufiges Vorgehen im Zeitraum bis zum Jahr 2050 sinnvoll:

- 1. Stufe: Nutzung des norwegischen Elektrizitätsverbrauchs als Lastsenke,
- 2. Stufe: zusätzliche Nutzung der vorhandenen norwegischen Pumpspeicherleistung,
- 3. Stufe: zusätzlicher Ausbau der vorhandenen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken und Erweiterung der Turbinenleistung.

In der 1. Stufe kann überschüssige in Deutschland erzeugte regenerative Elektrizität dazu genutzt werden, um einen Teil des Bedarfs in Norwegen zu decken und damit den Betrieb von Wasserkraftwerken zu ersetzen. Das nicht genutzte Wasservolumen kann zu anderen Zeiten für den Export von Elektrizität nach Deutschland genutzt werden. Als minimale Last des norwegischen Versorgungsgebiets stehen dafür dauerhaft gut 7 GW zur Verfügung (dieser Wert wurde zwischen den Jahren 2000 und 2010 nicht unterschritten; Statistics Norway 2010b). Die „Lastsenke Norwegen“ eignet sich vor allem deshalb besonders gut, da durchschnittlich mehr als 95 % (Statistics Norway 2010a) der norwegischen Elektrizitätserzeugung aus Speicherwasserkraftwerken stammen, welche praktisch ohne Zusatzkosten abgegolten werden können. Im Gegensatz zur Windkraft geht die nicht abgerufene Energie nicht verloren, das Wasser bleibt gespeichert. Da für diese Stufe der Kooperation – abgesehen von der Erweiterung der Transportkapazitäten – keine zusätzlichen Investitionen notwendig sind, kann mit dieser Stufe bereits begonnen werden, sobald in Deutschland die regenerativen Erzeugungsspitzen die nationale Nachfrage übersteigen und Transportkapazitäten in entsprechender Größenordnung geschaffen werden.

Zurzeit besteht die Möglichkeit, über Dänemark eine Leistung von circa 1,5 GW mit Norwegen auszutauschen. Zusätzlich sind die beiden deutsch-norwegischen Verbindungsleitungen NORD.LINK (geplante Inbetriebnahme 2018) und NorGer (geplante Inbetriebnahme 2015) mit jeweils 1,4 GW Leistung in Planung (FAGERHOLM et al. 2010, S. 61). Um die Stromsenke von 7 GW vollständig nutzen zu können, müssten zusätzlich zu diesen Planungen weitere Leitungen mit einer Kapazität von circa 2,7 GW zwischen Deutschland und Norwegen gebaut werden.

Auch die 2. Stufe der Kooperation erfordert neben dem Netzausbau keine weiteren Investitionen, da nur vorhandene norwegische Pumpspeicherkapazitäten genutzt werden. Allerdings ist das Volumen dieser Lastsenke durch die vorhandene Pumpspeicherleistung von circa 1 GW (NVE 2010) begrenzt. Auf diese Senke wird immer dann zurückgegriffen, wenn die überschüssige regenerative Erzeugungsleistung in Deutschland die Lastsenke des Stromverbrauchs in Norwegen (1. Stufe) übersteigt. Sie wird nur in dieser Situation in Anspruch genommen, da aufgrund der Pump- und Erzeugungsverluste höhere Kosten für die Speicherung als für die ersetzte Produktion der 1. Stufe anfallen.



Sind die ersten zwei Ausbaustufen zur Nutzung und Speicherung der Überschussleistung aus Deutschland nicht mehr ausreichend, so ist es in der 3. Ausbaustufe möglich, das norwegische Pumpspeicherpotenzial durch den Umbau von Speicherwasserkraftwerken in Pumpspeicherkraftwerke sukzessive auszuschöpfen. Die meisten der circa 370 norwegischen Wasserspeicherkraftwerke bestehen aus einem System mehrerer Seen. Häufig sind in einem solchen System bereits heute verschiedene Ober-, Mittel- und Unterseen durch unterirdische Zuflusstunnels und Druckschächte miteinander verknüpft.

### Pumpspeicher in Norwegen

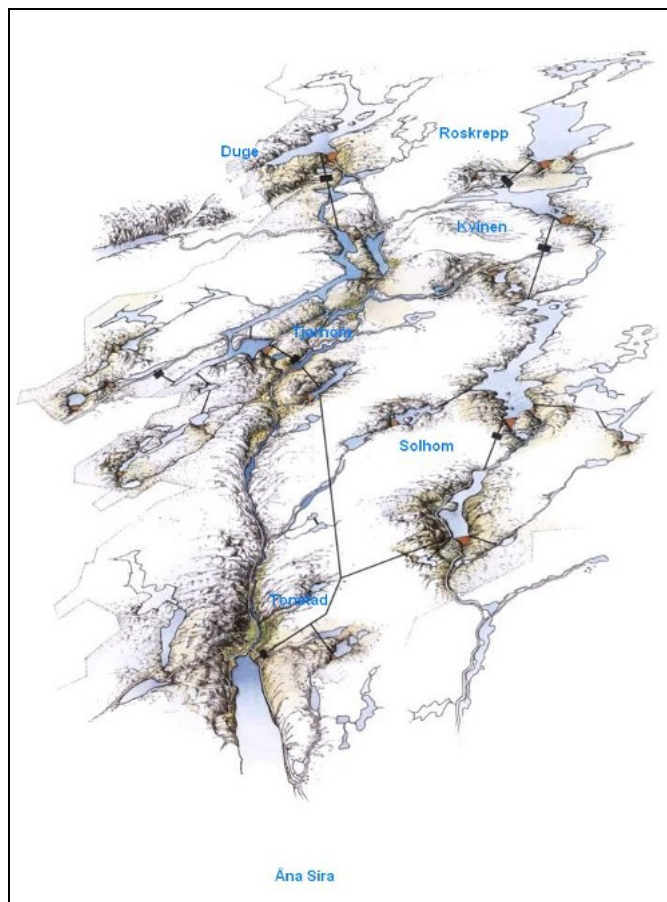
**231.** Norwegens Stromerzeugungssystem unterscheidet sich grundlegend von dem der meisten anderen Staaten. Die Stromerzeugung in Norwegen basiert zu 98,5 % auf Wasserkraft (Statistics Norway 2010a). Dieser hohe Wasserkraftanteil wird durch den geologischen Aufbau Norwegens ermöglicht: Es gibt zahlreiche Flusssysteme, in denen sich eine Vielzahl von Seen befinden. Ein Teil dieser Seen dient als Speicherwasserreservoir für Wasserkraftwerke. Im Unterschied zu Deutschland gibt es in Norwegen viele sehr hoch gelegene Seen mit großen Speichervolumina. Etwa vierzig Prozent der Landesfläche liegen oberhalb von 600 m ü. NN. Süßwasserseen machen fünf Prozent der Landesfläche aus (Energi Norge und EnergiAkademiet 2010).

Bei den großen Wasserkraftwerken in Norwegen handelt es sich überwiegend nicht um Laufwasser-, sondern um Speicherwasserkraftwerke. Mit Hilfe von Tunneln, die Seen mit großen Höhenunterschieden miteinander verbinden, lässt sich die in den oberen Seen gespeicherte Lageenergie in Turbinen/Generatoren in elektrische Energie umwandeln. Die Speichermenge wird üblicherweise nicht nur in Kubikkilometer und Höhenmeter über Normalnull angegeben, sondern auch als sich daraus ergebende Energiemenge in Terawattstunden (TWh). Im derzeitigen norwegischen System sind 84,3 TWh Speicherkapazität für die Stromproduktion nutzbar (Nord Pool ASA 2010a). Für die Stromproduktion sind zurzeit Turbinen/Generatoren mit einer Gesamtleistung von fast 30 GW im norwegischen System installiert (SSB 2010).

Ein typisches norwegisches Speicherwassersystem ist das Sira-Kvina-System. Es umfasst die Flussläufe von Sira und Kvina im Südwesten Norwegens, in denen – auf unterschiedlichen Niveaus und mit unterschiedlichen Leistungen – insgesamt sieben Kraftwerkstationen liegen. Eine davon, „Tonstad Power Station“, ist mit derzeit 960 MW Produktionsleistung das größte Wasserkraftwerk des Landes (Sira-Kvina kraftselskap 2010, S. 5). Insgesamt sind im Sira-Kvina-System derzeit 1,76 GW Turbinenleistung installiert. Die Speicherkapazität des Systems beträgt 5,6 TWh. Abbildung 4-36 veranschaulicht den Aufbau des Sira-Kvina-Speichersystems.

Abbildung 4-36

### Schematische Darstellung des Sira-Kvina-Speichersystems



Quelle: Sira-Kvina kraftselskap 2010

Derzeit wird die Kraftwerksleistung des Tonstad-Kraftwerks um etwa 1 GW erweitert. Bei diesem Zubau handelt es sich nicht um reine Turbinen, sondern um Turbinen-Pumpen-Kombinationen. Diese ermöglichen sowohl die Stromproduktion beim Abfließen des Wassers vom oberen ins untere Reservoir mithilfe der Turbinen/Generatoren, als auch das Pumpen des Wassers aus dem niedriger gelegenen Reservoir in ein höheres. Damit lässt sich elektrische Energie in Lageenergie umwandeln und somit speichern. Erste überschlägige interne Berechnungen des Betreibers Sira-Kvina kraftselskap kommen zu dem Ergebnis, dass sich unter Berücksichtigung von Restriktionen – beispielsweise durch den Skitourismus im Winter, Naturschutzauflagen und maximal zulässigen Pegeländerungsgeschwindigkeiten – allein im Kraftwerksverbund Sira-Kvina weitere 10 GW Leistung in Form von Pump-/Turbinenleistung in dem System installieren lassen, ohne dass ein einziger zusätzlicher Speichersee gebaut werden müsste.

Mit einer in Norwegen installierten Leistung von mehr als 11 GW (Statkraft 2010, S. 76) ist der norwegische Energieversorger Statkraft der größte Akteur auf dem norwegischen Elektrizitätsmarkt. In seinem Geschäftsbericht 2009 (Statkraft 2010, S. 13) nennt Statkraft als eines von drei strategischen Zielen, zukünftig als europäischer Swing Provider im

Elektrizitätsmarkt agieren zu wollen. Das heißt, die Kraftwerke Statkrafts sollen den Erfordernissen von vermehrt fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Europa angepasst werden. Statkraft geht nach ersten Analysen eines Teils seiner Möglichkeiten von einem potenziellen Kapazitätsausbau vorhandener Kraftwerke um deutlich mehr als 20 GW zusätzlicher Pump- und Produktionsleistung aus, ohne dass weitere Möglichkeiten (Erschließung weiterer Seen als Speicherreservoirs oder Verbindung von Flusssystemen durch weitere Tunnel) analysiert worden sind.

Norwegen ist zudem bereits in die Planung von zwei neuen Übertragungsstrassen vom europäischen Festland und Norwegen involviert. Dabei handelt es sich um die Seekabelprojekte NorGer (NorGer 2010) zwischen Norwegen und Deutschland sowie NORD.LINK zwischen Norwegen und den Niederlanden, die jeweils eine Übertragungskapazität von 1,4 GW haben sollen.

Sowohl bei den Kraftwerksbetreibern vor Ort als auch bei dem großen norwegischen Wasserkraftbetreiber Statkraft besteht große Bereitschaft, das bestehende System für die Möglichkeit der Energiespeicherung umzugestalten. Insgesamt kann konstatiert werden, dass die norwegische Seite stärker an der alsbaldigen Realisierung arbeitet, als das in Deutschland der Fall ist.

Erste Recherchen des SRU haben ergeben, dass alleine die Speicherwasserkraftwerke Tonstad und Kvilldal unter Berücksichtigung von Fallhöhe und Fassungsvermögen der Unterseen ein theoretisches Pumpspeicherpotenzial von etwa 12 TWh aufweisen (bezogen auf einen Umlauf des Speicherinhalts). Da das norwegische System jedoch aus zahlreichen Speicherwasserkraftwerken mit Unterseen besteht, kann davon ausgegangen werden, dass große Teile der vorhandenen Speicherwasserkapazität von 84,3 TWh (Nord Pool ASA 2010a) zu Pumpspeicherkapazität ausgebaut werden können. In Szenario 2.1.a besteht dafür ein maximaler Bedarf von 22 TWh (maximal ein- oder ausgespeicherte Energiemenge).

Zur Erreichung der in Szenario 2.1.a benötigten Ein- und Ausspeicherleistung von circa 50 GW muss neben der Pumpleistung auch die Turbinenleistung der norwegischen Kraftwerke (bisher 22 GW) erweitert werden. Für diesen Ausbau der Speicherwasserkraftwerke sind zusätzliche Investitionen in Form von zusätzlichen Zuflusstunneln, Druckschächten, Pumpen und Turbinen notwendig, die eine langfristige Planungsgrundlage und entsprechende Vorlaufzeiten in der Realisierung erfordern. Nach Einschätzung des SRU ist zu erwarten, dass diese Erweiterungen jeweils schneller realisiert werden können, als der entsprechende Leitungsausbau durch die Nordsee oder der Neubau entsprechender Hochspannungsleitungen von der deutschen Nordseeküste in die deutschen Verbrauchszentren. Der wesentliche Grund für die erwarteten relativ kurzen Vorlauf- und Planungszeiten liegt darin, dass keine neuen Speicherseen angelegt werden müssen und

der größte Teil der Bauvorhaben unterirdisch (Tunnelvortrieb und Kavernenbau für Pumpen und Turbinen) stattfinden kann.

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der benötigten Speicherleistung wurde auf Basis des in Abschnitt 4.4.1 vorgestellten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugungskapazität und der zu deckenden Last in Deutschland ein jeweils möglicher Entwicklungspfad berechnet. Die Kurven in Abbildung 4-37 zeigen die durch Wind oder Photovoltaik erzeugten Leistungsspitzen, welche die in der Simulation berechnete minimale deutsche Netzlast von 35 GW beziehungsweise die maximale Last von 81 GW übersteigen. Die resultierende Überschussleistung ist damit ein Indikator für die Notwendigkeit des Ausbaus von Speicherleistung und grenzüberschreitender Übertragungskapazität. Hierbei überzeichnet Abbildung 4-37 allerdings die ökonomisch sinnvoll zu befriedigende Nachfrage, da jede Überschussleistung berücksichtigt wird, auch wenn sie nur in einer Stunde des Jahres auftritt. Seltene Lastspitzen führen aber nicht zur ökonomisch notwendigen Auslastung von Speichern oder Übertragungsleistungen. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die erforderlichen Leistungen in der Übergangszeit nicht unerheblich unter den in Abbildung 4-37 ausgewiesenen Kapazitäten liegen werden. Im Jahr des Zielszenarios liegen den berechneten Speichern und Übertragungsleistungen allerdings technisch-ökonomische Optimierungsrechnungen zugrunde, sodass die für das Zieljahr ausgewiesenen Kapazitäten nicht überschätzt sind. Da für Szenario 2.1.a nur der Elektrizitätsaustausch mit Dänemark und Norwegen zugelassen ist, wird die gesamte im Szenario für 2050 berechnete Überschussleistung von 42 GW nach Dänemark und Norwegen übertragen und dort neben dem direkten Verbrauch in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert.

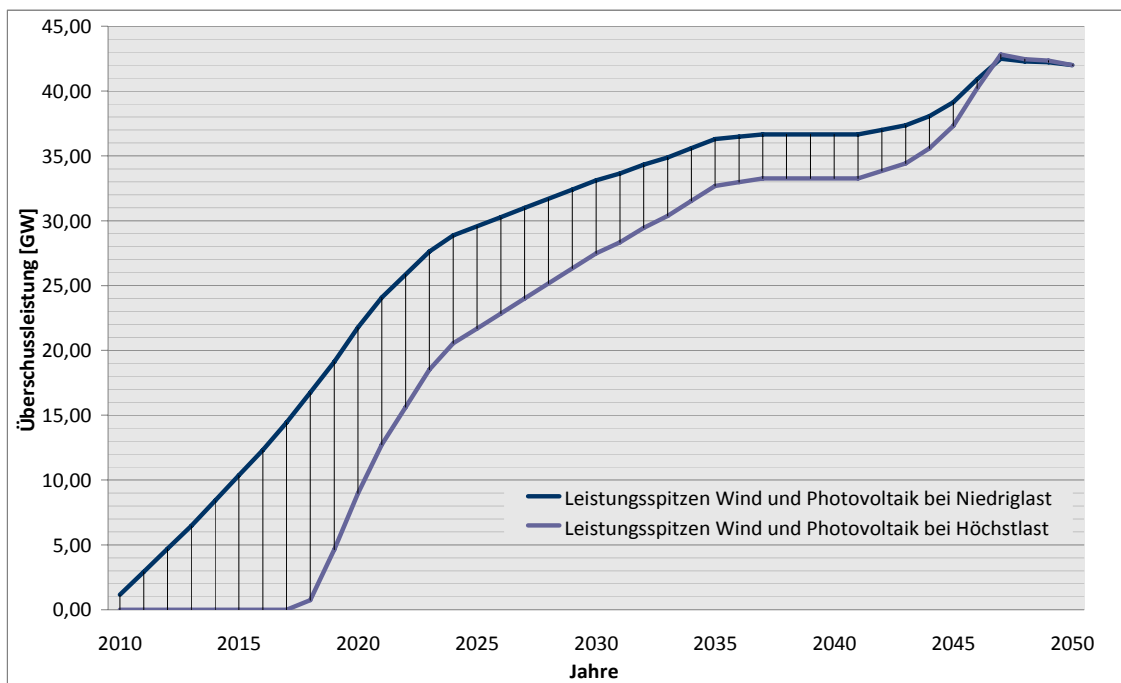
Aus Abbildung 4-37 ist zu entnehmen, dass die 1. und 2. Ausbaustufe zur Nutzung der Lastsenken und der vorhandenen Pumpspeicherleistung in Norwegen mit circa 8 GW schon relativ schnell (zwischen den Jahren 2014 und 2020) nicht mehr ausreichen werden, um die in Deutschland erzeugte Überschussleistung aufzunehmen. Berechnungen der für den vorgeschlagenen Ausbau der Windenergie erforderlichen Speicherleistung (bezogen auf die ermittelte Leistung des Jahres 2050) ergeben im Übergangsszenario 2.1.a ab dem Jahr 2017 einen Speicherbedarf von mehr als 8 GW in Norwegen. Im Jahr 2020 steigt dieser Bedarf bereits auf circa 16 GW. Innerhalb weiterer fünf Jahre erhöht sich dieser Bedarf um weitere 10 GW. Entsprechendes gilt für den Aufbau der Übertragungskapazitäten, der einen noch größeren Engpass darstellt. Die verfügbare und zurzeit geplante Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen beträgt lediglich etwas mehr als 4 GW, wovon zurzeit erst circa 1,5 GW existieren. Ein anspruchsvoller Ausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung in Deutschland, wie er auch von der Bundesregierung beabsichtigt ist, erfordert selbst bei einer geringeren Ausbaugeschwindigkeit als vom SRU in den vorgelegten Szenarien angenommen, neben der Anbindung der Windenergieerzeugungskapazitäten an die deutschen Verbrauchszentren (s. u.) einen möglichst schnellen Ausbau der

Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den skandinavischen Wasserkraftkapazitäten sowie den möglichst schnellen Umbau der skandinavischen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken.

Wie die Berechnungen aus Szenario 2.1.a zeigen, kann besonders Norwegen aufgrund seiner großen Speicherwasserkraftwerksvolumina (84 TWh), der auf Kaskaden von Speicherseen beruhenden Wasserkraftnutzung und seiner relativ einfachen leitungstechnischen Anbindung (keine Querung von dicht besiedelten Gebieten) an die deutsche Windenergienutzung in der Nordsee eine zentrale Rolle für den erfolgreichen Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland spielen. Auch Schweden kann aufgrund einer ähnlichen Struktur der Speicherwasserkraftwerke wie in Norwegen und einer Speicherwasserkraftwerkskapazität von circa 34 TWh eine ähnliche Rolle übernehmen und das mögliche Angebot Norwegens ergänzen. Eine entsprechende Rolle kann von den Alpenländern Österreich und Schweiz aufgrund der sehr viel geringeren Speichervolumina (zusammen weniger als 30 TWh), häufig fehlender Unterseen und der Inanspruchnahme ihrer Kapazitäten durch eine größere Zahl von Nachbarländern kaum übernommen werden.

Abbildung 4-37

### Entwicklung der Überschussleistung aus Wind und Photovoltaik in Deutschland (Szenario 2.1.a)



Quelle: SRU 2010

Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Vorlaufzeiten sollte möglichst bald mit dem Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Norwegen und dem Ausbau der norwegischen Pumpspeicherleistung begonnen werden. Es erscheint dem SRU

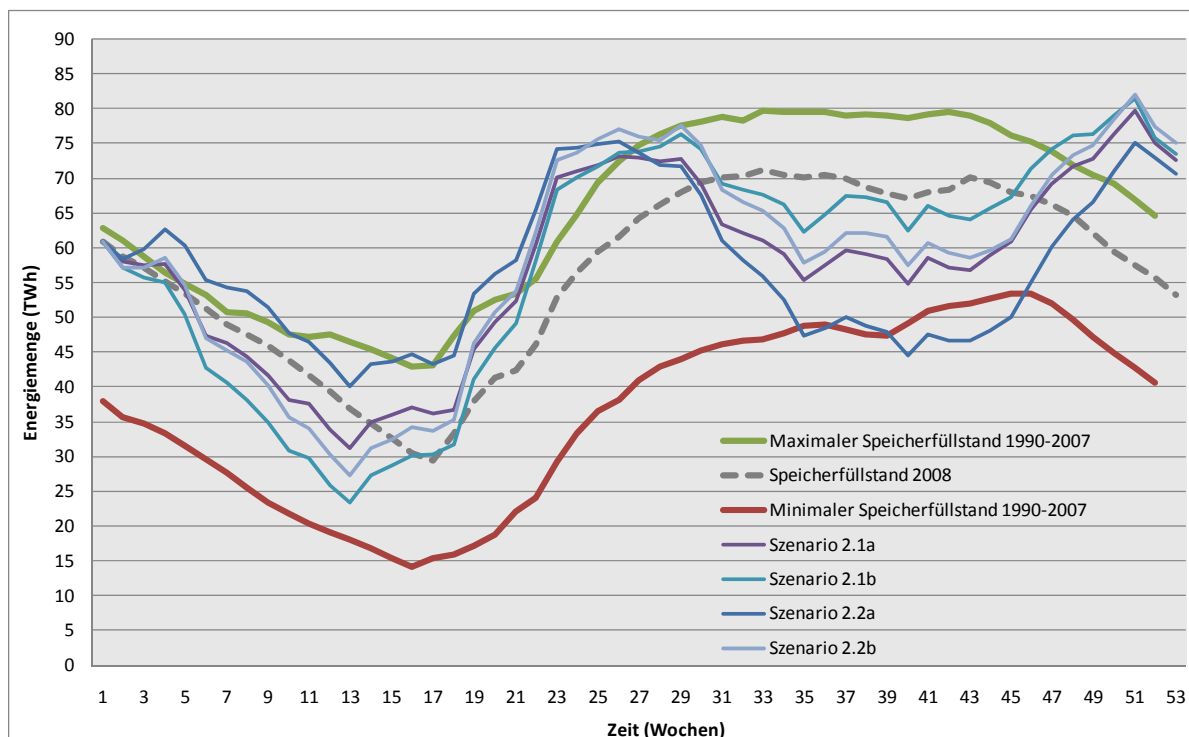
vor dem Hintergrund der durchgeführten Berechnungen eines der zentralen Versäumnisse der deutschen Energiediskussion und Energiepolitik zu sein, den Ausbau der Übertragungsnetze und Speicher nicht schon viel länger ins Zentrum der Aufmerksamkeit gerückt zu haben.

Räumt man der norwegischen Wasserkraft eine zentrale Rolle beim Ausgleich der Schwankungen der deutschen Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen ein, so stellt sich die Frage, ob die norwegischen Speicherkapazitäten neben ihrem normalen Einsatz für die norwegische Elektrizitätsversorgung die erforderlichen Speicher- und Erzeugungsleistungen und die notwendigen Speichervolumina nicht nur im Gesamtvolumen, sondern auch in jeder Stunde des Jahres bereitstellen können.

Als Ausgangspunkt der Analyse sind in Abbildung 4-38 die Verläufe der kumulierten norwegischen Speicherwasserfüllstände im Jahr 2008 sowie die maximalen und minimalen Speicherfüllstände im Zeitraum von 1990 bis 2007 dargestellt. Werden zu dem durchschnittlichen Speicherfüllstandsverlauf des Jahres 2008 die benötigten Einspeicher- und Ausspeichermengen aus den Szenarien 2.1 und 2.2 addiert, so zeigt sich, dass die zusätzliche Inanspruchnahme der Speicher weder zu einer Unter- noch zu einer Überschreitung der minimalen respektive maximalen Speicherfüllstände führt. Das Diagramm zeigt vielmehr, dass eine Vergleichmäßigung der Füllstände über das Jahr erfolgt. Im Frühjahr befindet sich der saldierte Füllstand innerhalb der Bandbreite der ohnehin vorhandenen jährlichen Schwankungen. Über den Sommer wird das große norwegische Angebot an Speicherwasserenergie durch zusätzliche Nachfrage aus Deutschland genutzt und im Herbst und Winter wird der Speicherstand durch einen Einspeicherungsüberschuss gegenüber dem Durchschnittsjahr sogar erhöht, was die Nettoentnahmen für das darauffolgende Frühjahr erleichtert. Per Saldo kommt es unter Berücksichtigung der natürlichen Zuflüsse in die Speicherseen zu einer tendenziellen Erhöhung der Speicherstände und zu einer weiteren Verbesserung der norwegischen Versorgungssicherheit, die bisher in Zeiten geringer jährlicher Wasserzuflüsse durch den Import dänischer Elektrizität aus Kohlekraftwerken gewährleistet wurde. Die Analyse zeigt, dass die häufig geäußerte Befürchtung, dass norwegische Wasserspeicher zu geringe Füllstände für einen Ausgleich der in Deutschland produzierten regenerativen Elektrizität aufweisen würden, unbegründet ist. Vielmehr scheint sich die norwegische Wasserkraft mit der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland sehr gut zu ergänzen.

Abbildung 4-38

### Füllstand der norwegischen Speicherwasserkapazität mit Ein- und Ausspeicherung aus Szenario 2 für 2050



Quelle: SRU 2010, basierend auf Nord Pool ASA 2010a

Selbstverständlich stellt die Szenariofamilie 2 mit der Kooperation zwischen Deutschland, Dänemark und Norwegen einen idealisierten Fall dar. Wenn die norwegischen und auch die schwedischen Speicherwasserkraftwerke ein großes Potenzial für eine Erweiterung zu Pumpspeicherkraftwerken zulassen, so steht zu erwarten, dass auch andere europäische Länder bei einem erheblichen Ausbau ihrer Nutzung der erneuerbaren Energiequellen diese Möglichkeit nutzen würden. In Szenario 3.a wird eine entsprechende Situation für den Verbund Europa-Nordafrika analysiert. Es zeigt sich, dass die norwegischen Speicherkapazitäten in diesem Fall, wenn nur sie allein zu Pumpspeicherkraftwerken umgebaut würden, an den Rand ihrer Kapazität kämen, das System aber insgesamt über ausreichend Speichermöglichkeiten verfügt. Zu berücksichtigen ist, dass auch ein erheblicher Teil der schwedischen Speicherkapazitäten ähnliche Strukturen wie die norwegische Wasserkraft aufweisen. Das Potenzial würde sich durch die Berücksichtigung Schwedens von 84 TWh (Norwegen) auf circa 118 TWh erhöhen. Andere Länder im Verbund wie Frankreich, Österreich, die Schweiz, Italien oder Spanien verfügen jeweils über nicht unerhebliche eigene Speicherwasserkraftwerkskapazitäten, für die es zu klären gilt, inwieweit diese zusätzlich zu Pumpspeichern umgebaut werden könnten. Die reale Situation ist daher deutlich günstiger als in den Berechnungen des DLR im Szenario 3.a angenommen. Ein Engpass bei den notwendigen Speichervolumina und Leistungen dürfte daher bei einem entsprechenden Umbau der Kapazitäten nicht auftreten.

### 4.5.3 Netze

Die Ausgleichsfunktion des Netzverbundes

**232.** Aus dem im Auftrag des SRU erstellten Gutachten von CZISCH (2009) wird deutlich, dass ein leistungsstarker transeuropäischer Stromverbund eine besonders kostengünstige, aber auch politisch sehr anspruchsvolle Option der vollständigen Elektrizitätsversorgung mit erneuerbaren Energien darstellt.

Der Ausgleich der volatilen Elektrizitätserzeugung über einen großräumigen Netzverbund basiert auf dem Prinzip der Diversifizierung. Das entscheidende Kriterium zur Verringerung der Schwankungen in der Stromerzeugung ist dabei die Korrelation des Energieaufkommens (Wind- oder Sonnenenergie) in jedem Zeitpunkt. Ziel ist es, durch geringe oder negative Korrelationen im vernetzten Erzeugungsportfolio Leistungsschwankungen im Sekunden- und Minutenbereich und Energieaufkommen bis hin zu saisonalen Schwankungen auszugleichen. Da die erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Sonnenenergie, wetterabhängig sind, kann die Korrelation der Stromerzeugung nur über die Entfernung der vernetzten Stromerzeugungsanlagen und durch die Kombination unterschiedlicher erneuerbarer Energiequellen beeinflusst werden. In der Praxis bedeutet dies, dass auf einer möglichst großen Fläche möglichst viele Anlagen mit unterschiedlicher Wetterkorrelation vernetzt werden müssen.

Das Zeitverhalten und die Ausgleichseffekte in Abhängigkeit von Entfernungen sollen nachfolgend beispielhaft an der Stromerzeugung aus Windenergie erläutert werden.

Kurzfristige Schwankungen der Windenergie im Sekundenbereich (z. B. durch eine Windböe) können bereits innerhalb eines einzelnen größeren Windparks ausgeglichen werden, während ein Ausgleich im Minutenbereich bereits ein Einzugsgebiet mit einer Ausdehnung von etwa 10 km erfordert. Entfernungen von 40 km werden für den halbstündlichen Schwankungsausgleich und Abstände von 100 km für Schwankungen im Stundenbereich benötigt. Das Einzugsgebiet der Anlagen vergrößert sich auf Werte über 1.000 km für den Tagesenergieausgleich und etwa 2.000 km für den Monatsausgleich, wobei bei diesen großen Entfernungen der jeweilige Standort starken Einfluss auf die tatsächliche Korrelation hat. Saisonale Schwankungen des Energieangebots können nur durch Anlagenstandorte in unterschiedlichen Klimazonen verringert werden. Ein solcher saisonaler Ausgleich könnte beispielsweise zwischen Europa und Nordafrika erfolgen. Er erfordert allerdings die Einbindung der Regionen des südlichen Nordafrikas, die besonders hohe Windgeschwindigkeiten im Sommerhalbjahr aufweisen, in einen Gesamtverbund.

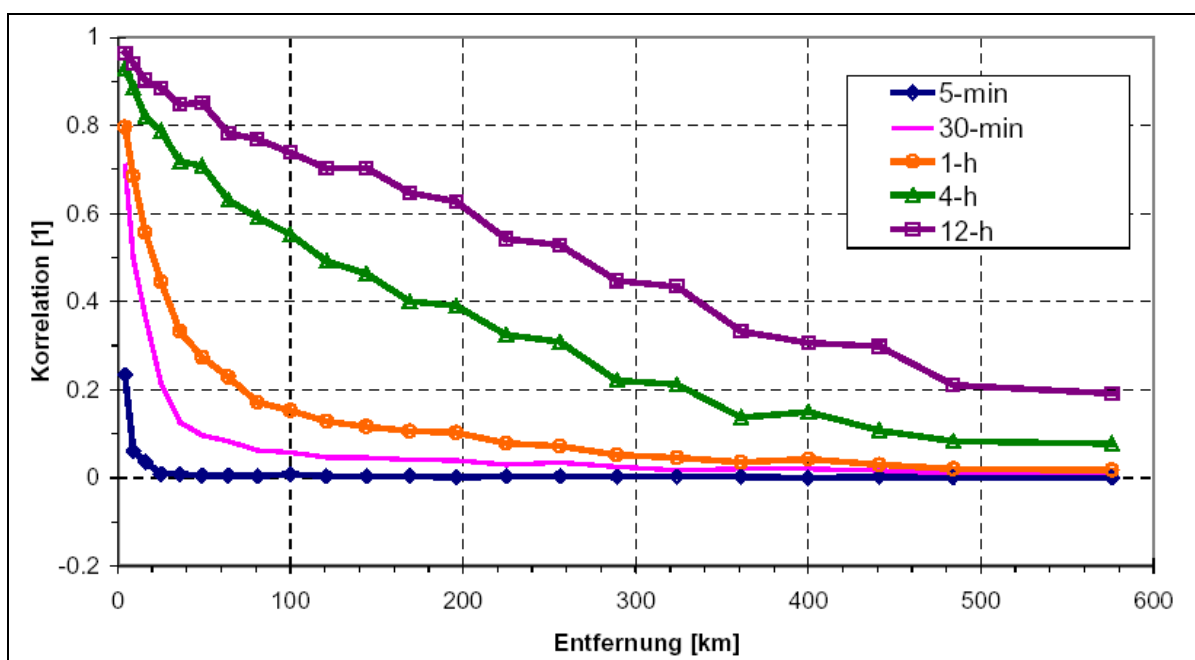
Abbildung 4-39 und Abbildung 4-40 zeigen die statistischen Zusammenhänge zwischen den Leistungsschwankungen von Windkraftanlagen, die sich bis 600 bzw. bis 8.000 km Entfernung voneinander befinden. In Abhängigkeit von der Entfernung und dem Zeitintervall, in dem die Schwankungen auftreten, korrelieren die Leistungen mehr oder weniger stark. Je



geringer die Korrelation ausfällt, um so eher gleicht sich das Angebot verschiedener Windenergieanlagen aus. Aus beiden Abbildungen wird deutlich, dass die Korrelation abnimmt, je weiter die Anlagen voneinander entfernt sind.

Abbildung 4-39

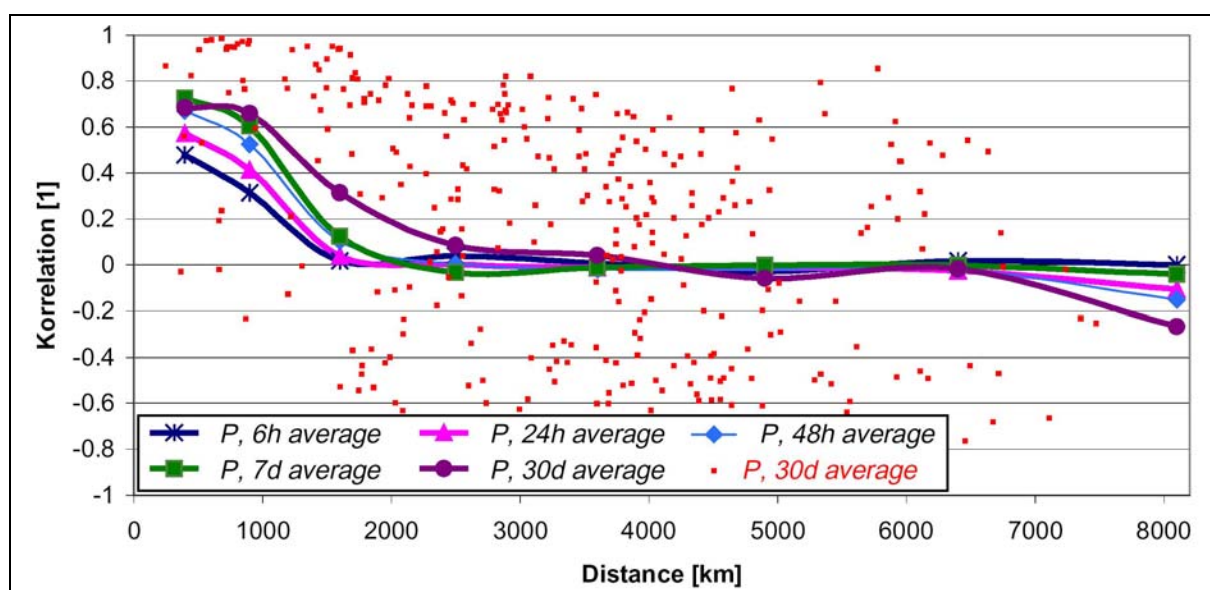
### Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie (bis 600 km Entfernung)



Quelle: CZISCH 2009

Abbildung 4-40

### Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie (bis 8.000 km Entfernung)



Quelle: CZISCH 2009

## Die Rolle von Netzen in den SRU-Szenarien

**233.** Für die zukünftige regenerative Stromversorgung Deutschlands wird die Offshore-Windenergie aus ökonomischer und technischer Sicht voraussichtlich den größten Anteil der elektrischen Arbeit liefern. In praktisch allen Szenarien des SRU für eine regenerative Vollversorgung des Jahres 2050 beläuft sich der Beitrag der Offshore-Windenergie auf knapp 320 von 509 (bzw. 700) TWh/a. Damit liegt die Haupterzeugungsleistung fernab von den großen Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands. Zusätzlich liegt auch ein großer Teil der Onshore-Windenergie mit einem Beitrag von 56 bis 90 TWh/a in der norddeutschen Küstenregion. Da beide Ressourcen entsprechend dem in Abschnitt 4.4.1 dargestellten Übergangsszenario 2.1.a im Lauf der nächsten zehn Jahre bereits große Zuwächse in der Elektrizitätserzeugung realisieren werden, ist ein rascher Ausbau von erheblichen neuen Übertragungskapazitäten zwischen der deutschen Nordseeküste und den Zentren des Elektrizitätsverbrauchs im Westen, der Mitte und dem Süden Deutschlands dringend geboten. So wächst die Elektrizitätserzeugung aus Windenergie im Übergangsszenario 2.1.a von circa 40 TWh im Jahr 2009 auf 100 TWh im Jahr 2015, 180 TWh im Jahr 2020 und 260 TWh im Jahr 2025. Gleichzeitig wächst die maximale Erzeugungsleistung der Windenergie offshore auf 8 GW in 2015, 27 GW in 2020, 44 GW in 2025 und 49 GW in 2030, um bis zum Jahr 2050 auf über 80 GW ausgebaut zu werden. Um diese möglichen Beiträge der Windenergie zur deutschen Elektrizitätsversorgung nutzen zu können, ist ein forciertes nationaler Netzausbau erforderlich. Leider greifen alle bisherigen Planungen und offiziellen Studien (DENA Netzstudie I und II) in ihrem zeitlichen Horizont und dem unterstellten Ausbau der Windenergie viel zu kurz, sodass die Bedeutung des Netzausbaus zum Anschluss der regenerativen Erzeugungsleistung an die deutschen Verbrauchszentren völlig unterschätzt worden ist.

Die energiepolitische Diskussion in Deutschland hat nach Einschätzung des SRU die zentrale Bedeutung des nationalen Netzausbaus genauso wie die Bedeutung des internationalen Netzausbaus zur Anbindung skandinavischer Pumpspeicherpoteztiale und die Bedeutung des Umbaus skandinavischer Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken erst in neuster Zeit erkannt.

Unter der Voraussetzung, dass politisch keine Energieautarkie gefordert wird, kann eine ökonomisch effiziente regenerative Stromversorgung für Deutschland nur erreicht werden, wenn der Elektrizitätsaustausch mit anderen Ländern und damit der grenzüberschreitende Netzausbau vorangetrieben wird, auch wenn sich die Kooperation in ihrem Kern auf wenige Länder beschränken kann, wie die Szenarien der Szenariofamilie 2 zeigen. Spätestens, wenn die national regenerativ erzeugte Leistung nicht mehr vollständig innerhalb der Landesgrenzen verbraucht werden kann und die erste Ausbaustufe der Energiekooperation zum Beispiel mit Norwegen (vgl. Szenario 2.1.a) erforderlich wird, müssen, wie bereits im Zusammenhang mit dem notwendigen Ausbau von Energiespeichern in Abschnitt 4.5.1

diskutiert wurde, leistungsfähige Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen, damit es nicht zu unnötig hohen Erzeugungskosten kommt. In Abbildung 4-37 sind für das Szenario 2.1.a die zeitlichen Verläufe der erzeugten Überschussleistungen Windenergie und Photovoltaik in Abhängigkeit von der Last dargestellt. Aus dem Diagramm ist zu erkennen, dass bei dem in Abschnitt 4.4.1 unterstellten Ausbau an erneuerbaren Energien bereits in den nächsten Jahren ein massiver Bedarf an grenzüberschreitendem Netzausbau besteht. Bereits im Jahr 2020 ist für den aus Szenario 2.1.a abgeleiteten Entwicklungspfad eine Übertragungskapazität von 16 GW nach Norwegen erforderlich (Erläuterung s. Abschn. 4.5.1).

Aus dem massiven Übertragungsbedarf, der bereits in wenigen Jahren zu erwarten ist, kann gefolgert werden, dass der Ausbau der grenzüberschreitenden Elektrizitätsübertragung zum Beispiel nach Norwegen nicht nur ökologisch sinnvoll, sondern auch wirtschaftlich tragbar ist. Die hohe Expansionsgeschwindigkeit beim Zubau der Windenergie in Deutschland wird dazu führen, dass jede neu gebaute Übertragungsleitung innerhalb kurzer Zeit voll ausgelastet ist. Die derzeit in Planung befindlichen Übertragungsleitungen NORD.LINK und NorGer mit einer gemeinsamen Kapazität von 2,8 GW erhöhen die vorhandene Leitungskapazität lediglich auf gut 4 GW. Es wird erforderlich sein, bereits bis zum Jahr 2020 über diese Projekte hinausgehende zusätzliche Leitungskapazitäten in der Größenordnung von über 10 GW für einen Elektrizitätsaustausch mit Norwegen zu realisieren.

Es ist zu hoffen, dass die in Deutschland üblichen langen Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Umsetzung des Netzausbaus von bis zu zehn Jahren (KURTH 2010, S. 39) im Fall einer Seekabeltrasse deutlich unterschritten werden können. Wird nicht unverzüglich mit der Planung und dem Ausbau dieser internationalen Leitungsverbindungen begonnen, so werden die fehlenden Übertragungskapazitäten und die dann nicht anschließbaren norwegischen Speicherkapazitäten neben dem Ausbau der deutschen Übertragungsnetze den zweiten Engpass für den – aus klimapolitischen Gründen notwendigen und gewünschten – schnellen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland darstellen.

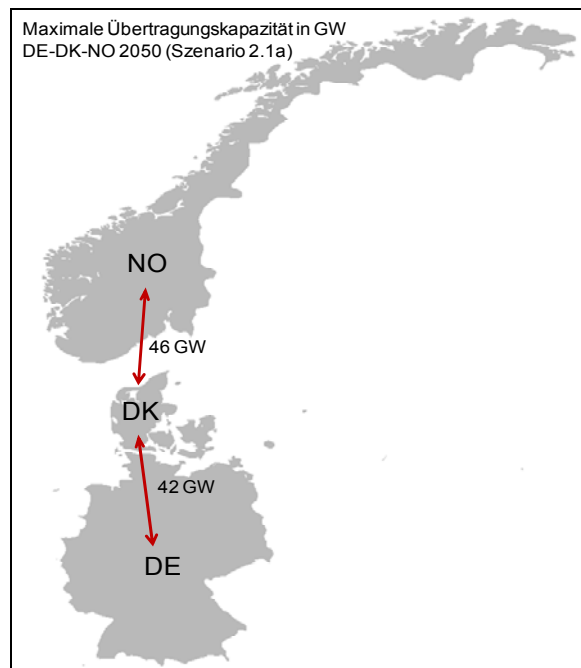
Bis zum Jahr 2050 steigt der Bedarf für Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Norwegen auf circa 42 GW im Szenario 2.1.a (deutsche Nachfrage 509 TWh/a) und auf knapp 62 GW im Szenario 2.2.b (700 TWh/a), wie der Tabelle 3-8 in Abschnitt 3.3.3.2.2 im Detail zu entnehmen ist. In Abbildung 4-41 wird die in Szenario 2.1.a im Jahr 2050 bei regenerativer Vollversorgung für den Austausch benötigte Übertragungsleistung zwischen Deutschland, Dänemark und Norwegen dargestellt.

Wie Szenario 3.a für den Verbund Europa-Nordafrika zeigt, sind die in einem kleinen Länderverbund (DE–DK–NO) erforderlichen Verbindungen nach Norwegen und Dänemark mit großer Wahrscheinlichkeit auch noch bei Ausbauszenarien wirtschaftlich, die eine sehr viel umfassendere Kooperation beinhalten. Sogar bei dem im Szenario 3.a zugelassenen

Energieaustausch in der Region Europa und Nordafrika (EUNA) wird der Hauptanteil der überschüssigen in Deutschland regenerativ erzeugten Elektrizität bei einer ökonomisch-technischen Systemoptimierung mit Norwegen ausgetauscht.

Abbildung 4-41

### Maximale Übertragungsleistungen für die Region DE–DK–NO 2050



Quelle: SRU 2010, basierend auf DLR 2010b

Bei der Interpretation der quantitativen Modellergebnisse zu den benötigten Übertragungsleistungen für das Jahr 2050 ist zu beachten, dass es sich hierbei nicht um einen Ausbauplan, sondern lediglich um eine von vielen möglichen Zukunftsentwicklungen handelt. Unabhängig von einer genauen Prognose über 40 Jahre, lässt sich jedoch ein deutlicher Bedarf an großen Übertragungsleistungen zur Anbindung der norwegischen Pumpspeicherkapazitäten ableiten. Dieser Bedarf besteht sowohl bei einem kleinen Länderverbund mit Deutschland, Dänemark und Norwegen als auch bei einer umfassenden europäischen Kooperation (SRU 2010, S. 70). Für den Fall einer großflächigen Kooperation in der Region Europa und Nordafrika (EUNA) werden die benötigten Übertragungskapazitäten aller Voraussicht nach besser ausgelastet werden und damit noch kostengünstiger zu betreiben sein.

Da für die Planung und Realisierung eines umfassenden europäisch-nordafrikanischen Verbundnetzes für große Übertragungsleistungen (Overlay-Grid) nicht unerhebliche politische und rechtliche Hürden zu befürchten sind, kann es für eine Ausbaustrategie von Vorteil sein, sich zunächst auf die Kooperation weniger Länder zu beschränken, die energietechnisch geeignet und politisch stabil sind. Weitere Länder könnten einem entsprechenden Verbund sukzessive beitreten, bis eine umfassende Kooperation etabliert ist. Für Deutschland würde ein solcher schrittweiser Aufbau des grenzüberschreitenden

Netzausbaus zunächst nur Übertragungsstrassen nach Norwegen erfordern, die als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen direkt mit Seekabeln oder indirekt als Überlandleitung bzw. Erdkabel über Dänemark realisiert werden können. Eine Verlegung an Land dürfte mit deutlich größeren Schwierigkeiten konfrontiert sein, solange es keinen unmittelbaren Nutzen für das Durchleitungsland Dänemark gibt. Da aber auch Dänemark in zunehmendem Maße auf die norwegischen Speicherkapazitäten zur vollen Nutzung der eigenen Windenergiepotenziale zurückgreifen wird, kann es für einen Teil der Übertragungsleistung interessant sein, gemeinsame Übertragungsleitungen zu realisieren, die eine Ein- und Ausspeisung in Dänemark erlauben. In einer späteren Ausbaustufe können dann Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in die Schweiz und nach Österreich ausgebaut werden, wenn diese Länder in der Lage sind, einen Teil ihrer Speicherwasserkraftwerke in Pumpspeicherkapazitäten umzubauen. Es steht allerdings zu befürchten, dass dies sehr viel schwieriger wird als in Norwegen, da es häufig erforderlich sein wird, zusätzliche untere oder neue obere Speicherseen zu bauen. Der Ausbau eines europäisch-nordafrikanischen Overlay-Grids wird im Wesentlichen davon abhängig sein, welche Länder sich mit welchen Erzeugungs- und Speicherpotenzialen einem anfänglich kleinen Verbund anschließen werden (vgl. hierzu Abschn. 6.2.1 und Kap. 6.3).

Nach Einschätzung des im Auftrag des SRU erstellten Gutachtens von BRAKELMANN und ERLICH (2010) kommen für verschiedene Teilbereiche des Netzausbaus durchaus unterschiedliche Technologien mit unterschiedlichen Kosten in Betracht (vgl. zum Folgenden BRAKELMANN und ERLICH 2010, S. 8):

- Für Onshore-Trassen bis zu einer Entfernung von 400 bis 500 km bietet sich die zurzeit in Deutschland übliche 50-Hz-Drehstromtechnik auf einem Spannungsniveau von 380 gegebenenfalls 500 kV mit Teilverkabelung mit VPE-Kabeln (Kunststoffkabel mit einer Isolation aus vernetztem Polyethylen) an. Die Teilverkabelung erlaubt eine unproblematische Verlegung und Genehmigung neuer Trassen, die in Deutschland für die Nord-Süd- und Nord-West-Verbindungen erforderlich werden dürften.
- Bei Onshore-Trassen für Entfernungen zwischen 400 und 2.000 km kommen für Einzelverbindungen ohne Netzwerkfähigkeit HVDC Classic (High Voltage Direct Current – Hochspannungsgleichstromübertragung) bis 500 kV, soweit wie möglich in Freileitungstechnik, ansonsten mit Massekabeln infrage. Bei erfolgreicher Weiterentwicklung sind 800 kV HVDC Classic-Verbindungen mit 800-kV-Niederdruckölkabeln und Verlegung der Kabel in Betonkanälen und Stahlrohren möglich.
- Angesichts der Entwicklungsunsicherheiten bei HVDC-Kabeln und Leistungsschaltern schlagen die Gutachter vor, über die durchaus realistische Alternative der Schaffung eines 16,7-Hz-Overlay-Netzes in Europa nachzudenken. Hierfür könnte eine Spannungsebene von 500 kV eingeführt werden, für die VPE-Kabel sowie die gesamte Drehstrom-Netztechnik entweder bereits zur Verfügung stehen oder mit verhältnismäßig

geringem Aufwand, im Vergleich zu den Herausforderungen der HVDC-Technologien, entwickelt werden könnten. Diese Alternative senkt den sogenannten Längswiderstand der Leitungen praktisch proportional zur Frequenz. Gegenüber der zurzeit genutzten Frequenz von 50 Hz bedeutet dies eine Reduktion um Faktor 3.

Für Seetrassen schlagen die Gutachter folgende Übertragungstechniken vor (BRAKELMANN und ERLICH 2010, S. 9):

- Für deutsche Offshore-Windparks mit einer Küstenentfernung von bis zu 120 km wird die konventionelle 50 Hz-Drehstromtechnik, gegebenenfalls in bipolarer Ausführung empfohlen.
- Für deutsche Offshore-Windparks mit größeren Küstenentfernungen wird zurzeit die HVDC-VSC-Technik (VSC: Voltage Source Converter – Transistoren mit moderner Halbleitertechnologie) als einzige Alternative angesehen. Nach Einschätzung von ELMANN und ERLICH (2010) wäre für diese Aufgabenstellung die 16,7 Hz-Drehstromtechnik, gegebenenfalls in Kombination mit bipolaren Kabelverbindungen, sehr vorteilhaft einsetzbar. Hierbei wäre eine direkte Einspeisung über die Umrichter der Windkraftanlagen möglich, wodurch große Einsparungen im Bereich der Offshore-Konverterstationen für HVDC-Übertragungen möglich würden. Bei einem Einsatz von 16,7 Hz-Onshore-Netzen würden sich diese Vorteile weiter verstärken.

Für die Anbindung deutscher Offshore-Windparks an Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen schlagen die Gutachter HVDC-Seekabelverbindungen mit möglichst hoher Spannung vor, die auch aus einem 16,7 Hz-Offshore-Netz gespeist werden könnten.

Da es sich bei den notwendigen Maßnahmen zum Ausbau der Leitungsnetze in der Regel um Punkt-zu-Punkt-Verbindungen handeln wird, die durch die Spannungsebene, die Frequenz oder die Übertragungsart (Gleichstrom) vom existierenden Hochspannungsnetz getrennt sind, ist es durchaus möglich, diese Verbindungen im Lauf der Zeit mit unterschiedlichen Techniken zu realisieren. Es bedarf nach Einschätzung des SRU daher keiner europäischen Einigung über die einzusetzende Technik, bevor mit dem Bau der ersten Verbindungsleitungen begonnen wird, selbst wenn langfristig ein Verbund aller europäischen Staaten mit Nordafrika angestrebt wird.

Es bleibt festzuhalten, dass der notwendige Ausbau von Netzen und Speichern mit hoher Wahrscheinlichkeit den zentralen Engpass für den notwendigen und aus Klimaschutzgründen wünschenswerten schnellen Ausbau der Nutzung der regenerativen Energiequellen für die Stromversorgung in Deutschland und Europa darstellen wird. Gleichzeitig ergeben alle angestellten Berechnungen, dass weder die nutzbaren Potenziale noch die Verfügbarkeit der erforderlichen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen vergleichbare Engpässe für diese Entwicklung darstellen.

## 4.6 Zukünftige Rolle von Grundlastkraftwerken

**234.** Verfolgt man einen konsequenten Ausbau der Nutzung regenerativer Energiequellen mit dem Ziel einer langfristig vollständig regenerativen Elektrizitätsversorgung, so hat dies neben der schrittweisen Ablösung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und dem Ausbau von Netzen und Speichern auch erhebliche Auswirkungen auf die zukünftig mögliche Funktion von Grundlastkraftwerken in dem neuen Versorgungssystem. Da in der bisherigen Diskussion um die Zukunft der deutschen Elektrizitätsversorgung häufig der Eindruck erweckt wurde, dass eine gesicherte Versorgung ohne Grundlastkraftwerke nicht möglich ist, wird im Folgenden die zukünftige Rolle von Grundlastkraftwerken im Kontext des sich verändernden Versorgungssystems diskutiert.

### 4.6.1 Die bisherige Elektrizitätsversorgung

**235.** In der bisherigen Elektrizitätsversorgung wird die Stromnachfrage im Tages- und Jahresverlauf durch regelbare Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke gedeckt. Als Grundlastkraftwerke werden üblicherweise Erzeugungseinheiten bezeichnet, die zwischen 7.000 und 8.760 Stunden pro Jahr Elektrizität (Jahresvolllaststundenäquivalente) produzieren. Im Mittellastbereich liegt dieser Wert zwischen 2.000 und 7.000 Stunden, im Spitzenlastbereich unterhalb von 2.000 Stunden pro Jahr (FRAUNHOFER IWES und BEE 2009, S. 31). Abbildung 4-42 zeigt den Zusammenhang dieser Unterscheidung anhand eines stilisierten Tagesverlaufs der Elektrizitätsnachfrage.

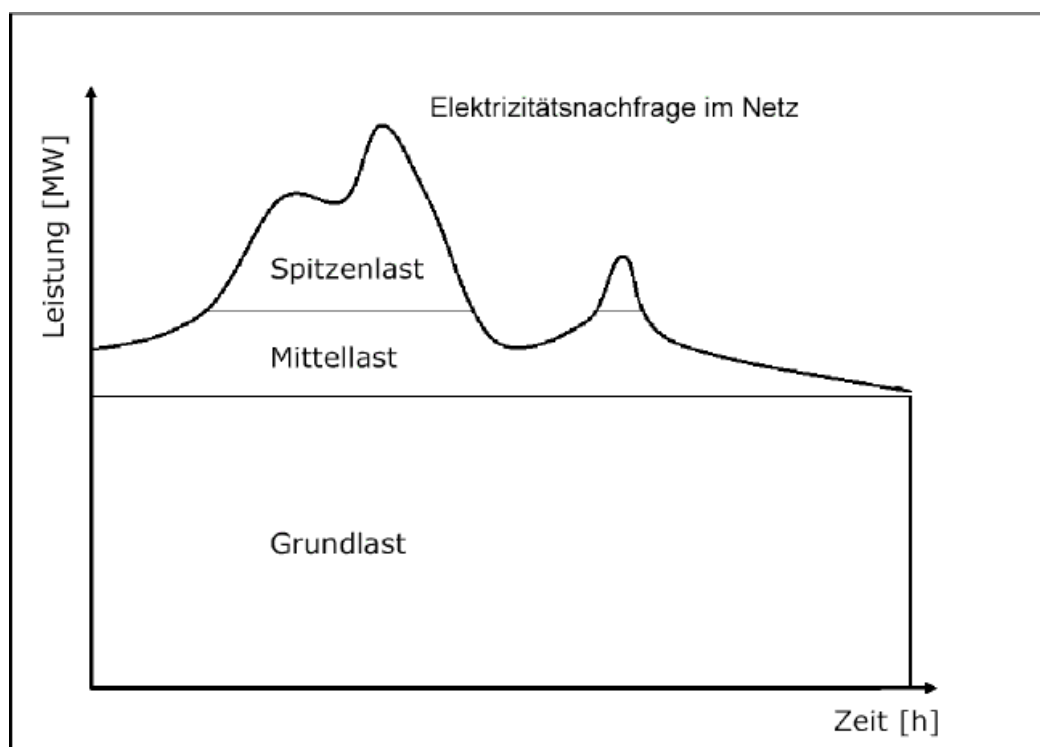
Im Abstand von 15 Minuten wird über den jeweils anstehenden Einsatz der verschiedenen verfügbaren regelbaren Kraftwerke entschieden (Dispatch), um die Stromnachfrage jederzeit vollständig zu decken. Für diese Einsatzentscheidung spielen im Wesentlichen die variablen Kosten der verfügbaren Kraftwerke eine Rolle, die nach ihrer Kraftwerkseinsatzreihenfolge, das heißt der aufsteigenden Reihenfolge ihrer Grenzkosten (der sogenannten Merit Order), eingesetzt werden.

Zusätzlich werden Kraftwerkskapazitäten bereitgehalten, um auf Nachfrage- und Frequenzschwankungen im Minuten- und Sekundenbereich reagieren zu können (Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve). Diese Kapazitäten werden als Regelleistung bezeichnet.

Üblicherweise wird Grundlaststrom von großen zentralen Atom- und Kohlekraftwerken produziert. Diese haben zwar höhere Investitionskosten als andere Kraftwerksarten, jedoch vergleichsweise günstige Brennstoff- und damit niedrige variable Kosten (NICOLOSI 2010, S. 2). Sie kommen infolgedessen aufgrund der Merit Order eher zum Einsatz als Kraftwerke mit relativ hohen variablen Kosten, wie beispielsweise Gaskraftwerke mit vergleichsweise hohen Brennstoffkosten.

Abbildung 4-42

### Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage im derzeitigen Elektrizitätssystem



Quelle: SRU 2010

#### 4.6.2 Große Anteile erneuerbarer Stromerzeugung im System

**236.** Da Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Gegensatz zu fossil befeuerten oder nuklearen Kraftwerken keinen Brennstoff benötigen und daher praktisch keine mit dem Betrieb variierenden Kosten haben, wird ihr Strom aus ökonomischen Gründen immer für die Deckung der Nachfrage eingesetzt, bevor auf regelbare Kraftwerke mit variablen Kosten zur Deckung der verbleibenden Differenz zur Nachfrage zurückgegriffen wird.

Bei einem hohen Anteil praktisch nicht regelbarer und vorrangig in das Netz eingespeister Wind- und Sonnenenergie verändert sich die Einsatzentscheidung für regelbare Kraftwerke grundlegend. Es gilt nun nicht mehr, die jeweilige Nachfrage im Netz mit regelbaren Kraftwerken zu bedienen, sondern nur noch, die Differenz zwischen der stark und eventuell schnell schwankenden (fluktuierenden) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, und der Nachfrage durch den Einsatz regelbarer Kraftwerke auszugleichen. In Abbildung 4-43 wird dies schematisch dargestellt.

Bildet man die Differenz von Elektrizitätsnachfrage und fluktuierender Einspeisung, so ergibt sich bei Unterdeckung eine Nachfrage nach regelbarer Stromerzeugung (Residuallast) bzw. nach Stromspeichern bei Überdeckung. Die Residuallast muss durch die Stromerzeugung aus regelbaren Erzeugungsanlagen gedeckt werden. Die Höhe der Residuallast hängt

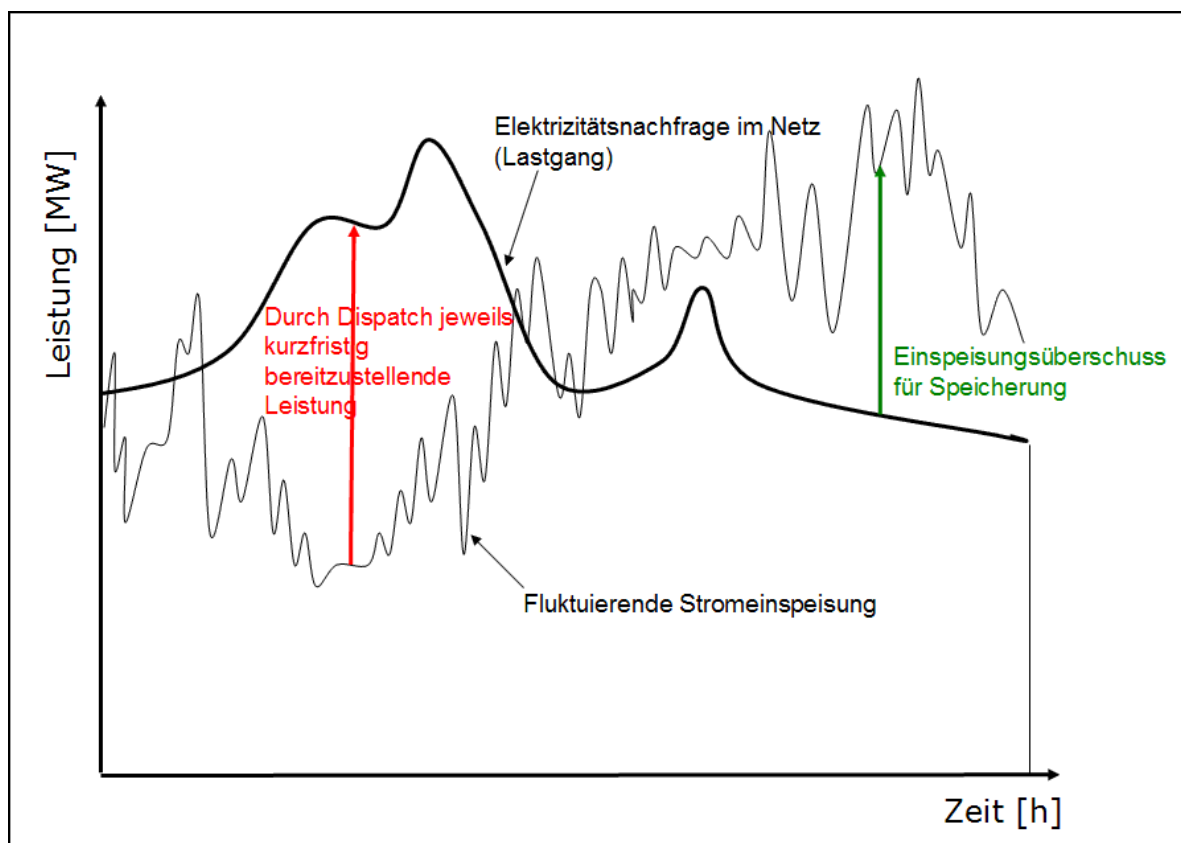


folglich zu jedem Zeitpunkt von der Nachfrage nach elektrischer Energie auf der einen und der Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (vor allem Wind, aber auch Photovoltaik) auf der anderen Seite ab.

Das in Abschnitt 4.4.1 vorgestellte Übergangsszenario 2.1.a errechnet bereits für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von rund 67 GW Windenergie und 30 GW Photovoltaik in Deutschland. In der Summe werden somit im Jahr 2020 gegebenenfalls etwa 97 GW an Leistung installiert sein, deren Stromproduktion nicht exakt planbar ist, da Wind- und Sonnenangebot stark schwanken.

Abbildung 4-43

### Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage in einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil von Windenergie



Quelle: SRU 2010

### 4.6.3 Anforderungen an das zukünftige Elektrizitätssystem

**237.** Ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert es, das Elektrizitätsversorgungssystem an neue Gegebenheiten anzupassen. Für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energien, deren Beitrag im Falle der Wind- und Solarenergie variiert, sind ein flexibler Einsatz konventioneller Kraftwerke, der Ausbau der Speichersysteme für Strom, steuerbare Erzeugungsanlagen auf der Basis regenerativer Energieträger und ein effektives Nachfragemanagement erforderlich. Mit dem Ausbau der

erneuerbaren Energien muss eine verstärkte Nutzung technischer und wirtschaftlicher Potenziale für ein flexibles Stromerzeugungssystem einhergehen (NICOLOSI 2010).

Auch das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel schlussfolgert auf Basis einer Simulation der Stromversorgung Deutschlands des Jahres 2020 unter Berücksichtigung der Ausbauprognose des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), dass aufgrund häufigerer und höherer Leistungsänderungen, wie sie die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen erforderlich mache, der Bedarf an Mittel- bzw. Spitzenlast steige und die „klassische Grundlast“ im Jahr 2020 nicht mehr existieren werde (Fraunhofer IWES und BEE 2009, S. 37).

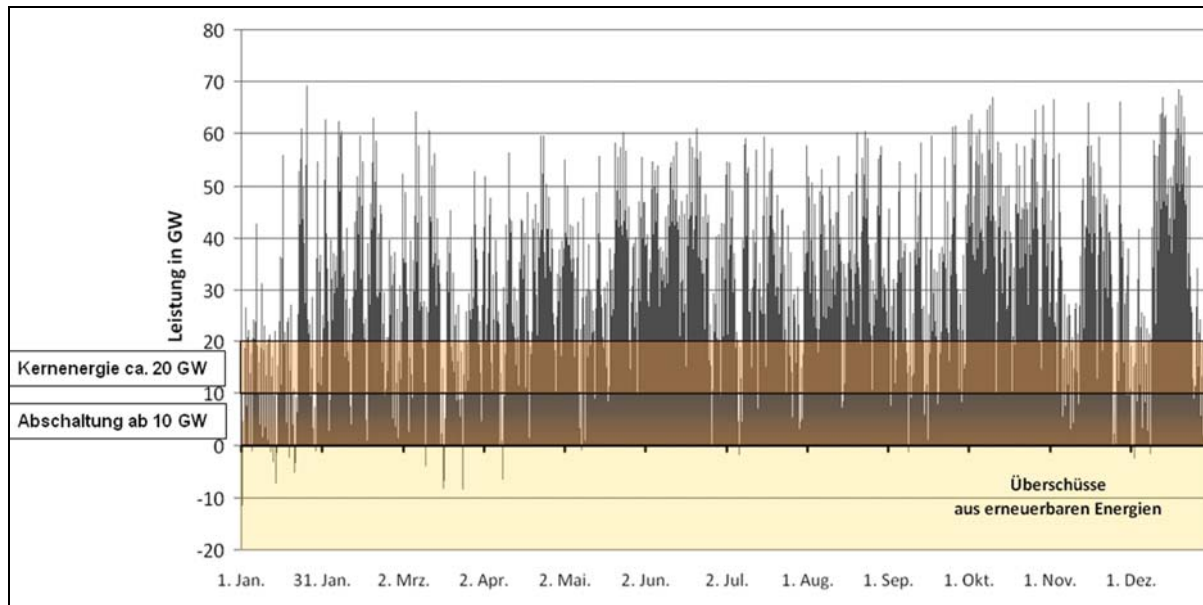
Auch in einer Simulation der Struktur des Übergangsszenarios 2.1.a für das Jahr 2020 kommen STERNER et al. (2010) vor dem Hintergrund der in Abbildung 4-44 gezeigten Residuallast des Systems zu der Schlussfolgerung, dass bereits 2020 keine durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Grundlast mehr existiert.

Dem Wegfall einer zu bedienenden Grundlast und der notwendigen Flexibilität konventioneller Kraftwerke wird jedoch in der Diskussion um die zukünftig notwendige Erzeugungsstruktur nicht genügend Rechnung getragen.

In Deutschland werden Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke bislang „überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung und nur einzelne Anlagen im Lastfolgebetrieb“ (HUNDT et al. 2009, S. iii) betrieben. Über die Fähigkeit dieser Anlagen zum zukünftig immer stärker erforderlichen Lastfolgebetrieb werden in der Literatur unterschiedliche Angaben gemacht. Das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) hält Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 % pro Minute (bezogen auf die Nennleistung) im Normalbetrieb und bei einer Anlagen schonenden Betriebsweise für möglich (HUNDT et al. 2009, S. 28). GRIMM (2007, S. 9) gibt den Leistungsgradienten von Kernkraftwerken mit 5 bis 10 % pro Minute an. Diese Aussage gilt für den Teillastbetrieb von Kernkraftwerken. Eine hohe Windenergieeinspeisung über einen längeren Zeitraum kann jedoch das zeitweise Abschalten von Kraftwerken erfordern, die bislang dem Grundlastbetrieb zuzuordnen sind. Bei Kernkraftwerken gehen HUNDT et al. (2009, S. 26) davon aus, dass Kernkraftwerke im Teillastbetrieb bis auf 50 % ihrer Nennleistung abgeregelt werden können. Tritt eine geringere zu bedienende Last auf, muss ein Kernkraftwerk abgeschaltet werden. Eine Analyse historischer Daten zeigt, dass die Leistung von Grundlastkraftwerken (im Wesentlichen Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke) in der Vergangenheit an Zeitpunkten mit starker Einspeisung von Windstrom nicht unter 46 % reduziert werden konnte (NICOLOSI 2010, S. 15). Neue Steinkohlekraftwerke können nach Angaben des Bundesverbandes Braunkohle (DEBRIV 2010) kurzzeitig bis zu einer Untergrenze von 25 % ihrer Nennlast heruntergeregelt werden.

Abbildung 4-44

### Residuallast des Übergangsszenarios 2.1.a im Jahr 2020



Quelle: STERNER et al. 2010

Starke und häufig auftretende Leistungsänderungen von Atom- und Kohlekraftwerken haben jedoch für den Betreiber mindestens zwei negative Folgen: Zum einen sinkt im Teillastbetrieb der Wirkungsgrad einer Anlage, und damit erhöhen sich die spezifischen Kosten der Elektrizitätsproduktion. Zum anderen führen häufige Leistungsänderungen zu Materialermüdung insbesondere von Bauteilen, die in den Erzeugungskreisläufen hohem Druck oder hohen Temperaturen ausgesetzt sind. Eine solche Betriebsweise mindert somit ihre zu erwartende Lebensdauer (NICOLOSI 2010, S. 2). Bei einem erheblichen Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten werden konventionelle Kraftwerke darüber hinaus zeitweise vollständig abgeschaltet werden müssen. Nach Abschaltungen sind Mindeststillstandszeiten einzuhalten, um thermische Spannungen zu verringern (GRIMM 2007, S. 45 ff.). Dies verringert die mögliche Jahresvolllaststundenzahl der Anlage weiter.

Konventionelle thermische Grundlastkraftwerke werden in einem sich ändernden System zunehmend mit Anforderungen an einen erforderlichen Lastfolgebetrieb und häufiger werdenden Abschaltungen konfrontiert, für die sie weder technisch noch ökonomisch ausgelegt worden sind.

Eine im Auftrag der E.ON AG erstellte Studie des IER schlussfolgert, dass aus diesem Grund eine „eindeutige (idealtypische) Zuordnung der Lastbereiche zu einzelnen Kraftwerkstypen“ in Zukunft „weniger deutlich“ ausfallen werde (HUNDT et al. 2009, S. 22).

Aus Abbildung 4-44 wird klar, dass es im Falle hoher fluktuierender Einspeisung keine Nachfrage nach Grundlastkraftwerken mehr geben wird. Die verbleibende Nachfrage sollte aus ökonomischen und technischen Erwägungen vielmehr mit Kraftwerken abgedeckt

werden, die für einen Betrieb im Bereich der Mittel- oder Spitzenlast konzipiert und entsprechend ausgelegt sind.

In einem Jahresdauerliniendiagramm sind die im Verlauf eines Jahres auftretenden Stundenlasten (nachgefragte Leistung) über der kumulierten Dauer (Stunden) ihrer Nachfrage aufgetragen. In Abbildung 4-45 wird die Residuallast als schwarze Fläche dargestellt, die darüber liegenden farbigen Flächen stellen die erneuerbaren Energien dar.

Aus einer Simulation für das Jahr 2020 aus dem Übergangsszenario 2.1.a, die STERNER et al. (2010) im Auftrag des SRU berechnet hat, ergibt sich bei einem Vergleich der Jahresdauerlinien der Elektrizitätsnachfrage des Jahres 2007 und des Jahres 2020, dass die erforderliche Leistung der Kraftwerke mit einer Jahresvolllaststundenzahl von mehr als 8.000 von 43,9 GW (2007) auf circa 10 GW (2020) sinkt (vgl. Abb. 4-46). Hierbei ist zu beachten, dass ein großer Teil der von STERNER (ebd.) als Gaskraftwerke ausgewiesenen Spitzenleistung durch in dem System bereits angeschlossene Speicherleistungen (ca. 16 GW Pumpspeicherleistung in Norwegen, 7 GW Pumpspeicherkraftwerksleistung und erste Druckluftspeicher in Deutschland) bedient werden kann. Diese Technologien sind aber im Modell von STERNER (ebd.) nicht entsprechend enthalten gewesen, weshalb die notwendigen Kapazitäten als Gaskraftwerke ausgewiesen werden. Sollte es nicht gelingen, früh genug die entsprechenden Speicher an das deutsche Netz anzubinden, müssten entsprechende zusätzliche Gaskraftwerke gebaut werden.

Abbildung 4-45

### Jahresdauerlinien der deutschen Stromerzeugung 2007

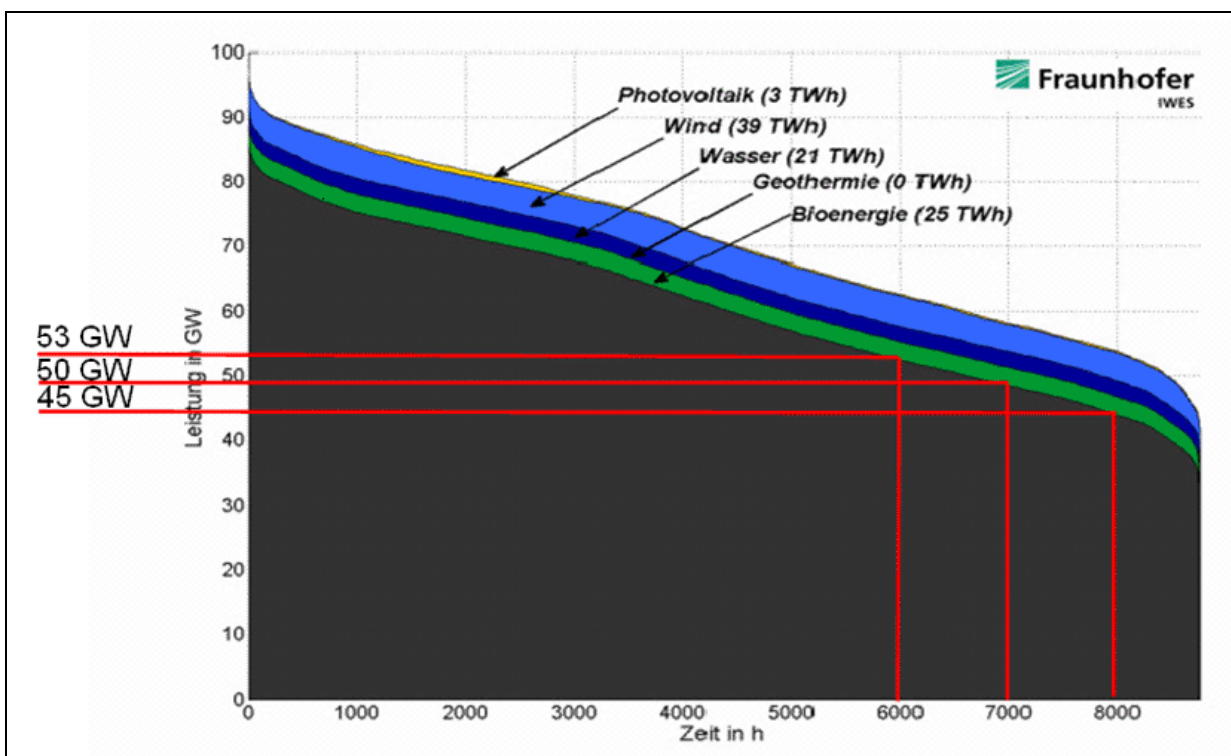
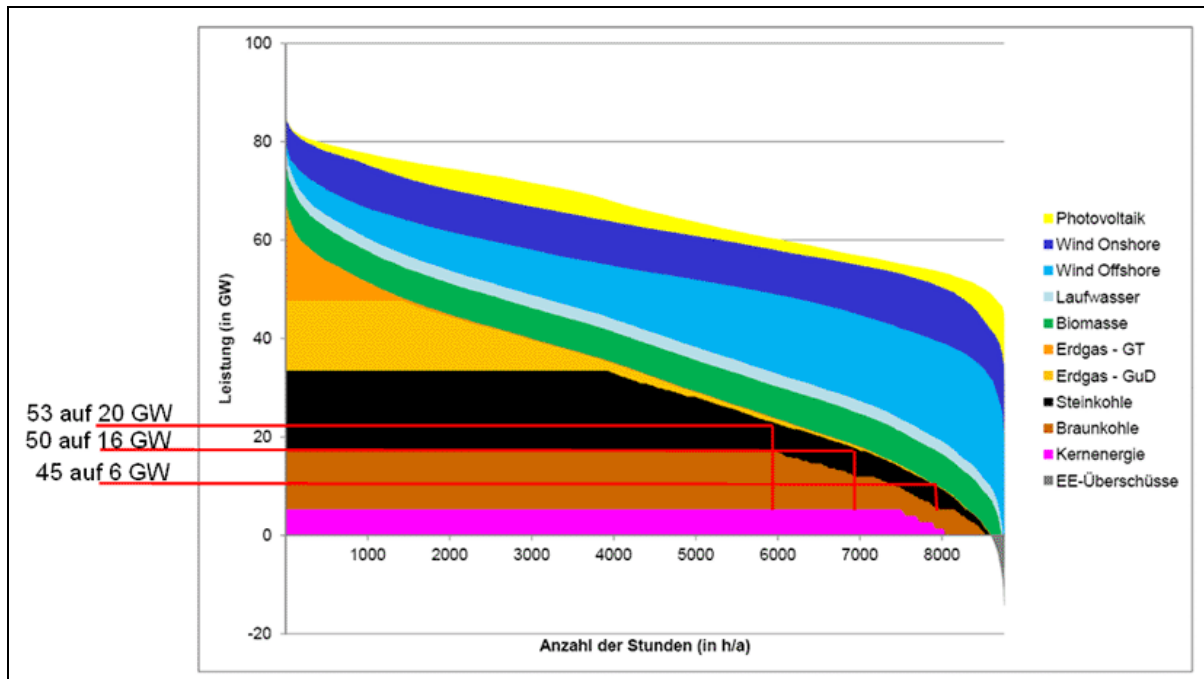


Abbildung 4-46

### Jahresdauerlinien der deutschen Stromerzeugung 2020



Quelle: STERNER et al. 2010

Eine Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken, wie sie derzeit von verschiedenen Seiten als notwendige Option dargestellt wird (vgl. CDU et al. 2009) und wie sie das Energiekonzept der Bundesregierung vorsieht, würde die oben dargestellten Probleme unnötig verschärfen, denn Atomkraftwerke verfügen nicht über die im zukünftigen Energiesystem notwendigen Flexibilitätseigenschaften (HÖFLING et al. 2010). Auch der Bau neuer Kohlekraftwerke für den Grundlastbereich ist weder eine für das System hilfreiche Ergänzung, noch werden entsprechende Investitionen auf Dauer die erwarteten ökonomischen Ergebnisse für die Investoren erzielen, da die bei der Planung der Kraftwerke unterstellten Betriebsstunden nicht mehr erreicht werden können.

Der SRU sieht das zukünftige Stromversorgungssystem daher bereits heute vor die Grundsatzentscheidung zwischen zwei unterschiedlichen Entwicklungspfaden gestellt. Möglich ist entweder:

- ein massiver Ausbau der Nutzung regenerativer Energiequellen, der mit schnell startenden Kraftwerkskapazitäten (Gaskraftwerke), Stromspeichern und einem erheblichen Netzausbau kombiniert werden muss, oder
- der Ausbau einer Kraftwerksstruktur auf der Basis von Grundlastkraftwerken (Kohle mit CCS und/oder Kernkraftwerke) unter Verzicht auf einen weiteren substanziellen Ausbau der regenerativen Energiequellen Wind und Sonne zur Stromerzeugung, da ein hoher Anteil von Wind- und Sonnenenergie nicht sinnvoll mit einer grundlastorientierten Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie kombiniert werden kann.

Aufgrund des Systemgegensatzes zwischen Kraftwerken, die technisch-ökonomisch auf Grundlast ausgelegt sind, und stark fluktuierenden regenerativen Energiequellen sind nach Einschätzung des SRU sowohl die geplante Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken als auch der geplante Neubau von erheblichen Kapazitäten von Kohlekraftwerken mit einer Übergangsstrategie auf eine vollständig regenerative Energieversorgung unvereinbar.

## 4.7 Kosten des Entwicklungspfads

**238.** Abgeleitet aus den in Kapitel 4.4 berechneten Entwicklungen des Kapitalstocks der erneuerbaren Energien wurde exemplarisch für das Übergangsszenario 2.1.a die Kostenentwicklung der regenerativen Stromversorgung berechnet. Die Annahmen zum zeitlichen Verlauf der spezifischen Stromgestehungskosten wurden an die des Leitszenarios A der Leitstudie 2008 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (NITSCH 2008) angelehnt und auf das REMix-Szenario 2.1.a skaliert. Das Modell REMix basiert in seinen für 2050 erwarteten Kosten auf einer Fortschreibung der Kostenannahmen von NITSCH (2008).

Die Veränderung der Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien, wie sie für die Berechnungen des SRU angenommen wird (vgl. Abb. 4-47), ist im Wesentlichen von technischen Parametern, wie der Verbesserung von Wirkungsgraden, Kostensenkungspotenzialen durch Skaleneffekte und ökonomischen Randbedingungen, wie der angenommenen Kapitalverzinsung, abhängig. Sie unterliegen bei einem Betrachtungszeitraum von vierzig Jahren nicht unerheblichen Unsicherheiten. Wie in Abschnitt 3.3.1.1 bereits diskutiert, liegen die hier unterstellten Kostensenkungspotenziale in der Spannweite der bisher in der wissenschaftlichen Literatur veröffentlichten Abschätzungen. Im Bereich der Windenergie ergibt eine Rückrechnung der Kostenangaben nur auf der Basis der im Szenario in Deutschland installierten Leistungen Lernfaktoren von 11,5 % für den Onshore-Bereich und von 18,6 % für Offshore (vgl. Tab. 4-12). In ihrer jüngsten Untersuchung kommt NEIJ (2008, S. 2209) zu einer Bandbreite von 18 bis 22 % für Windenergie bis 2050, von 15 bis 25 % für Photovoltaik und von 0 bis 10 % für die energetische Biomassenutzung. Die sich aus der Rückrechnung ergebenden angenommenen Lernfaktoren für die Windenergie sind daher eher als vorsichtige Annahmen einzuschätzen. Eine entsprechende Rückrechnung ergibt einen Lernfaktor von 2,2 % für die energetische Biomassenutzung. Auch diese Annahme ist als eher konservativ zu qualifizieren. Die Rückrechnung für den angenommenen Lernfaktor der Photovoltaik ergibt einen Wert von 26 %, der knapp oberhalb des oberen Randes des von NEIJ (ebd.) quantifizierten Bereichs liegt. Dieser Wert ist damit eindeutig als sehr optimistisch einzuschätzen. Die angenommenen Kostenentwicklungen im Bereich der Photovoltaik sind vor allem für die Zeit nach 2035 als eher optimistisch anzusehen und müssten von einer ähnlich starken Expansion der Photovoltaiknutzung weltweit flankiert werden, um auf die für in Deutschland installierte Anlagen doch sehr ambitionierten Werte von weit unter 15 ct/kWh

zu kommen. Sollte es sich herausstellen, dass der angenommene Wert von 8,9 ct/kWh zu optimistisch ist und nur eine Kostensenkung auf 15 ct/kWh bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann, so erhöhen sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Szenario 2.1.a von 7,0 auf 7,56 ct/kWh. Im Szenario 2.2.a, das einen Nettoimport von Strom zulässt, bleiben die Stromgestehungskosten bei 6,5 ct/kWh, da die Photovoltaik in diesem Szenario nicht zum Einsatz kommt. Während die Kostensenkungsannahmen des DLR somit für Photovoltaik leicht über den Literaturangaben liegen, befinden sich die Annahmen für Windenergie und Biomasse im konservativen Bereich.

Die unterstellte Kostenentwicklung im Bereich der Biomassenutzung geht einerseits von moderat sinkenden Investitionskosten für die eingesetzte Technologie aus, sie geht aber beim Einsatz von Energiepflanzen oder Restholz davon aus, dass die Preise dieser Substrate oder Brennstoffe sich auf Dauer ähnlich entwickeln werden wie die Preise konventioneller Brennstoffe.

Das für die Stellungnahme unterstellte Kostensenkungspotenzial im Bereich der elektrischen Nutzung der Geothermie ist als eher konservativ einzuschätzen. Aktuell diskutierte Zahlen gehen eher von einem größeren Kostensenkungspotenzial aus.

Tabelle 4-12

**Angenommene Lernraten  
(Reduktion der Stromgestehungskosten um x % bei Verdopplung der  
Produktion) im Vergleich zur Literatur (NEIJ 2008)**

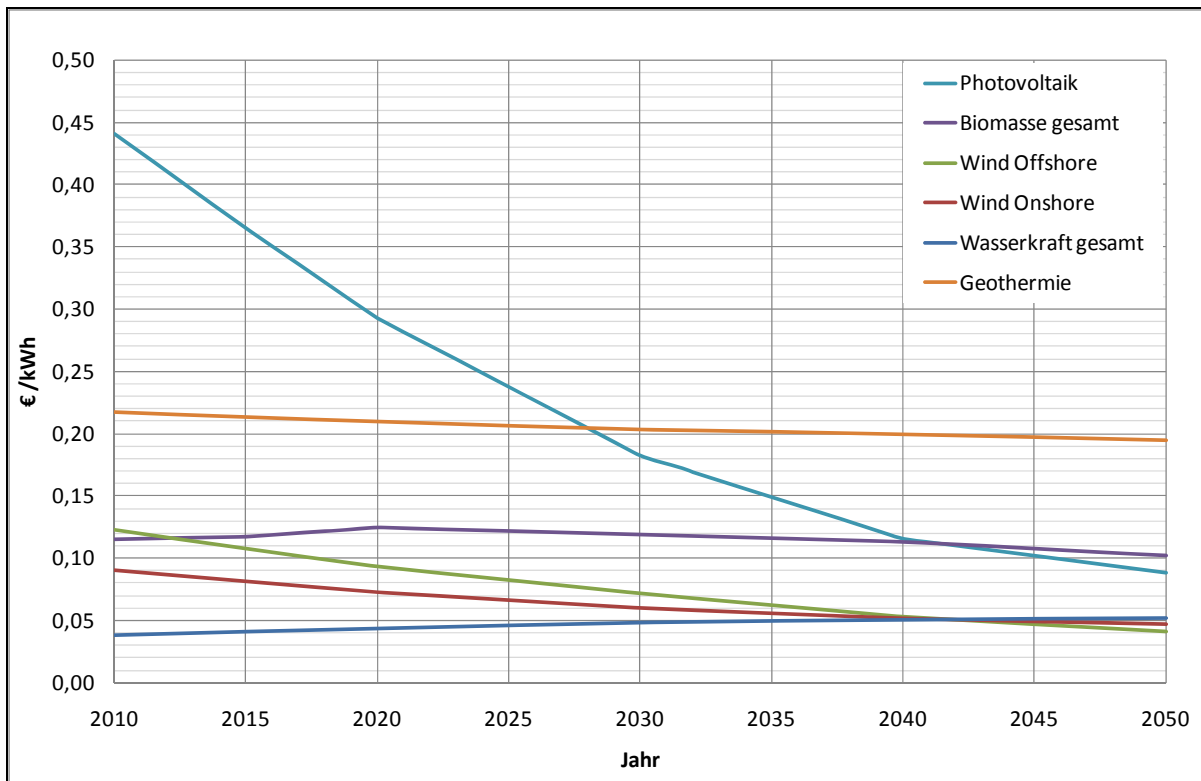
	Lernrate SRU	Lernraten NEIJ 2008
Wind onshore	11,5 %	18 – 22 %
Wind offshore	18,6 %	18 – 22 %
Photovoltaik	25,9 %	15 – 25 %
Biomasse	2,2 %	0 – 10 % (Technik)

Quelle: SRU 2010, basierend auf NEIJ 2008

Abbildung 4-47 zeigt die unterstellten spezifischen Stromgestehungskosten der jeweiligen erneuerbaren Energiequellen. Hierbei wird wie in allen Berechnungen der Szenarien von einer volkswirtschaftlich orientierten Verzinsung von 6 % ausgegangen. Eventuell höhere privatwirtschaftlich übliche Verzinsungen auf eingesetztes Kapital wurden ausdrücklich nicht berücksichtigt.

Abbildung 4-47

### Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050



Quelle: SRU 2010, basierend auf NITSCH 2008

Demgegenüber werden die Kosten der konventionellen Stromerzeugung maßgeblich von der Entwicklung der Brennstoffpreise und der Kosten für Verschmutzungsrechte (CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) bestimmt. Besonders die Schätzung zukünftiger Brennstoffpreise für die verschiedenen fossilen Energieträger unterliegt über einen Zeitraum von vierzig Jahren deutlich größeren Unsicherheiten als die technologisch bedingten zukünftigen Kosten für Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger. Die zukünftige Entwicklung der Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte kann nur mit ähnlich großen Unsicherheiten abgeschätzt werden und ist sehr stark von den Zielen der zukünftigen Klimapolitik abhängig. Ein weiterer wichtiger Faktor, der den Preis von Emissionsrechten entscheidend beeinflussen kann, ist die Größe des zukünftigen Marktes. Verschiedene Untersuchungen zeigen, dass eine Ausweitung des Emissionsrechtshandels auf alle Staaten der Welt den Preis von Emissionsrechten gegenüber einem auf die OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) beschränkten Handel um bis zu Faktor 5 senken kann (IPCC 2001, S. 537). Für die Berechnungen im Rahmen dieser Stellungnahme wurden die im Leitszenario A der Leitstudie des BMU (NITSCH 2008) unterstellten Preisentwicklungen für fossile Brennstoffe (frei Kraftwerk) und Emissionsrechte (vgl. Tab. 4-13) verwendet.



Tabelle 4-13

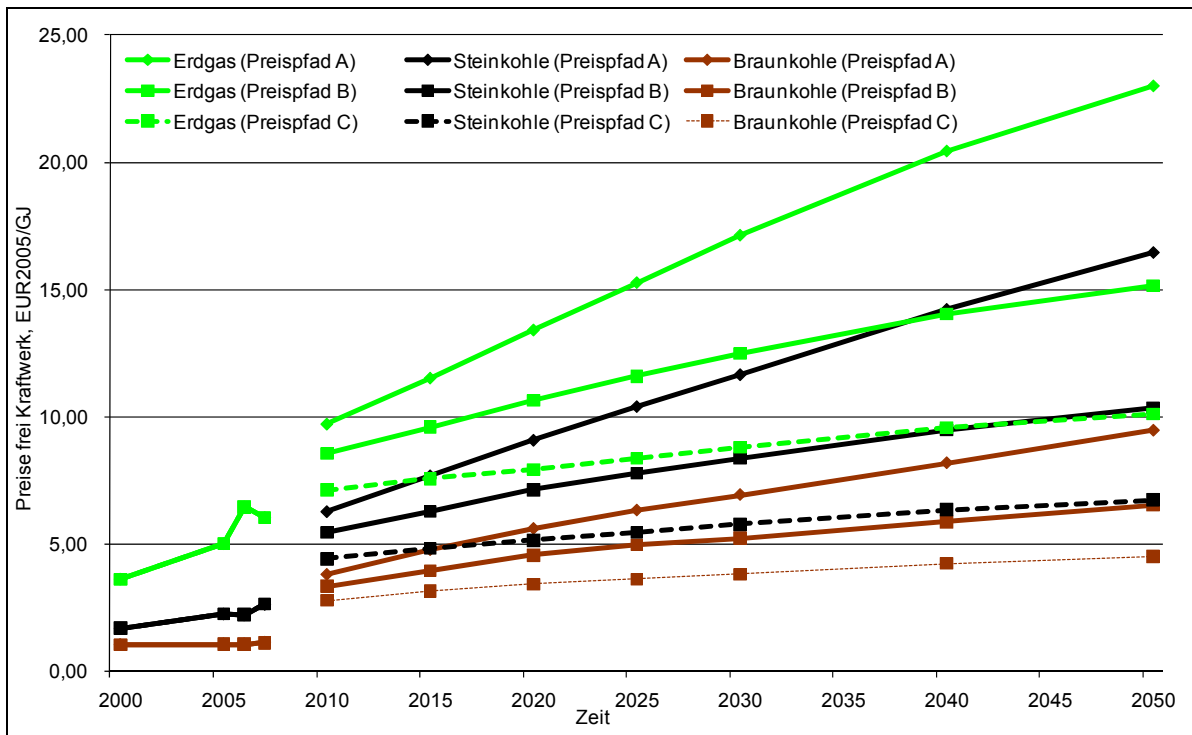
**Angenommene Preisentwicklung für fossile Brennstoffe und  
CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte entsprechend dem Preispfad A  
(Deutlicher Preisanstieg) der Leitstudie**

<b>Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) – mit CO<sub>2</sub>-Aufschlag</b>											
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Preispfad A (deutlich)</b>											
CO <sub>2</sub> -Aufschlag; EUR/t					<b>24,0</b>	<b>32,0</b>	<b>38,0</b>	<b>45,0</b>	<b>50,0</b>	<b>60,0</b>	<b>70,0</b>
<b>Erdgas</b>											
ct/kWh th	1,30	<b>1,80</b>	2,32	2,17	3,49	4,14	4,82	5,49	6,16	7,35	8,27
EUR/GJ	3,61	<b>5,00</b>	6,45	6,03	9,70	11,51	13,40	15,26	17,12	20,43	22,99
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					15,9	18,6	19,6	19,9	19,6	19,7	20,7
<b>Steinkohle</b>											
EUR/t	49,5	<b>66,1</b>	65,1	77,1	183,8	225,1	265,9	304,6	341,3	416,4	481,8
ct/kWh th	0,61	<b>0,81</b>	0,80	0,95	2,26	2,76	3,26	3,74	4,19	5,11	5,91
EUR/GJ	1,69	<b>2,26</b>	2,22	2,63	6,27	7,68	9,07	10,39	11,64	14,21	16,44
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					54,3	62,2	65,5	66,3	65,4	63,6	64,4
<b>Braunkohle</b>											
ct/kWh th	0,37	<b>0,38</b>	0,38	0,40	1,36	1,71	2,01	2,27	2,49	2,94	3,40
EUR/GJ	1,02	<b>1,06</b>	1,06	1,11	3,78	4,75	5,59	6,31	6,92	8,17	9,45
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					240	298	347	383	408	444	476
Quelle: NITSCH 2008, S. 108											

Abbildung 4-48 zeigt, dass dieses Preisszenario zu Recht als ein Szenario deutlicher Preisanstiege für fossile Energieträger bezeichnet werden muss. Im Vergleich zum Preisszenario mit einem mäßigen Preisanstieg (B) liegen die Preise im Jahr 2050 doch deutlich höher. Die Leitstudie geht nicht davon aus, dass das sehr niedrige Preisszenario (C) eintreten könnte.

Abbildung 4-48

### Vergleich der drei Preisfade der Leitstudie des BMU für fossile Brennstoffe einschließlich der CO<sub>2</sub>-Emissionszuschläge



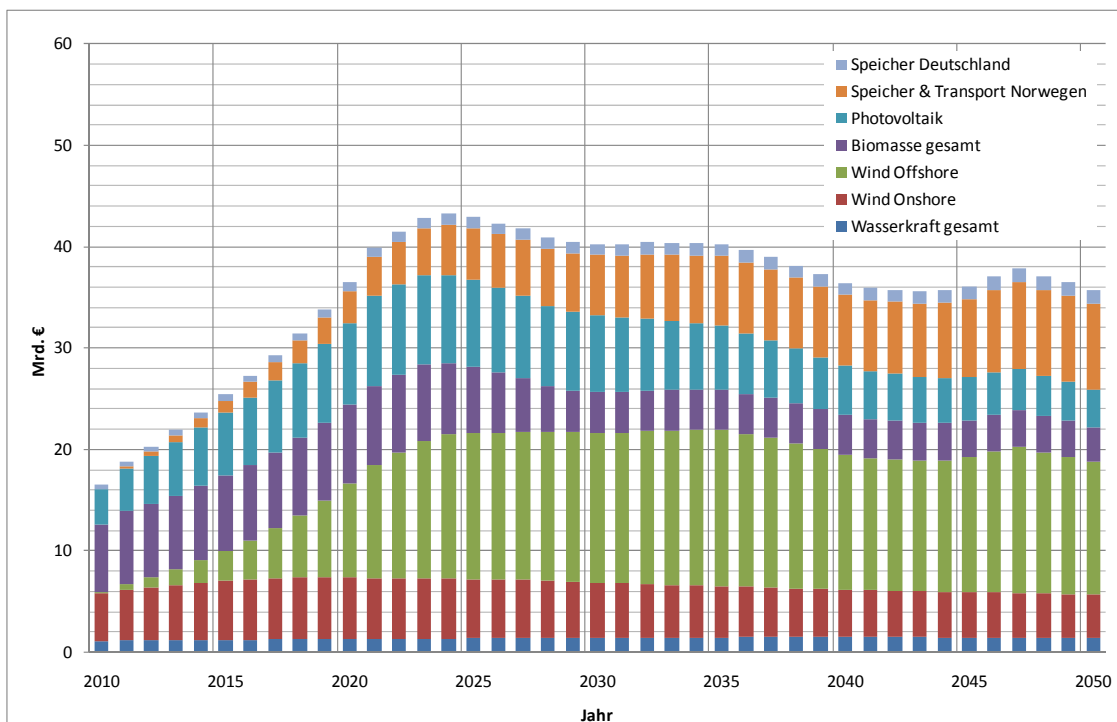
Quelle: NITSCH 2008, S. 107

Auf Basis des jährlichen Zubaus an erneuerbarer Erzeugungskapazität und der von den spezifischen Kosten abhängigen jeweiligen Elektrizitätsproduktion konnten die jährlichen Gesamtkosten bestimmt werden. In Abbildung 4-49 ist die Entwicklung der nach einzelnen erneuerbaren Ressourcen, Speicherkosten in Deutschland und Kosten für grenzüberschreitenden Transport und Speicher in Norwegen aufgeschlüsselten Gesamtkosten dargestellt. Zunächst kann im Diagramm bis zum Jahr 2024 ein steiler Anstieg der Gesamtkosten für die erneuerbare Stromerzeugung abgelesen werden, was auf die starke Zunahme des erneuerbaren Anteils an der gesamten Stromversorgung und insbesondere auf den Zubau der Offshore-Windenergie bei noch relativ hohen Kosten zurückzuführen ist. Trotz des weiteren Zuwachses an erneuerbarer Erzeugungskapazität (vgl. Kap. 4.4) sinken die Gesamtkosten nach Erreichen des Maximums von circa 43 Mrd. Euro im Jahr 2024 aufgrund der technikinduzierten Kostendegression (Lernkurve) kontinuierlich bis auf circa 36 Mrd. Euro im Jahr 2050 ab. Es ist zu erkennen, dass im Gegensatz zu den Gesamtkosten der reinen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien die Kosten für den grenzüberschreitenden Transport und die Speicherkosten kontinuierlich anwachsen.

Aufgrund des geringen Potenzials und der hohen angenommenen Kosten für geothermische Stromerzeugung im Jahr 2050 kommt diese regenerative Ressource im Szenario 2.1.a nicht zum Einsatz (vgl. Kap. 4.4).

Abbildung 4-49

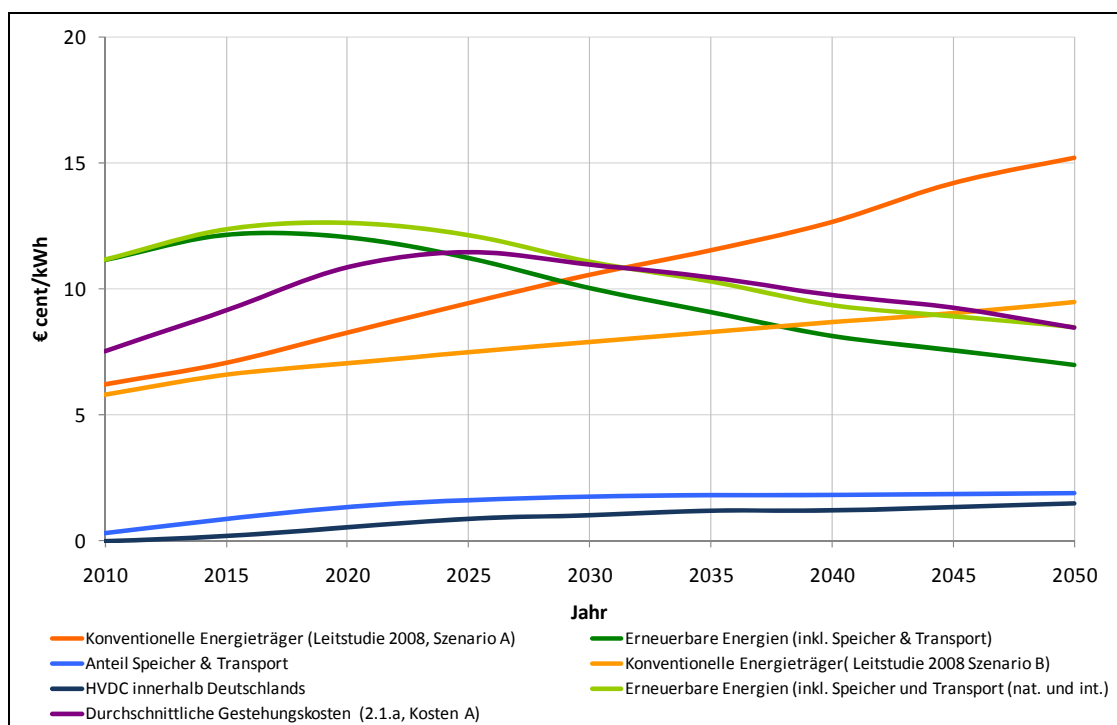
**Entwicklung der Gesamtkosten für regenerative Stromerzeugung  
(Szenario 2.1.a)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf Leitszenario aus NITSCH 2008; DLR 2010a

Abbildung 4-50

**Entwicklung der spezifischen Stromgestehungskosten  
(Szenario 2.1.a)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf Leitszenario A aus NITSCH 2008; DLR 2010a

Abbildung 4-50 zeigt die durchschnittlichen spezifischen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energieträgern aus Szenario 2.1.a inklusive der Kosten für Speichernutzung und grenzüberschreitenden Netzausbau nach Norwegen. Zum Vergleich ist dieser Kurve die Kostenentwicklung der konventionellen Elektrizitätserzeugung aus fossilen und nuklearen Brennstoffen (entsprechend dem Preisszenario A der Leitstudie des BMU) gegenübergestellt. Die Grundlage für die Berechnungen der spezifischen erneuerbaren Kosten bildet die Entwicklung der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der jeweiligen jährlich erzeugten elektrischen Energie.

Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass die durchschnittlichen spezifischen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien (dunkelgrüne Kurve) im Zeitverlauf aufgrund der Technologieentwicklung und der Unabhängigkeit von knappen Ressourcen (Brennstoffen) nach einem anfänglichen Anstieg ab dem Jahr 2017 kontinuierlich sinken. Sie liegen im Jahr 2012 bei circa 12 ct/kWh und verringern sich auf circa 7 ct/kWh im Jahr 2050. Während die Kosten für Speicher und grenzüberschreitenden Transport im Jahr 2010 (Speicher in Deutschland) nur 3 % der spezifischen Stromerzeugungskosten verursachen, steigen sie auf bis zu 27 % im Jahr 2050 an und betragen dann etwa 2 ct/kWh. Hinter einem Kostenanteil von 2 ct/kWh steht im Jahr 2050 eine in Norwegen genutzte Speicherleistung von 42 GW und eine in Deutschland eingesetzte Druckluftspeicherleistung von gut 18 GW, die in kürzester Zeit als Erzeugungs- und als Speicherleistung abgerufen werden können. Die norwegische Pumpspeicherleistung entspricht einem Reimport von knapp 123 TWh/a Strom, die in Norwegen zwischengespeichert werden. Eingerechnet ist hierbei ferner, dass im Ausland entstehende Transport- und Speicherverluste durch den Zukauf regenerativen Stroms in Norwegen ausgeglichen und entsprechend bezahlt werden.

Weder bei den konventionellen, noch bei den erneuerbaren durchschnittlichen Stromgestehungskosten sind Kosten für den innerdeutschen Netzausbau enthalten. Würde man für die erneuerbare Stromversorgung im Jahr 2050 einen zusätzlichen Netzausbau in Form von Übertragungsstrassen zwischen Nord- und Süd-, bzw. Westdeutschland mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ/HVDC) mit einer Länge von 3.000 bis 4.000 km und einer Übertragungsleistung von 30 bis 45 GW für eine zu übertragende Energiemenge von 350 bis 500 TWh/a annehmen (die gesamte Windenergieerzeugung beläuft sich 2050 im Szenario 2.1.a auf ca. 408 TWh/a), dann muss nach ersten überschlägigen Berechnungen mit zusätzlichen Kosten (einschließlich der entstehenden Netzverluste) von etwa 1 bis 2 ct/kWh gerechnet werden. Die gesamten durchschnittlichen erneuerbaren Stromerzeugungskosten mit Speicherkosten und Kosten für innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netzausbau würden sich dann auf etwa 8 bis 9 ct/kWh belaufen. Abbildung 4-51 zeigt die Entwicklung der Stromgestehungskosten einschließlich der Kosten für die innerdeutsche Übertragung (hellgrüne Kurve), wenn man für 2050 Kosten von 1,5 ct/kWh annimmt und ferner davon ausgeht, dass der Ausbau der innerdeutschen HGÜ-Trassen proportional zum weiteren Ausbau der Windenergie erfolgt.

Die in den ersten Jahren entstehenden Mehrkosten durch den forcierten Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger erhöhen den durchschnittlichen Strompreis allerdings nicht um die gesamte Differenz zwischen den Gestehungskosten der regenerativen Erzeugung (dunkelgrüne Kurve in Abbildung 4-50) und der konventionellen Erzeugung (rote oder orange Kurve). Sie gehen nur mit dem realisierten Anteil an der Gesamterzeugung in die durchschnittlichen Stromgestehungskosten ein. Abbildung 4-51 zeigt diese anfängliche Erhöhung und spätere Senkung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (nur die Veränderung, nicht die gesamten Stromgestehungskosten) im Vergleich zur konventionellen Erzeugung in Szenario 2.1.a bei einem deutlichen Anstieg der Kosten für konventionelle Energieträger (hellgrüne Kurve) und einem moderaten Anstieg dieser Kosten (rote Kurve). Werden Nettoimporte zugelassen, verringern sich die regenerativen Erzeugungskosten in 2050 um 0,5 ct/kWh. Bei einer ausgeweiteten internationalen Kooperation (Europa – Nordafrika) sinken die Kosten um weitere 0,5 ct/kWh. Abbildung 4-51 zeigt den Einfluss einer Senkung der regenerativen Erzeugungskosten von 1 ct/kWh auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten als dunkelgrüne und orange Kurve. Hierbei wird unterstellt, dass die Kostensenkung für den ganzen Zeitraum realisierbar ist.

Der Vergleich mit den konventionellen Stromgestehungskosten in Abbildung 4-51 zeigt, dass die erneuerbare Stromerzeugung je nach der Entwicklung der Preise konventioneller Energieträger ab einem Zeitpunkt zwischen 2029 und 2044 kostengünstiger dargestellt werden kann als die konventionelle Erzeugung.

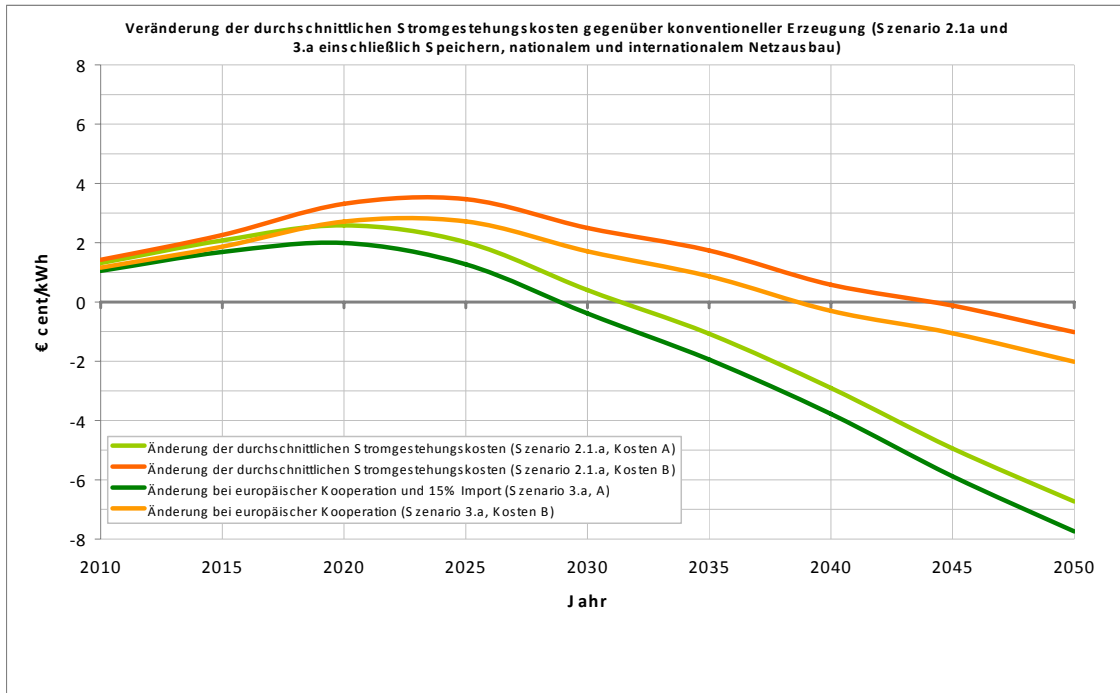
Eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands wird auf Dauer in jedem Fall zu niedrigeren Elektrizitätskosten führen, als sie durch ein Festhalten an den bisherigen Versorgungsstrukturen möglich wären. Gleichzeitig gewährleistet die vollständige Umstellung auf regenerative Energieträger eine langfristig sichere und klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung für Deutschland.

Der Nachteil eines Umsteuerns liegt darin, dass während der nächsten Jahrzehnte 2 bis 3,5 ct/kWh höhere Elektrizitätskosten getragen werden müssen, um die für einen erfolgreichen Klimaschutz notwendige rechtzeitige Systemumstellung zu finanzieren. Dem steht gegenüber, dass bis zum Jahr 2050 die Elektrizitätskosten gegenüber konventioneller Erzeugung voraussichtlich 1 bis 8 ct/kWh günstiger werden. Kostenerhöhungen, die sich in den Jahren der höchsten Belastung (um 2020) in Deutschland auf Beträge zwischen 10 und 15 Mrd. Euro pro Jahr summieren, liegen in den übrigen Jahren deutlich niedriger und stehen ab 2030 Kostensenkungen von bis zu 40 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber.

Dem SRU erscheint der Aufwand für den Klimaschutz angesichts der damit sichergestellten vollständigen Lösung des Klimaproblems für einen Bereich, der heute circa 35 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen verursacht, als eine gesellschaftlich außerordentlich lohnende Investition.

Abbildung 4-51

**Veränderung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten  
gegenüber konventioneller Erzeugung  
(Szenario 2.1.a und 3.a einschließlich Speichern,  
nationalem und internationalem Netzausbau)**



Quelle: SRU 2010, basierend auf Leitszenario A aus NITSCH 2008; DLR 2010a

## 4.8 Fazit

**239.** Eine 100 % erneuerbare Stromversorgung, wie sie in verschiedenen Varianten in Kapitel 3.3 dargestellt wurde, kann ausgehend von der heutigen Situation in einem schrittweisen Übergang erreicht werden. Weder ein Neubau von Kohlekraftwerken, die sich heute noch in der Planung befinden, noch eine Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken ist dafür notwendig.

**240.** Die Voraussetzungen für die Transformation des Stromsystems werden durch Steigerung der Effizienz und Begrenzung der Nachfrage entscheidend verbessert. Effizienz ist somit die kostengünstigste verfügbare „Brückentechnologie“. Zum einen sind die Kosten der regenerativen Vollversorgung umso niedriger, je geringer der Gesamtbedarf ist. Zum anderen wird die Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien durch Energieeinsparung erleichtert, da dadurch größere zeitliche Spielräume für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Netze und Speicher geschaffen werden. Eine strategische Begrenzung des Stromverbrauchs auf nationaler Ebene sollte deshalb angestrebt werden.

**241.** In Kapitel 4.4 wurden Möglichkeiten für den zeitlichen Übergang zu einem vollständig erneuerbaren Stromsystem bis 2050 aufgezeigt. Als Zielzustand im Jahr 2050 wurden dabei die Szenarien 2.1.a und 2.1.b aus Kapitel 3.3 herangezogen.

Ausgangspunkt für die Übergangsszenarien ist der existierende deutsche Kraftwerkpark. Die Übergangsszenarien legen zugrunde, dass die heute bestehenden konventionellen Kraftwerke nach einer durchschnittlichen Lebensdauer von 35 Jahren vom Netz gehen. Bereits im Bau befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie die in Bau und Planung befindlichen Gaskraftwerke sind in den Übergangsszenarien berücksichtigt. Auf diese Weise ergibt sich ein natürliches „Auslaufen“ der konventionellen Kapazitäten. Die entstehende, über die Zeit immer größer werdende Differenz zwischen der Stromnachfrage und den abnehmenden konventionellen Erzeugungskapazitäten wird durch den Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten gefüllt.

Ein schrittweiser und bruchloser Übergang zu einer regenerativen Stromversorgung kann gestaltet werden, indem die konventionellen Kraftwerke sukzessive vom Netz gehen und durch erneuerbare Erzeugungskapazitäten ersetzt werden. Dies ist unter Beibehaltung des bisherigen Ausbautempos bei den erneuerbaren Energien möglich. Der jährliche absolute Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten müsste dafür bis 2020 auf durchschnittlich 6 GW pro Jahr gesteigert werden (Szenario 2.1.a). Unter der pessimistischen Annahme, dass keine Stromeinsparung erfolgt, wäre ein durchschnittlicher Ausbau von jährlich 8 GW erforderlich (Szenario 2.1.b). Selbst ein solcher Ausbau könnte nach Einschätzung des SRU von den betroffenen Branchen bewältigt werden.

Eine Planung des Übergangs, der wie im Szenario des SRU die eher restriktive Annahme einer durchschnittlichen Laufzeit von 35 Jahren für konventionelle Kraftwerke zugrunde legt, würde hinreichend Puffer und damit eine ausreichende Flexibilität des Systems enthalten. Sollte sich der Ausbau von Netzen, Speichern oder Erzeugungskapazitäten für die erneuerbaren Energien aus unvorhergesehenen Gründen verzögern, könnten einzelne Kraftwerke des Bestandes länger als geplant am Netz bleiben und so Engpässe ausgleichen.

**242.** Der Bedarf an Grundlastkraftwerken sinkt in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Angesichts der hohen Volatilität erneuerbarer Energien sinkt das kontinuierlich über das gesamte Jahr erzeugbare Leistungsband erheblich, die Anzahl notwendiger Abschaltungen bzw. Ab- und Anfahrvorgänge steigt. Ab einem Anteil an erneuerbaren Energien von etwa 30 % wird der Bau neuer konventioneller Kraftwerke, die dann nicht mehr mit einer hohen Auslastung gefahren werden können, ökonomisch unrentabel. Steigt der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im System weiter an, wird der Betrieb von Grundlastkraftwerken überdies auch technisch problematisch. Sowohl die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als auch ein zusätzlicher Neubau von Kohlekraftwerken erhöhen zudem das Risiko, dass über zunehmend längere Zeitfenster

Überkapazitäten im System entstehen, die entweder die zeitweilige Abschaltung regenerativer Kapazitäten erfordern oder zu einer kostspieligen Unterauslastung konventioneller Kapazitäten führen und damit die Kosten des Übergangs unnötig erhöhen können. Eine generelle und deutliche Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken ist deshalb mit den hier vorgestellten Szenarien für den Übergang zur regenerativen Vollversorgung nicht vereinbar.

**243.** Eine Schlüsselrolle beim Übergang zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung spielt neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten insbesondere der Ausbau der Energieinfrastruktur in Form von Übertragungsnetzen und Speichern. Dieser wird mit hoher Wahrscheinlichkeit den zentralen Engpass für den schnellen Ausbau der Nutzung der regenerativen Energiequellen für die Stromversorgung in Deutschland und Europa darstellen.

**244.** Zum einen ist innerhalb Deutschlands der Ausbau der Übertragungsnetze zwischen der deutschen Nordseeküste und den Zentren des Elektrizitätsverbrauchs im Westen, der Mitte und dem Süden Deutschlands vordringlich. In einem vollständig erneuerbaren Stromsystem wird die Offshore-Windenergie in jedem Fall eine zentrale Rolle spielen und voraussichtlich den größten Anteil der elektrischen Arbeit liefern. Damit liegt die Haupterzeugungsleistung fernab von den großen Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands. Zusätzlich liegt auch ein großer Teil der Onshore-Windenergieanlagen in der norddeutschen Küstenregion. Beide können bereits in den nächsten zehn Jahren große Zuwächse realisieren; ein rascher Bau neuer Übertragungskapazitäten in erheblichem Umfang ist deshalb notwendig.

**245.** Zum anderen ist der Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazität wesentlich. Eine ökonomisch effiziente, regenerative Stromversorgung für Deutschland kann nur erreicht werden, wenn der Elektrizitätsaustausch mit anderen Ländern vorangetrieben wird. Aus Sicht des SRU sollte dabei die Zusammenarbeit mit Norwegen und anderen skandinavischen Ländern Priorität genießen.

Bereits ohne Modifikationen des bestehenden norwegischen Wasserkraft-Systems kann der Austausch von Strom mit Norwegen zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung in Deutschland beitragen. So kann zunächst der norwegische Elektrizitätsverbrauch als Lastsenke genutzt werden: überschüssige in Deutschland erzeugte Elektrizität deckt einen Teil des Bedarfs in Norwegen; das nicht genutzte Wasservolumen in norwegischen Speicherwasserkraftwerken kann dann zu anderen Zeiten Strom für den Export von Elektrizität nach Deutschland produzieren. Ebenso kann die bereits vorhandene norwegische Pumpspeicherleistung genutzt werden. Sind diese Möglichkeiten nicht mehr ausreichend – was nach dem SRU-Übergangsszenario bereits zwischen den Jahren 2014 und 2020 der Fall sein kann – können norwegische Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeichern ausgebaut werden. Da das norwegische System aus zahlreichen



Speicherwasserkraftwerken mit Unterseen besteht, ist davon auszugehen, dass große Teile der vorhandenen Speicherkraftwerkskapazität von 84 TWh zu Pumpspeicherkapazität ausgebaut werden können. Hierfür müssen Pump- und Turbinenleistung der norwegischen Kraftwerke erweitert und Infrastrukturanpassungen vorgenommen werden, etwa durch den Bau von zusätzlichen Zuflusstunneln und Druckschächten. Da aber keine neuen Speicherseen angelegt werden müssen, können diese Erweiterungen nach Einschätzung des SRU vergleichsweise schnell realisiert werden.

**246.** Die größere Herausforderung besteht vermutlich im Ausbau der Transportkapazitäten. Zurzeit bestehen Transportkapazitäten von Deutschland nach Norwegen über Dänemark von 1,5 GW, weitere 2,8 GW sind in Planung. Bereits im Jahr 2020 würde jedoch im Übergangsszenario des SRU eine Transportkapazität von 16 GW benötigt, die bis zum Jahr 2050 auf 42 GW erweitert werden müsste (Szenario 2.1.a).

Verbindungen nach Skandinavien sind mit großer Wahrscheinlichkeit auch noch dann wirtschaftlich, wenn sich eine größere Anzahl von Ländern am zukünftigen Stromverbund beteiligt. Auch in einem Verbund von ganz Europa und Nordafrika wird bei einer ökonomisch-technischen Systemoptimierung der Hauptanteil der überschüssigen in Deutschland regenerativ erzeugten Elektrizität mit Norwegen ausgetauscht (Szenario 3.a). Szenario 3.a legt nahe, dass zusätzlich die Schweiz, Österreich und Polen wichtige Partner für Deutschland werden könnten.

**247.** Kapitel 4.7 analysiert die zu erwartende Entwicklung der Stromgestehungskosten bei einer Umstellung auf eine vollständig erneuerbare Stromversorgung.

Langfristig werden die erneuerbaren Energien in jedem Fall kostengünstiger sein als konventionelle CO<sub>2</sub>-arme Technologien wie Kohlekraftwerke mit CCS oder neue Kernkraftwerke. Deren Kosten werden durch die Begrenztheit der Ressourcen (Uran, CO<sub>2</sub>-Speicher), im Fall der fossilen Energieträger auch durch den Emissionshandel und im Fall der Kernenergie durch die heute noch nicht abschätzbaren Kosten für die Endlagerung der radioaktiven Abfälle ansteigen, während die Kosten der erneuerbaren Energien durch Lernkurven- und Skaleneffekte sinken werden.

Der frühzeitige Ausbau der erneuerbaren Energien ist zwar kurzfristig betriebswirtschaftlich teurer als die Laufzeitverlängerung für abgeschriebene Kraftwerke, ermöglicht aber langfristig erhebliche Einsparungen. Er ist in jedem Fall eine lohnende gesellschaftliche Investition in die Zukunft. Der SRU rechnet damit, dass ein regeneratives System im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 zur kostengünstigsten Stromversorgungsoption wird. Sollten die Kosten der erneuerbaren Energien nicht so schnell sinken wie in Kapitel 4.7 angenommen, würde sich der Zeitpunkt, zu dem sie wettbewerbsfähig werden, lediglich nach hinten verschieben.

## **5 Die europäische und deutsche Energie- und Klimapolitik und aktuelle energiepolitische Konflikte und Chancenstrukturen**

### **5.1 Erneuerbare Energien im Durchbruch**

**248.** Die erneuerbaren Energien haben sich innerhalb der letzten zwanzig Jahre von einer durch Pioniere getragenen Nische zu einer strategischen Säule moderner Energiepolitik entwickelt. Ihre Förderung war und ist eingebettet in die nationale und internationale Klimaschutzpolitik. Mittlerweile basieren 62 % aller neuen Stromerzeugungskapazitäten in der Europäischen Union (EU) auf erneuerbaren Energien. Neue Entwicklungen und Pläne wie die Offshore-Windparks im Nordseeraum, das DESERTEC-Projekt oder der Mittelmeer-Solarplan (vgl. Abschn. 6.3.1) sind Symbole für den neuen ökonomischen und politischen Stellenwert der erneuerbaren Energien. Die erneuerbaren Energien stehen an der Schwelle zur allgemein anerkannten Schlüsseltechnologie für eine Transformation des Energiesystems in Richtung auf eine klimaneutrale Stromversorgung. Entsprechend haben sich auch neue strategische Partnerschaften von Akteuren aus Industrie und Politik gebildet.

**249.** Im Folgenden wird diese politische Karriere der erneuerbaren Energien nachvollzogen. Ziel des Kapitels ist es, auf der Basis einer Analyse der bisherigen Dynamik in diesem Politikfeld Chancen und Barrieren für die Transformation des Stromsektors herauszuarbeiten. Es wird der Frage nachgegangen, wie in der jüngeren Vergangenheit Blockaden überwunden und Durchbrüche für die erneuerbaren Energien erzielt wurden. Dabei wird der Wandel sowohl des Argumentationsrahmens, in dem sich die erneuerbaren Energien behaupten müssen (Framing), als auch die Akteurslandschaft für die letzten circa zwanzig Jahre skizziert. Hierbei wird auf den Ansatz der „Meinungskoalition“ (advocacy coalition) zurückgegriffen, der lockere Akteursbündnisse sowie deren Positionen, Werthaltungen und Machtpotenziale in den Blick nimmt (SABATIER 1993; 1999; SABATIER und JENKINS-SMITH 1993).

**250.** Wie in vielen Politikfeldern spielen die Wechselwirkungen zwischen nationaler und EU-Politik für das Verständnis der Geschichte der erneuerbaren Energienpolitik eine wichtige Rolle. Die Weichen für eine nachhaltige Energienutzung werden auf mehreren Handlungsebenen gestellt. Eine nähere Betrachtung der europäischen und der deutschen Ebene zeigt, dass die Karriere der Erneuerbare-Energien-Politik auf beiden Ebenen relativ synchron abläuft und beide Ebenen miteinander verflochten sind.

**251.** Das Kapitel liefert damit die analytischen Grundlagen für das stärker programmatisch angelegte Kapitel 6 zu den Herausforderungen der Transformation.

## **5.2 Erneuerbare-Energien-Politik auf EU-Ebene**

### **5.2.1 Einführungsphase bis 2001: Die erste Richtlinie im Schatten des Binnenmarktprogramms**

**252.** Die erste Phase der europäischen Politik für die erneuerbaren Energien reicht von den frühen Forschungs- und Technologieprogrammen über eine erste Strategiedebatte hinsichtlich der Förderansätze in den Jahren 1996 und 1997 bis hin zur Verabschiedung der ersten Richtlinie von 2001. Diese Phase war noch deutlich von den Zielen und Erfordernissen des europäischen Binnenmarktes und einer kritischen Haltung der Europäischen Kommission gegen Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien geprägt.

**253.** Die Europäisierung der Energiepolitik war im Wesentlichen Folge anderer Politiken, so insbesondere der Wettbewerbspolitik mit ihrem zentralen Vorhaben einer Schaffung eines diskriminierungsfreien europäischen Binnenmarktes für Energie seit Mitte der 1980er-Jahre, später auch der Umwelt- und Klimapolitik. Energiebezogene Themen standen zwar mit der Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) und der Europäischen Atomgemeinschaft (Euratom) am Anfang des europäischen Integrationsprozesses. Dennoch führte die europäische Energiepolitik über Jahrzehnte ein Schattendasein. Dies lag vor allem an der Schwäche einer eigenständigen europäischen Energiepolitik, die wiederum Folge der sehr unterschiedlichen Interessen der Mitgliedstaaten ist: Kaum ein Politikfeld ist zwischen den Mitgliedstaaten der EU so umstritten gewesen wie die Energiepolitik und insbesondere die Wahl der Energieträger. Die Mitgliedstaaten setzen bis heute aus industrie-, wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Gründen sowie aufgrund unterschiedlicher geografischer Gegebenheiten auf unterschiedliche Energieträger und verfolgen unterschiedliche Regulierungsansätze (MÜLLER-KRAENNER 2007, S. 120 f.; KRAACK et al. 2001, S. 97; GEDEN und FISCHER 2008; BADURA 2003; POINTVOGL 2009).

**254.** Die Binnenmarktorientierung der Energiepolitik prägte auch die Präferenz der Europäischen Kommission bei der Wahl des Förderregimes für die erneuerbaren Energien und das Verhalten der Europäischen Kommission gegenüber der nationalen Förderung (LAUBER 2007; JACOBSSON et al. 2009; HIRSCHL 2008; NILSSON et al. 2009; JORDAN et al. 2010a). Sehr kritisch stand die Europäische Kommission einer Einspeisevergütung gegenüber, wie sie in Deutschland mit dem Stromeinspeisungsgesetz und seit 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verfolgt wurde. Nach Auffassung der Europäischen Kommission standen national unterschiedliche Vergütungssätze dem Ziel eines diskriminierungsfreien Binnenmarktes entgegen und erzeugten den Verdacht einer wettbewerbsverzerrenden Beihilfe. Stattdessen zog die Europäische Kommission einen „marktbasierten Ansatz“ vor. Hierunter wurde insbesondere der Ansatz handelbarer Quoten für erneuerbare Energien verstanden, der eine Suche des Marktes nach dem

kostengünstigsten Portfolio an erneuerbaren Energien für ein politisch gesetztes Ausbauziel auslösen sollte (FOUQUET und JOHANSSON 2008; LAFFERTY und RUUD 2008, S. 5).

Die Präferenz für eine Quotenlösung hat die Europäische Kommission insbesondere in ihrem Grün- und Weißbuch zur „Energiepolitik für die Zukunft: erneuerbare Energien“ (Europäische Kommission 1997; 1996) formuliert. An die Einspeisevergütung stellte sie hingegen strenge Anforderungen, um diese diskriminierungsfrei, das heißt mit minimalen Verzerrungen für den Markt, auszugestalten. Die Vergütungshöhe von erneuerbaren Energien müsse sich daher zumindest an bestimmte, marktorientierte Kriterien (externer Nutzen der erneuerbaren Energien und die Kosten der substituierten Energieträger als Messlatte) halten.

Die diesen Strategiedokumenten folgenden ersten Entwürfe der Europäischen Kommission für eine Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien vom Oktober 1998 gingen von der Vorstellung einer Harmonisierung der nationalen Fördermaßnahmen durch ein Quotenmodell aus, um die Ziele des europäischen Binnenmarktes nicht zu gefährden. Unterstützung fand die Europäische Kommission hierbei zunächst mehrheitlich im Ministerrat und in der Energiewirtschaft. Die Länder, die Quotenmodelle befürworteten, befanden sich damals noch in der Mehrheit im Ministerrat. Unterstützung fand diese Linie auch durch den Dachverband der nationalen Verbände der Energieversorger EURELECTRIC, der insbesondere auch erhebliche Kritik am deutschen Modell der Einspeisevergütung formulierte (HIRSCHL 2008, S. 328).

Mit dem Regierungswechsel in Deutschland im Jahr 1998 begannen sich jedoch die Kräfteverhältnisse gegen die Einspeisevergütung zu verändern. Auf Intervention der deutschen Ratspräsidentschaft, die unter der rot-grünen Bundesregierung neue energiepolitische Prioritäten verfolgte, und nach einer Orientierungsdebatte im Ministerrat in der ersten Hälfte des Jahres 1999 zog die Europäische Kommission ihren ersten Vorschlag zurück. Nach dem Rücktritt der Santer-Kommission im Jahr 1999 änderte sich die Positionierung der Europäischen Kommission in der Instrumentenfrage allmählich und trug insbesondere zu einer toleranteren Grundhaltung der Europäischen Kommission bei. In ihrem geänderten Richtlinienvorschlag vom Dezember 2000 stellte die Europäische Kommission schließlich fest, dass aktuell nicht belegbar sei, ob ein Förderinstrument dem anderen im Hinblick auf den Binnenmarkt überlegen sei. Die Instrumentenfrage wurde aber für einen späteren Überprüfungszeitpunkt noch offen gelassen (HIRSCHL 2008, S. 347 ff.; LAUBER 2007, S. 21).

**255.** Die europäischen Akteurskoalitionen, die sich für eine Einspeisevergütung nach deutschem Vorbild aussprachen, waren in den 1990er-Jahren noch relativ schwach. Bemerkenswert ist hierbei, dass selbst die relativ jungen Industrieverbände der erneuerbaren Energien auf der europäischen Ebene in der Instrumentenfrage uneinig waren. Der europäische Verband der Windenergieindustrie (European Wind Energy Association – EWEA) stand einem Quotenmodell deutlich positiver gegenüber als der Bundesverband

Windenergie (HIRSCHL 2008, S. 336). Dieser trieb in Folge die Gründung eines anderen europäischen Verbandes (European Renewable Energy Federation) voran. Auch das Europäische Parlament zeigte sich frühzeitig offen für andere Instrumente als das Quotenmodell. Vor allem auch dank einer aktiven internen Lobby für die erneuerbaren Energien durch eine Interessengemeinschaft von Europaabgeordneten für die erneuerbaren Energien (European Forum for Renewable Energy Sources – EUFORES) und von EUROSOLAR (Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e.V.) vertrat das Europäische Parlament schon früh in einem Initiativbericht von 1998 (Linkohr-Bericht) die Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten in der Instrumentenwahl (LAUBER 2007, S. 12), in dem Rothe-Bericht von 1998 sogar schon die Idee einer europaweiten Einspeiseregulierung (HIRSCHL 2008, S. 344).

**256.** Die Auseinandersetzung um das geeignete Förderinstrument wurde schließlich auf dem Rechtsweg entschieden. Die Kommission äußerte nach mehreren Beschwerden von Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber Deutschland Zweifel an der Vereinbarkeit des Stromeinspeisungsgesetzes (StromEinspG) mit den Bestimmungen des EG-Vertrags über Beihilfen und empfahl eine Änderung des StromEinspG. Die Klage des Energieversorgers PreussenElektra gegen die deutsche Einspeisevergütung gelangte im Wege eines Vorabentscheidungsverfahrens vor den Europäischen Gerichtshof (EuGH); die Europäische Kommission trat dem Verfahren bei. Der EuGH entschied 2001, dass die deutsche Abnahmeverpflichtung von Erneuerbare-Energien-Strom zu Mindestpreisen keine staatliche Beihilfe im europarechtlichen Sinne darstelle, weil es sich um eine Umlage handele (EuGH, Urteil v. 13. März 2001, Rs. C-379/98, NVwZ 2001, S. 665 ff.). Im Kontext dieser Auseinandersetzung versuchte die Europäische Kommission, das Modell der Einspeisevergütung als Auslaufmodell zu charakterisieren und andere Staaten im Hinblick auf die Übernahme dieses Fördermodells zu entmutigen (LAUBER 2007, S. 17).

**257.** Die Feststellung des EuGH zur Zulässigkeit der Einspeisevergütung wird als Wendepunkt der europäischen Politik für die erneuerbaren Energien gewertet (LAUBER 2007, S. 18; HIRSCHL 2008). Sie markiert das Ende einer Phase, in der ein nationales Förderregime für die erneuerbaren Energien, das sich im Folgejahrzehnt als ein weltweit imitiertes Erfolgsmodell herausstellen sollte (vgl. Tz. 267, 274 und Abschn. 8.4.1), infrage gestellt wurde und den Beginn einer größeren instrumentellen Offenheit der Europäischen Kommission. Mit dem Urteil des EuGH entstand das Maß an Rechtssicherheit, das zumindest für den weiteren nationalen Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich war (BECHBERGER 2007).

**258.** Zeitgleich mit den Auseinandersetzungen um die deutsche Förderpolitik begannen auch die Vorbereitungen für eine erste Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien. Die Förderung der erneuerbaren Energien wurde frühzeitig der Diversifizierung der Energiequellen und damit der Versorgungssicherheit sowie umwelt- und klimapolitischen

Argumenten begründet (HIRSCHL 2008, S. 337), blieb aber im Vergleich zum dominanten Binnenmarktdiskurs zunächst schwach geregelt. Dies zeigte sich nicht zuletzt an der Frage der Reichweite und des Verbindlichkeitsgrades der europäischen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien (JORDAN et al. 2010a, S. 112).

**259.** Mit dem Grün- und Weißbuch der Europäischen Kommission setzte 1996 auch die erste Zielbildungsdiskussion für den Ausbau der erneuerbaren Energien an, die in die Richtlinie für erneuerbare Energien von 2001 (RL 2001/77/EG) münden sollte. Die Debatte um die Zielbildung schwankte seither zwischen einem übergreifenden und einem sektorspezifischen Ansatz sowie zwischen indikativen und rechtsverbindlichen Zielen. Bereits 1996 schlug das Europäische Parlament für die erneuerbaren Energien in einem Entschließungsantrag das sektorübergreifende Ziel eines 15 %-Anteils am Primärenergieverbrauch bis 2010 vor (HIRSCHL 2008, S. 331). Daraufhin formulierte die Europäische Kommission (1997) in ihrem Weißbuch das Ziel eines 12 %-Anteils am Primärenergieverbrauch durch erneuerbare Energieträger für 2010. Dieses Ziel blieb aber zunächst nur eine politische Absichtserklärung.

Insbesondere mit Rücksichtnahme auf die Prioritäten der drei „Pionierstaaten“ Deutschland, Spanien und Dänemark für den Elektrizitätssektor ist die Europäische Kommission bei ihrem Richtlinienvorschlag vom Mai 2000 (Europäische Kommission 2000) auf ein sektorales Ziel für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen im Elektrizitätssektor umgeschwenkt. Zu diesen zählt die EU Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas. Der Anteil sollte auf 22,1 % im Jahr 2010 ansteigen. In der mit diesem Ziel verabschiedeten Richtlinie 2001/77/EG wurden allerdings nur indikative, das heißt europarechtlich nicht einklagbare Ziele formuliert, da der ursprüngliche Plan der Europäischen Kommission, bindende Ziele zu formulieren, von den Mitgliedstaaten verworfen wurde (LAFFERTY und RUUD 2008; HIRSCHL 2008).

**260.** Insgesamt war die erste Phase durch einen Konflikt geprägt, der für die nationale Förderpolitik erhebliche regulative Unsicherheit und Risiken mit sich brachte. Die Förderung der erneuerbaren Energien war zunächst den Zielen des europäischen Binnenmarktes untergeordnet, die Koalition für die erneuerbaren Energien war noch relativ schwach. Letztlich ist diese Unsicherheit über die EU-Verträglichkeit der Förderung durch Einspeisevergütungen durch eine Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes geklärt worden. Die zugleich aktiv geführte Zieldiskussion bildete die Grundlage für eine erste, insgesamt relativ schwache Richtlinie, die nur orientierende, auf den Elektrizitätssektor bezogene Ausbauziele mit einer weitgehend nationalen Förderpolitik kombiniert.

## **5.2.2 Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009: Durchbruch auf der Basis eines technologie-, energie- und klimapolitischen Gesamtansatzes**

**261.** Die im Dezember 2008 von Rat und Parlament als Teil eines umfassenden Klima- und Energiepaketes angenommene novellierte Richtlinie zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energien (RL 2009/28/EG) bedeutet eine deutliche Stärkung des europäischen Rechtsrahmens für die erneuerbaren Energien. Zugleich hat sich auch der Begründungsrahmen für die erneuerbaren Energien deutlich erweitert. Er erstreckt sich auf energie-, umwelt- und industriepolitische Ziele, insbesondere der Versorgungssicherheit, des Klimaschutzes und der Erneuerung der industriellen Basis (LAFFERTY und RUUD 2008, S. 4 f.; JORDAN et al. 2010a).

**262.** Eine wichtige Rolle spielt die industriepolitische Dimension einer europäischen Klimaschutzpolitik unter den Rahmenbedingungen der bis Sommer 2008 deutlich gestiegenen Energiepreise. Insbesondere wurden die Synergien zwischen der auf Wettbewerbsfähigkeit ausgerichteten Lissabon-Agenda und der Klimaschutzpolitik als Ausgangspunkt einer „dritten industriellen Revolution“ deutlich gesehen (zu den Synergien zwischen Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit: JÄNICKE 2008; SRU 2005; PIEBALGS 2009). Bereits zu Beginn des Jahrzehnts war innerhalb der Europäischen Kommission ein zusammen mit der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickeltes industriepolitisches Modell einflussreich, das die Wechselbeziehungen zwischen technischer Innovation und Marktdiffusion im Sinne eines „virtuous cycle“ hervorhob: Verstärkte Marktdiffusion der erneuerbaren Energien beschleunige die Innovationsdynamik und diese wiederum die Marktdiffusion (LAFFERTY und RUUD 2008, S. 14). Mit der Wahrnehmung der technologie- und industriepolitischen Relevanz erneuerbarer Energien änderte sich auch der Stellenwert einer Förderpolitik im Zielsystem der EU. Die Europäische Kommission erachtete den Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl als Beitrag zu den Zielen der EU-Nachhaltigkeitsstrategie, der Göteborg-Strategie, als auch zu denen der Strategie der Wettbewerbsfähigkeit, der Lissabon-Strategie (LAFFERTY und RUUD 2008, S. 16).

Nicht zu unterschätzen ist auch die wachsende beschäftigungspolitische Dimension der erneuerbaren Energien. Die Bedeutung der erneuerbaren Energien am europäischen Sozialprodukt wird mittlerweile auf 0,6 % geschätzt (RAGWITZ et al. 2009). Bis 2020 ist damit nach Angaben der Europäischen Kommission die Sicherung von 600.000 Arbeitsplätzen in der EU verbunden (Europäische Kommission 2010b, S. 13).

**263.** Mit dem überraschend starken Energiepreisanstieg seit Mitte des Jahrzehnts gewann zudem das Thema Versorgungssicherheit auf der europäischen Ebene an Bedeutung (GEDEN und FISCHER 2008; Europäische Kommission 2006; 2008; JORDAN und RAYNER 2010, S. 71). Mit ihrem Grünbuch zu einer „nachhaltigen, wettbewerbsfähigen und sicheren Energie“ (Europäische Kommission 2006) sowie der kurze Zeit später veröffentlichten ersten

Strategie „Eine Energiepolitik für Europa“ (Europäische Kommission 2007b) hat die Europäische Kommission ein Zieldreieck formuliert, das die EU auf Klimaschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit festlegt (GEDEN und FISCHER 2008, S. 40).

**264.** Gleichzeitig haben sich die Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien insbesondere auch im Kontext der intensivierten Klimaagenda der Europäischen Kommission verbessert. Die Klimadebatte befand sich in den Jahren 2007 und 2008 im Zentrum internationaler wissenschaftlicher, politischer und medialer Aufmerksamkeit und führte letztlich zu dem insgesamt sehr anspruchsvollen Klima- und Energiepaket, das Rat und Parlament im Dezember 2008 verabschiedet haben. Dieser Europäisierungsschub der Klima- und Energiepolitik ist wesentlich auf eine neue Interessenkonstellation, insbesondere die Konvergenz nationaler Problemwahrnehmungen und Interessen in den letzten Jahren zurückzuführen (SAUTER und GRASHOF 2007; OBERTHÜR und ROCHE KELLY 2008; GEDEN und FISCHER 2008; SCHREURS und TIBERGHIEU 2007; SCHREURS 2009; JORDAN et al. 2010b). Hierzu gehörten die Häufung extremer Wetterereignisse, die erhärtete wissenschaftliche Einschätzung zur Gefährdungslage, wie sie im 4. Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) deutlich wurde, sowie die Ökonomisierung der Klimadebatte durch den Stern-Report (STERN 2007), der sehr hohe ökonomische Kosten des Klimawandels bei Unterlassung von Klimaschutzmaßnahmen berechnete. Zu diesem stark gewachsenen wissenschaftlichen (epistemischen) Konsens trat die dynamische Führungsrolle einer Reihe von europäischen Staaten hinzu, namentlich von Großbritannien, Deutschland und Frankreich, die in einer Sequenz von EU- und G8-Präsidentschaften der Jahre 2005 bis 2008 das Thema vorantrieben. Auch die Europäische Kommission nutzte die Chancen einer aktiven Klimapolitik sowohl für die Profilierung der EU als Akteur in den internationalen Verhandlungen (OBERTHÜR und ROCHE KELLY 2008; SCHREURS und TIBERGHIEU 2010) als auch für die Vertiefung der energiepolitischen Integration der EU (SAUTER und GRASHOF 2007).

**265.** In der Summe bildeten diese Faktoren eine günstige Konstellation für einen neuen klimapolitischen Konsens, der den Europäisierungsschub in der Klima- und Energiepolitik der Jahre 2007 und 2008 getragen hat und – gemessen an der Tragweite der Entscheidungen – außerordentlich schnell auch zu den Beschlussfassungen von Rat und Parlament im Dezember 2008 geführt hat. Eine solche Konvergenz von Interessen und Problemsicht gilt in der Literatur immer wieder als zentrale Voraussetzung eines neuen Schubes in der europäischen Integration (SCHÄFER 2005).

**266.** Von diesem allgemeinen Europäisierungsschub in der Energie- und Klimapolitik profitierte auch der Rechtsrahmen für die erneuerbaren Energien. Die Novelle der



Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 führte zu wesentlich breiteren und insbesondere verbindlich einzuhaltenden Ausbauzielen.

Die Europäische Kommission stellte bereits in ihren ersten Vollzugsberichten (zuletzt: Europäische Kommission 2009b) fest, dass die Zielerreichung in den meisten Mitgliedstaaten unzureichend sei. Im Jahr 2006 betrug der Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energien nur 15,7 % des Endverbrauchs in der EU. Bezogen auf den benötigten Fortschritt in diesem Bereich bis 2010 entspricht dies einer Planerfüllung von etwa 35,2 %. Deutschland und Ungarn waren die einzigen beiden Länder, die ihre spezifischen Ziele bereits erreicht hatten. Zum gleichen Zeitpunkt waren jedoch 21 Mitgliedstaaten noch nicht einmal auf halbem Wege ihre Ziele zu erfüllen (Europäische Kommission 2009b).

Zentrales Ziel des Novellierungsvorschlages von 2008 war daher die Verbindlichkeit der Zielquoten. Bereits auf dem Frühjahrsgipfel von 2007 fand das sektorübergreifende Ausbauziel für erneuerbare Energien auf 20 % des Endenergieverbrauches bis 2020 breite Unterstützung der Mitgliedstaaten (Rat der Europäischen Union 2007). Nach nicht einmal einjähriger Beratung durch die europäischen Institutionen wurde die Erneuerbare-Energien-Richtlinie im Dezember 2008 als Teil des europäischen Klima- und Energiepaketes angenommen. Der jeweilige nationale Beitrag auf dem Weg zum EU-Ziel eines Anteils von 20 % wurde nach dem auch in der Luftreinhalte- und Klimaschutzpolitik erfolgreich praktizierten Modell der Lastenteilung festgelegt: Er wurde je nach historischer Ausgangslage und Entwicklungspotenzial differenziert. Jedes Land hat zum Teil einen gleichen festen Zuwachs gegenüber seinem bisherigen Anteil von erneuerbaren Energien, zum Teil einen in Bezug auf das Pro-Kopf-Einkommen berechneten Anteil zu leisten (vgl. Tab. 5-1). Insgesamt ist es gelungen, die Ausbauziele in der novellierten Richtlinie von 2009 rechtsverbindlich zu verankern und durch ein engmaschiges Monitoring einzelner Etappen durch die Europäische Kommission auch die Einhaltung der Ziele frühzeitig zu sichern (RINGEL und BITSCH 2009, S. 807; LEHNERT und VOLLPRECHT 2009, S. 310). Trotz unterschiedlicher nationaler Ziele und freier Wahl bei der Instrumentierung konnte dadurch eine „de facto Konvergenz“ der nationalen Förderpolitik vorangetrieben werden (JORDAN et al. 2010a, S. 115).

**267.** Als weitere grundsätzliche Neuerung kann die Bündelung der Vorgaben für den Elektrizitäts- und Mobilitätssektor in eine übergreifende Richtlinie gewertet werden. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 erstreckt sich auf alle energetischen Verwendungen (Elektrizität, Wärme, Mobilität). Dabei wurde aber – außer für den Mobilitätsbereich – auf europäische Vorgaben für die einzelnen Verwendungen verzichtet. Dies war im Europäischen Parlament zunächst gefordert worden (MAY 2007). Der schließlich gefundene Kompromiss sieht aber einen indirekten Mechanismus sektoraler Zielsetzungen vor. Nach Artikel 4 der Richtlinie müssen die Mitgliedstaaten nationale

Aktionspläne vorlegen, in denen sie sektorale Ziele für Elektrizität, Verkehr und Wärme formulieren, die in der Summe das Erreichen der nationalen Anteile für erneuerbare Energien gewährleisten sollten. Die Mitgliedstaaten sind zudem zu einem indikativen Zielpfad verpflichtet, der regelmäßig überprüft und angepasst werden muss. Hierdurch entstehen – über den Umweg der nationalen Aktionspläne – letztlich auch europäische Ziele für die einzelnen Verwendungsbereiche. So legt zum Beispiel der Entwurf des Nationalen Aktionsprogrammes für Deutschland eine „Prognose“ von 38,6 % im Strombereich fest, was weit über den bisherigen politischen Zielsetzungen liegt (Bundesregierung 2010). Es wird nach bisherigem Stand (September 2010) bis 2020 mindestens acht weitere Mitgliedstaaten geben, deren Anteil an erneuerbaren Energien sehr deutlich über demjenigen Deutschlands liegen wird (ENDS Europe 2010, S. 17) (s. Tab. 5-1). Nach verschiedenen Prognosen wird die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zu einem bedeutsamen Anstieg des Anteils von erneuerbaren Energien in der europäischen Stromversorgung auf mindestens ein Drittel bis 2020 führen. (COENRAADS et al. 2008, S. 45; BLOEM et al. 2010, S. 5). Die erneuerbaren Energien werden damit bis 2020 einen bedeutsamen Platz im Strommix der EU erringen. So macht ihr Anteil an der neu gebauten Kraftwerksleistung bereits in den Jahren 2008 und 2009 62 % aus (BLOEM et al. 2010, S. 4), bei Fortsetzung der aktuellen Wachstumsraten wird bis 2020 in der EU ein Anteil von 45 bis 50 % erreicht werden können (BLOEM et al. 2010, S. 6).

Tabelle 5-1

**Verteilung des Gesamtziels 20 % erneuerbare Energien am  
Energieverbrauch auf die Mitgliedstaaten und den Stromsektor**

Mitgliedstaat	Anteil der erneuerbaren Energien			
	am Primärenergieverbrauch		am Stromverbrauch	
	2005	2020	2010	2020
Österreich	23,3 %	34 %	69,3	70,6
Belgien	2,2 %	13 %	–	–
Bulgarien	9,4 %	16 %	10,6	20,6
Zypern	2,9 %	13 %	4,3	16
Tschech. Republik	6,1 %	13 %	7,4	14,3
Dänemark	17 %	30 %	34,3	51,9
Estland	18 %	25 %		
Finnland	28,5 %	38 %	26	33
Frankreich	10,3 %	23 %	15,5	27
Deutschland	5,8 %	18 %	17,4	38,6
Griechenland	6,9 %	18 %	13,3	39,8
Ungarn	4,3 %	13 %		
Irland	3,1 %	16 %	20,4	42,5
Italien	5,2 %	17 %	18,7	26,4
Lettland	32,6 %	40 %		
Litauen	15 %	23 %	8	21
Luxemburg	0,9 %	11 %	4	11,8
Malta	0 %	10 %	0,6	13,8
Niederlande	2,4 %	14 %	8,6	37
Polen	7,2 %	15 %	6,2	19,4
Portugal	20,5 %	31 %	41,4	55,3
Rumänien	17,8 %	24 %		
Slovak. Republik	6,7 %	14 %	19,1	24
Slowenien	16 %	25 %	32,4	39,3
Spanien	8,7 %	20 %	28,8	40
Schweden	39,8 %	49 %	54,9	62,9
Großbritannien	1,3 %	15 %	9	31

Quellen: RL 2009/28/EG vom 23. April 2009, Anhang I; ENDS Europe 2010, S. 17

**268.** Mit dem Übergang von einem binnenmarktorientierten zu einem gleichermaßen klima-, technologie- und beschäftigungspolitisch dominierten Begründungsrahmen gingen auch die wachsende Unterstützung für und schwächer werdende Widerstände gegen das

erfolgreichere Förderinstrument für die erneuerbaren Energien, die Einspeisevergütung, einher (BECHBERGER und REICHE 2007; FOUQUET und JOHANSSON 2008). Letztlich hat die Europäische Kommission ihre Präferenz für ein stärker binnenmarktorientiertes Quotenmodell aufgegeben (JONES 2010, S. 94 ff.). Bis zum Jahr 2007 hatten sich 19 von 27 Mitgliedstaaten für die Einführung einer Einspeisevergütung als zentralem Instrument der Förderung von erneuerbaren Energien entschieden (Agentur für Erneuerbare Energien 2010, S. 18). Die Diffusion des Instruments in Europa erfolgte besonders schnell in den Jahren zwischen 2002 und 2005 (BECHBERGER und REICHE 2007, S. 34). Mittlerweile ist die Einführung einer Einspeisevergütung für Onshore-Windenergie auch in Großbritannien vorgesehen (DECC 2010), das lange das Quotenmodell favorisiert hatte.

**269.** Dennoch entstand mit der Novellierung der Richtlinie im Jahre 2008 erneut eine Kontroverse um die Instrumentenfrage. Zwar hatte die Europäische Kommission inzwischen Abschied von einem einheitlichen europäischen Förderinstrument genommen, gleichwohl schlug sie im Januar 2008 ein System handelbarer Ursprungszertifikate vor. Unterstützt wurde sie dabei insbesondere von EURELECTRIC, dem Dachverband der nationalen Verbände der Stromwirtschaft (LAMPRECHT 2009; ten BERGE und CROSS 2010, S. 145; EFET 2007; EURELECTRIC 2008). Die Handelbarkeit von Zertifikaten sollte zur effizienten Erfüllung der Ziele für die erneuerbaren Energien führen. Länder mit hohen Ausbaurkosten für erneuerbare Energien hätten sich in Ländern mit günstigen Bereitstellungskosten Ursprungszertifikate einkaufen können. Eine solche Handelslösung stieß allerdings auf massiven Widerstand von Ländern mit Einspeisevergütung, wie insbesondere Deutschland und Spanien. Die Handelbarkeit von Ursprungszertifikaten hätte Anbietern kostengünstiger erneuerbarer Energien aus diesen Ländern die Möglichkeit geboten, über den internationalen Handel höhere Erlöse zu erwirtschaften als durch die nationale Einspeisevergütung. Länder mit Einspeisevergütung hätten dann auf relativ kostspielige erneuerbare Energien zurückgreifen müssen, um ihre nationalen Ausbauziele erfüllen zu können (LEHNERT und VOLLPRECHT 2009; SCHÖPE 2010; LAUBER und SCHENNER 2009; NILSSON et al. 2009; FOUQUET und JOHANSSON 2008). Die Inkompatibilität zwischen Einspeisevergütung und handelbaren Ursprungsrechten führte deshalb zu heftigem und letztlich erfolgreichem Widerstand einiger Mitgliedsländer und des Europäischen Parlaments. Die schließlich im Dezember 2008 angenommene Richtlinie sieht deshalb lediglich bi- und multilaterale Kooperationsmöglichkeiten vor, die gewährleisten, dass nationale Fördersysteme nicht unterlaufen werden. Nach Artikel 6 können Mitgliedstaaten untereinander einen statistischen Transfer von erneuerbaren Energien vereinbaren, sofern die nationalen Ziele des exportierenden Landes dabei nicht beeinträchtigt werden. Weiterhin sieht die Richtlinie den Import „physischer“ erneuerbarer Energie aus Drittstaaten vor (was den Import erneuerbarer Energien aus Nordafrika ermöglichen würde), allerdings erstreckt sich dies nicht auf „virtuelle“ Importe in Form von Investitionen in erneuerbare Energieträger in Drittstaaten (SCHÖPE 2010). Im Hinblick auf

das Förderinstrumentarium hat damit die Richtlinie 2009/28/EG den Kompromiss der Vorgänger-Richtlinie 2001/77/EG bis auf Weiteres bestätigt: Die EU respektiert die nationale Souveränität bei der Wahl des Förderinstrumentariums.

**270.** Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und ihrer Umsetzung ergeben sich notwendigerweise Spill-over-Effekte zu zwei anderen energiepolitischen Handlungsfeldern: der Marktliberalisierung und insbesondere auch der Infrastrukturpolitik (JONES 2010; HELLNER 2010). Von herausragender Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die wettbewerbspolitische Regelung nach Artikel 16 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, einen zumindest garantierten oder gar vorrangigen Netzzugang für erneuerbare Energien zu gewährleisten.

Auch die zeitgleich mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verabschiedete Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (2009/72/EG) enthält einige auf die erneuerbaren Energien anwendbaren Regelungen. Zu diesen Regelungen gehören Vorgaben, die auf die Sicherstellung der Interessensberücksichtigung der „neuen Anbieter“ bei Netzplanung und Anlagengenehmigung abzielen. Von Relevanz für die erneuerbaren Energien sind:

- Artikel 3 Abs. 2 Satz 3, der die Möglichkeit einer „langfristigen Planung“ zum Erreichen der Ausbauziele für erneuerbare Energien vorsieht,
- Artikel 7 Abs. 2, der neben anderen Aspekten auch die Berücksichtigung der Ziele der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie bei der Genehmigung neuer Erzeugungskapazitäten vorschreibt,
- Artikel 22 Abs. 4, der die Berücksichtigung der Netzausbaubedürfnisse „potenzieller Netzbenutzer“ durch „offene und transparente Konsultationen“ zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan erfordert. Der „etwaise Investitionsbedarf“, der sich aus den Konsultationen ergibt, wird veröffentlicht. Potenzielle Netzbenutzer müssen allerdings „ihren Anspruch“ belegen.

Der Netzausbaubedarf durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wird mittlerweile auch in dem Pilotprojekt für eine Zehn-Jahresplanung des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), dem Verbund der 42 Netzbetreiber der EU, berücksichtigt. Fast die Hälfte der für die nächste Dekade geplanten 42.000 km neuer Leitungen stehen unmittelbar mit den Erfordernissen der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien in Zusammenhang (ENTSO-E 2010, S. 15), ebenso wie die 6.900 km HGÜ-Verbindungen (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), die sich in der Netzplanung von ENTSO-E finden (vgl. Tz. 233ff zur Bedeutung von HGÜ-Verbindungen).

**271.** Als Folge industrie-, energie- und klimapolitischer Erwägungen hat die EU damit eine deutliche Stärkung des Rechtsrahmens für erneuerbare Energien beschlossen. Es wurde ein Entwicklungspfad angelegt, der die erneuerbaren Energien bis 2020 mit einem Anteil von über einem Drittel zu einer zentralen Säule der europäischen Stromversorgung ausbaut und

Aktivitäten in flankierenden Politikfeldern (v. a. Infrastrukturpolitik) auslöst. Die nationalen Ausbaupflichten sind zwar je nach Ausgangslage und Potenzial differenziert, tragen aber dennoch zu einer Konvergenz der ökonomischen Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien bei und stabilisieren nationale Förderpolitiken.

### **5.2.3 Perspektive 2050: Erneuerbare Energien als Schlüsseltechnologie der Dekarbonisierung?**

**272.** Seit dem Jahr 2009 zeichnet sich ab, dass die politischen Initiativen der EU zunehmend eine längerfristige Perspektive bis 2050 in den Blick nehmen. In ihrer vorbereitenden Mitteilung zur Kopenhagen-Konferenz betont die Europäische Kommission, dass das wiederholt bekräftigte 2 °C-Ziel THG-Reduktionen (THG – Treibhausgas) der Industrieländer in der Größenordnung von 80 bis 95 % bis 2050 erforderlich macht, letztlich also eine nahezu vollständige Dekarbonisierung (Europäische Kommission 2009c, S. 4). In den Leitlinien für die zurzeit amtierende Kommission (2009 bis 2014) betont der Präsident der Europäischen Kommission, José Manuel Barroso, die Dekarbonisierung der Stromversorgung und des Verkehrs als strategisches Ziel (BARROSO 2009). Diese Perspektive wird in der Mitteilung der Kommission an den Frühjahrsgipfel des Europäischen Rates vom März 2010 zur Strategie „Europa 2020“ bekräftigt. Sie verspricht eine „Vision“ der strukturellen und technologischen Veränderungen, die auf dem Weg zu einer klimaschonenden Wirtschaft („low carbon economy“) bis 2050 erforderlich sind (Europäische Kommission 2010b, S. 14). Das Arbeitsprogramm der Kommission für das Jahr 2010 sieht in diesem Zusammenhang die Entwicklung einer „roadmap“ bis 2050 vor (Europäische Kommission 2010a, S. 8). Einen besonderen Stellenwert soll weiterhin der Ausbau des europäischen Stromnetzes erhalten.

Diese langfristige Dekarbonisierungsstrategie ist gleichermaßen klima- und technologiepolitisch motiviert (KÜBLER 2010). Bereits der europäische Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan) vom November 2007 steht programmatisch unter dem Motto „Towards a Low Carbon Economy“. Der SET-Plan listet wesentliche kohlenstoffarme Technologien auf, von CCS (Carbon Capture and Storage) über Solarthermie und Windenergie bis hin zur Kernfusion. Er betont hierbei auch die Notwendigkeit eines speziellen Leitungsnetzes für erneuerbare Energien (Europäische Kommission 2007a) und deutet damit Vorstellungen für hochleistungsfähige Fernverbindungen als „overlay“ über das vorhandene Netz an. Der Plan setzt dabei auf verschiedene, energieträgerspezifische Technologieplattformen, in denen private und öffentliche Akteure ihre Forschungs- und Investitionsaktivitäten miteinander bündeln und auf die Fokussierung des Europäischen Forschungsrahmenprogramms auf die identifizierten Schlüsseltechnologien. Dieser Ansatz, der verschiedene kohlenstoffarme Technologien separat und gleichzeitig fördert, ist in einer Mitteilung vom Oktober 2009 weiter konkretisiert worden (Europäische Kommission 2009a).

Der Ausbau „kohlendioxidarmer“ Energieträger zielt gleichermaßen auf die Unterstützung der Kernenergie, von CCS und der erneuerbaren Energien. Sowohl die Technologieförderung als auch die bereitgestellten Finanzmittel im Rahmen des europäischen Konjunkturprogramms (Verordnung (EG) Nr. 663/2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft) und der geplanten Verwendung der Auktionserlöse aus dem Emissionshandel belegen den technologieoffenen Ansatz der Europäischen Kommission, der vorhandene Förder- und Forschungsmittel breit streut.

Die energiepolitische Bedeutung der EU wird insbesondere im Kontext des Stromnetzausbaus weiter zunehmen. Der Ausbau der transeuropäischen Netze erfreut sich gerade deshalb einer breiten Unterstützung (s. o.), weil er im vitalen Interesse aller konkurrierenden Energieträger ist: während für erneuerbare Energien insbesondere der Lastausgleich durch die Verkoppelung entfernter intermittierender Energiequellen, die Nutzung von Pumpspeicherpotenzialen oder die Verbindung von weit auseinander liegenden Gunststandorten im Vordergrund steht (Tz. 232; CZISCH 2009), bedeutet die bessere europäische Vernetzung für Betreiber konventioneller Kraftwerke stabilere Absatzbedingungen bei wachsenden Anteilen intermittierender Energieträger und gegebenenfalls neue Exportchancen für die Atomenergie (PELLION 2008; ECF et al. 2010). Sie mildert damit den Systemkonflikt zwischen intermittierender und konventioneller Erzeugung ab. Zugleich ist der Netzausbau für die Europäische Kommission und die anderen supranationalen Akteure von großer politischer Bedeutung, weil er, wie kaum ein anderes energiepolitisches Projekt, den Mehrwert eines europäischen Politikansatzes verdeutlicht und Voraussetzung der praktischen Funktionsfähigkeit des europäischen Binnenmarktes ist.

Die Dekarbonisierungsagenda der Europäischen Kommission ist damit technologieoffen. Kohle mit CCS, die Atomenergie, die Kernfusion und erneuerbare Energien sollen gleichermaßen technologiepolitisch gefördert werden und alle eine noch näher zu definierende Rolle im zukünftigen Energiemix spielen (Tz. 320). Die mittelfristigen Auswirkungen für die erneuerbaren Energien sind damit noch nicht eindeutig abzuschätzen und hängen von der weiteren Ausgestaltung der Rahmenbedingungen ab. Entsprechende Festlegungen der Europäischen Kommission sind erst nach Redaktionsschluss für dieses Sondergutachten zu erwarten.

Würde die Europäische Kommission den Dekarbonisierungsvorstellungen der großen Energieversorger folgen, so würden sich als Folge technologieneutraler europäischer Marktinstrumente (so auch Europäische Kommission 2010c, S. 14), wie dem Emissionshandel und dem Auslaufen gesonderter nationaler Förderprogramme, der Anteil der erneuerbaren Energien ab 2030 eher auf einem Anteil von circa 40 % stabilisieren, während Atomstrom und Kohle mit CCS auch weiterhin den Hauptanteil der

Stromversorgung tragen (EURELECTRIC 2010; ECF et al. 2010). Nach den in Kapitel 2 entwickelten Maßstäben wird damit die Stromversorgung der EU nicht nachhaltig sein.

Vorstellbar ist aber auch, dass die erneuerbaren Energien von der Langfristvision der Europäischen Kommission für eine kohlenstoffarme Wirtschaft bis 2050 profitieren werden. Die Dekarbonisierung scheint – auch angesichts der begrenzten Akzeptanz für neue Atomkraftwerke und den Realisierungsproblemen von CCS kaum ohne ein weiteres substanzielles Wachstum der erneuerbaren Energien über 2020 hinaus realisierbar zu sein. Ab einem bestimmten Anteil der erneuerbaren Energien stellen sich aber auch auf europäischer Ebene Fragen der systemischen Kompatibilität zwischen grundlastorientierten und intermittierenden Energiequellen (Abschn. 4.6) sowie infrastrukturpolitischer Weichenstellungen. Insofern wird sich, möglicherweise später als auf nationaler Ebene, auch auf europäischer Ebene die Vorstellung einer technologieoffenen, nur marktgetriebenen Dekarbonisierungsstrategie als Illusion erweisen (Abschn. 8.1; MATTHES 2009).

Von Bedeutung für die auch auf europäischer Ebene anstehenden Grundsatzentscheidungen sind die sich zur Zeit neu bildenden strategischen Akteursallianzen, die große kapitalkräftige Unternehmen insbesondere aus den Bereichen Technologie, Zulieferung, Finanzierung und unternehmensnaher Politikberatung einbeziehen und über die bisherige Koalition aus den Produzentenverbänden der erneuerbaren Energien und den Umweltverbänden weit hinaus gehen. Im Mittelpunkt der Arbeit dieser neuen „Koalitionen“ steht einerseits der szenariengestützte Nachweis, dass eine regenerative oder weitgehend regenerative Vollversorgung nicht nur hinsichtlich des Potenzials möglich ist, sondern auch wettbewerbsfähig sein kann. Zum anderen haben sich verschiedene Industriekonsortien gebildet, die die Möglichkeit von Großinvestitionen in Erzeugung und Netze im Nordsee- oder Mittelmeerraum sondieren (Tz. 342ff). Diese tragen dazu bei, dass das energiepolitische Akteursnetz auf europäischer Ebene deutlich pluralistischer geworden ist.

Ein neuartiger und relativ kapitalkräftiger europäischer Akteur ist die Europäische Klimastiftung (European Climate Foundation – ECF), die weder den Umweltverbänden noch der Industrie eindeutig zuzuordnen ist. Sie fördert Kampagnen, Bürgerinitiativen, Umweltverbände und Forschungsinstitute bei ihrer Klimaschutzarbeit und führt eigene große Projekte durch. Erhebliche Resonanz hat die im April 2010 veröffentlichte „roadmap 2050“ ausgelöst, die unter anderem aufzeigt, dass hinsichtlich der voraussichtlichen Kosten kaum signifikante Unterschiede zwischen einem kohlendioxidarmen Energiemix mit Atomenergie und CCS und einer weitgehend auf erneuerbare Energien aufbauende Stromversorgung bestehen (ECF 2010). Auch die Verbände der erneuerbaren Energien nutzen die anstehende Diskussion um eine europäische Vision bis 2050, um die Europäische Kommission vom hohen und kostengünstigen Potenzial der erneuerbaren Energien zu überzeugen (EREC 2010). Diese Studien und Szenarien sind auch als kritische Antwort auf



ein Szenario von EURELECTRIC, dem Dachverband der nationalen Verbände der Energieversorger, der die Europäische Kommission von der ökonomischen Vorteilhaftigkeit eines ausgewogenen Energiemix aus Erneuerbaren, Kernenergie und Kohle mit CCS überzeugen will (EURELECTRIC 2010; LAMPRECHT 2009). Der Einfluss dieser unterschiedlichen Interessengruppen auf die Arbeit der Europäischen Kommission ist aktuell noch nicht absehbar. Festzustellen ist aber, dass die strategischen Agendasettingkapazitäten einer substanziell erweiterten Koalition von Befürwortern des starken Ausbaus von erneuerbaren Energien im Kontext der Dekarbonisierungsagenda der Europäischen Kommission deutlich zugenommen haben. Die Option einer weitestgehend regenerativen Stromversorgung in der EU wird mittlerweile ernsthaft, in groß angelegten Studien unterlegt, diskutiert.

Dennoch ist die EU noch weit von einem Konsens für eine regenerative Stromversorgung entfernt. Ungebrochen stark ist die Unterstützung der Europäischen Kommission und vieler europäischer Länder für die Kernenergie (wie z. B. Frankreich, Großbritannien, Deutschland und Finnland) und für die Kohleverstromung mit CCS (wie z. B. Polen, Großbritannien, Deutschland und Spanien). Im Zusammenhang mit der breit gestreuten Technologieförderung, dem Netzausbau und einer Renaissance der Binnenmarktagenda gegenüber nationalen Fördermaßnahmen könnte dies das weitere dynamische Wachstum der erneuerbaren Energien bremsen. Realistischerweise wird die Auseinandersetzung in der EU in den nächsten Jahren eher um den Anteil der erneuerbaren Energie in einem von konventionellen Energieträgern geprägten Strommix gehen als um eine klare Entscheidung zugunsten einer erneuerbaren Vollversorgung.

Von großer Bedeutung wird es daher sein, die politischen Entscheidungen für eine erneuerbare Vollversorgung entwicklungs offen zu halten und schrittweise zu dynamisieren. Es ist daher wichtig, die im letzten Jahrzehnt eingeleiteten Entwicklungen fortzusetzen und über 2020 hinaus zu stabilisieren (Tz. 321). Von besonderer Bedeutung wird hierfür die Ausrichtung des geplanten Infrastrukturlpaketes für die Stromnetze auf den Bedarf der erneuerbaren Energien, die Balance zwischen den europäischen Binnenmarktzielen und der nationalen Förderpolitik und die noch ausstehende Diskussion um die Vereinbarkeit von intermittierenden Energieträgern mit konventionellen Kraftwerken sein. Solche Fragen sind für den Zeitraum über 2020 hinaus noch nicht geklärt.

## **5.3 Erneuerbare-Energien-Politik in Deutschland**

### **5.3.1 Erneuerbare-Energien-Politik vor 1998**

**273.** In Deutschland stand die Entwicklung der erneuerbaren Energien in den Jahren vor 1998 im Begründungskontext der Risiken der Kernenergienutzung, denen insbesondere die Reaktorkatastrophe in Tschernobyl im Jahr 1986 Nachdruck verlieh. Darüber hinaus bildeten

ökologische Risiken der Energieversorgung und die Klimaerwärmung den Rahmen für die Politik zu den erneuerbaren Energien. Mit der Etablierung des IPCC im Jahr 1988 wurde die Thematik des Treibhauseffektes in der Öffentlichkeit verstärkt aufgegriffen. Es begann eine öffentliche Debatte um die Erwärmung der Erdatmosphäre, das beschleunigte Abschmelzen von Gletschern und den zu erwartenden Anstieg der Meeresspiegel. Überdies entstand Handlungsdruck in der Energieversorgungspolitik durch die deutlicher werdende Endlichkeit der fossilen Ressourcen, die sich durch langfristig steigende Ölpreise manifestierte. Die Debatten um Abhängigkeit von importiertem Öl, atomare Risiken sowie Umweltgefährdungen bewirkten einen voranschreitenden Bewusstseinswandel in Deutschland, der die Voraussetzungen für strukturelle Veränderungen in der Energiepolitik schuf.

In den 1980er-Jahren scheiterte der Versuch eines technologischen Quantensprungs in der Windenergietechnologie, die Großwindanlage GROWIAN, wenige Jahre nach Inbetriebnahme. Im selben Zeitraum wurden hohe Erwartungen der Industrie in die schnelle Entwicklung der Potenziale der Photovoltaik (PV) nicht erfüllt. Daraufhin stagnierte das industrielle Engagement und die Entwicklung wurde gebremst. Vor diesem Hintergrund unterstützten ab Ende der 1980er-Jahre Fachprogramme des Bundesforschungs- und des Bundeswirtschaftsministeriums die Forschung zu regenerativen Energien, insbesondere in den Bereichen der Grundlagen- und Materialforschung. Allerdings klaffte zwischen den Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen und der Markteinführung eine Lücke.

Im Januar 1991 trat das Stromeinspeisungsgesetz in Kraft, das den Strommarkt für private Erzeuger regenerativen Stroms öffnete. Das Gesetz regelte die Abnahme und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sowie deren Netzzugang und schuf so für Anbieter regenerativen Stroms eine erhebliche Verbesserung gegenüber der vorherigen Situation, in der die Stromabnahme in Verbändevereinbarungen geregelt werden musste. Das Stromeinspeisungsgesetz entsprang einer fraktionsübergreifenden Initiative von Fürsprechern der Wind- und Wasserkraft im deutschen Bundestag. Die einvernehmliche Verabschiedung des Gesetzes verdeutlichte das breite, parteienübergreifende Interesse an erneuerbaren Energien. Von besonderer Relevanz für den Agenda-Setting-Prozess war die an Bedeutung gewinnende Windkraftlobby in den nordwestdeutschen Bundesländern, die sich zusammen mit Wasserkraftbetreibern aus Bayern und Baden-Württemberg für garantierte Mindesteinspeisevergütungen einsetzte (BRUNS et al. 2009, S. 98 ff.).

Das Stromeinspeisungsgesetz war ein erster maßgeblicher Meilenstein auf dem Weg der Verbreitung der erneuerbaren Energien und zur Etablierung eines entsprechenden Politikfeldes. Als deutlich wurde, welche Effekte das Gesetz haben würde, wurde es jedoch von Seiten der etablierten Stromwirtschaft heftig bekämpft. Es kam zu einem Rechtsstreit, in dem Energieversorgungsunternehmen die Verfassungskonformität des Gesetzes anzweifelten. Eine bis vor das Bundesverfassungsgericht gebrachte Klage blieb jedoch letztlich erfolglos (BRUNS et al. 2009, S. 100). Auch wurde die Vereinbarkeit des deutschen

Stromeinspeisungsgesetzes mit dem EU-Beihilferecht angezweifelt (Tz. 254; EuGH, Urteil v. 13. März 2001, Rs 379/98, Slg. 2001, I-2099).

Bedeutsam für den Durchbruch der regenerativen Stromerzeugungstechnologien in Deutschland war, dass die Unternehmen aus dem Anlagenbau und -vertrieb, der Anlagenplanung sowie aus den mit dem Anlagenbetrieb verbundenen Dienstleistungen vor dem Hintergrund des Stromeinspeisungsgesetzes in der Lage waren, ihre Wirtschaftsweise zu professionalisieren und zu kommerzialisieren sowie marktfähige Strukturen aufzubauen. Dabei konnten sie auf die Akzeptanz und unterstützende Haltung weiter Kreise der Bevölkerung setzen.

Gestützt wurde die Entwicklung durch ein hohes Engagement gesellschaftlicher Akteure und die Institutionalisierung von Interessen- und Fachverbänden, die in Deutschland bereits in den 1980er-Jahren einsetzte. Dies verdeutlichte eine zunehmende Etablierung der Branchen der regenerativen Stromerzeugung in Wirtschaft und Gesellschaft. Die Gründung des Dachverbandes Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) im Jahr 1991 leitete die Bündelung der Interessen auf Bundesebene ein.

Allerdings stieß eine Modernisierung und Liberalisierung des deutschen Energierechts auf massiven Widerstand einer starken Koalition von Akteuren aus der konventionellen Energiewirtschaft, die ihre Interessen in einem monopolisierten Energiemarkt gewahrt sehen wollte, und wurde auch vom federführend zuständigen Bundeswirtschaftsministerium gebremst. Die historisch gewachsenen Strukturen in Deutschland erwiesen sich als derart beharrlich, dass der Energiemarkt nahezu vollständig vom Wettbewerb abgeschottet blieb und eine Änderung des seit sechzig Jahren bestehenden rechtlichen Status quo verhindert wurde (HIRSCHL 2008, S. 568). Erst über den Umweg der EU-Binnenmarktrichtlinie zur Liberalisierung des Strommarktes, die eine Anpassung auf nationaler Ebene forderte, konnte in Deutschland 1998 schließlich eine Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes verabschiedet und damit der Energiemarkt geöffnet werden. Unterstützt wurde dieser Prozess durch eine breite Interessenkoalition aus Wettbewerbs- und Regulierungsbefürwortern, die sonst durchaus gegensätzliche Auffassungen vertrat (HIRSCHL 2008, S. 570 f.). Neben den Interessenvertretern der erneuerbaren Energien gehörten Verbraucherverbände, aber auch die konservative Opposition bzw. konservativ regierte Bundesländer und industrielle Energieverbraucher zu dieser Interessenkoalition. Eine besondere Rolle spielte die EnBW (Energie Baden-Württemberg AG), die aus der ansonsten geschlossenen Front der konventionellen Energieversorgungswirtschaft heraustrat und sich für eine liberalisierte Regulierung aussprach. Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz wurden die Betreiber der Übertragungs- und Verteilungsnetze verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen zu gewähren (MONSTADT 2004, S. 164). Mit dieser weitgehend gesicherten Perspektive bezüglich des Netzzugangs wurden die Markteintrittsbarrieren für die erneuerbaren Energien maßgeblich gesenkt.

Jedoch war die Bereitschaft der Politik, tatsächlich neue Wege in der Energiepolitik einzuschlagen, in dieser Zeit noch nicht stabil. Wesentliche Teile der Ministerien und der Fraktionen des Bundestags vertraten eine andere Position. Mehrfach wurde versucht, das Gesetz wieder abzuschaffen oder seine Inhalte im Sinne des Strukturerhalts im Energieversorgungssektor zu modifizieren (OHLHORST 2009, S. 152 ff.; BRUNS et al. 2009, S. 100; HIRSCHL 2008, S. 135 ff.; BECHBERGER 2000; TACKE 2004, S. 206 f.).

### **5.3.2      Regierungswechsel 1998 als Wendepunkt**

**274.** Der Regierungswechsel zur Koalition aus SPD und Bündnis90/Die Grünen im Jahr 1998 stellte einen deutlichen Wendepunkt in der bundesdeutschen Energiepolitik dar. Der Ausbau der erneuerbaren Energien war ein umweltpolitisches Kernziel dieser Regierungskoalition. In der Koalitionsvereinbarung vom 20. Oktober 1998 wurde das Ziel eines forcierten Wandels der Energieträger festgeschrieben und eine Neugestaltung des Energierechts angekündigt: „Die Bundesregierung wird die Hemmnisse beseitigen, die heute noch eine verstärkte Nutzung regenerativer Energien [...] behindern“ (SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 1998, S. 20 f.).

Der Ausbau und die technische Weiterentwicklung erneuerbarer Energien erfolgten vor allem vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele sowie des Ziels, die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern. Auch die arbeitsmarktpolitische Bedeutung der erneuerbaren Energien nahm zu. Somit sorgte eine Kombination aus umwelt- und wirtschaftspolitischen Motivationen für eine dynamische Entwicklung. Im Zuge der Kommerzialisierung der Branchen wurden sowohl im Bereich der Windenergie, der PV als auch der Biogasverstromung zunehmend zentralisierte Großanlagen und Anlagenparks errichtet, die von kommerziellen Investoren getragen wurden.

Zentrales Instrument der Regierungskoalition aus SPD und Bündnis90/Die Grünen für den Ausbau der regenerativen Energien in Deutschland war das EEG, das im Jahr 2000 durch den Bundestag verabschiedet wurde. Bei der Entwicklung des Gesetzentwurfs waren vor allem Abgeordnete von Bündnis90/Die Grünen, aber auch Abgeordnete der SPD-Fraktion treibende Kräfte, die eine Weiterentwicklung der sich gerade etablierenden Branchen unterstützen wollten. Mit dem EEG wurden feste Vergütungssätze pro Kilowattstunde vorgegeben, die – unabhängig von der Strompreisentwicklung und differenziert nach Technologie und Anlagengrößen – langfristige Planungs- und Investitionssicherheit schafften. Die langfristige Vergütungsgarantie erhöhte die Kreditvergabebereitschaft der Banken und mobilisierte Investitionskapital.

Im Zuge der für das Jahr 2004 vorgesehenen EEG-Novellierung nahm jedoch der Druck der Industrieverbände BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie) und DIHK (Deutscher Industrie- und Handelskammertag), der traditionellen Energiewirtschaft (Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. – VDEW, seit 2007 Bundesverband der Energie- und

Wasserwirtschaft – BDEW) und des Wirtschaftsministeriums gegen die Regelungen des EEG zu. Aufgrund der Kostenbelastung stromintensiver Industriezweige sowie der Verschiebung von Marktanteilen auf dem Energieversorgungsmarkt lag es im Interesse der traditionellen Energiewirtschaft, der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Grenzen zu setzen. Im Bundestag bestand jedoch parteiübergreifend der Wille zur Fortführung des EEG (BRUNS et al. 2009, S. 103 f.; HIRSCHL 2008, S. 157 ff.).

Zudem wurde das EEG von mehreren wichtigen Gesetzesanpassungen flankiert. Neuerungen im Bauplanungs- und Raumordnungsrecht, im Immissionsschutzrecht sowie im Wasser- und Abfallrecht waren elementare Voraussetzungen für den Expansionsprozess der erneuerbaren Energien in Deutschland (BRUNS et al. 2009, S. 91 ff. und 107 ff.).

Maßgeblich initiiert durch die Regierungskoalition wurde im Jahr 2000 zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen eine Vereinbarung über eine befristete weitere Nutzung der deutschen Kernkraftwerke geschlossen. Der sogenannte Atomkonsens wurde in Form einer Novelle des Atomgesetzes 2002 rechtlich manifestiert (BGBl. I Nr. 26 vom 26. April 2002).

Unter der aus SPD und Bündnis90/Die Grünen zusammengesetzten Regierungskoalition wurde angestrebt, auf der Basis der Erfolge des EEG und des Liberalisierungsprozesses eine sogenannte Energiewende einzuleiten. Nach der Bundestagswahl 2002 ging die Zuständigkeit für Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien sowie die Zuständigkeit für die Markteinführung infolge des Koalitionsvertrags vom Bundeswirtschaftsministerium an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) über. Dieser Wechsel der administrativen Verantwortung wird als zentraler Meilenstein der deutschen Erneuerbare-Energien-Politik betrachtet (BRUNS et al. 2009, S. 479; HIRSCHL 2008, S. 155 f.).

Auch nach dem Regierungswechsel hin zu einer Koalition aus Union und SPD wurde die Politik zur Förderung der erneuerbaren Energien fortgeführt, jedoch wurde ein stärkerer Akzent auf die wirtschaftspolitische Bedeutung der erneuerbaren Energien gesetzt und in den Kontext der Innovationspolitik gerückt. Der Umbau der Energieversorgung wurde als eine für die deutsche Wirtschaft wichtige industriepolitische Herausforderung betrachtet. Durch die Verknüpfung der Erneuerbare-Energien-Technologien mit innovations-, technologie- sowie arbeitsmarktpolitischen Zielen wurden die erneuerbaren Energien – und damit auch das Anliegen des Klimaschutzes – in der Öffentlichkeit aufgewertet.

Das „Integrierte Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP), das 2007 in Meseberg vom Bundeskabinett beschlossen wurde, hat eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 40 % bis 2020 gegenüber dem Stand von 1990 zum Ziel und bindet das EEG nunmehr in eine Reihe flankierender Gesetze ein. Das IEKP umfasste im ersten Maßnahmenpaket 14 Gesetzgebungs- bzw. -anpassungsvorhaben, darunter auch die Fortschreibung des EEG.

Ein zweites Maßnahmenpaket, das 2008 auf den Weg gebracht wurde, setzte den Schwerpunkt auf Energieeffizienzverbesserungen.

Mit diesem Reduktionsziel und dem umfangreichen Maßnahmenpaket nahm Deutschland innerhalb der EU eine Vorreiterrolle ein. Das Programm bringt die Erkenntnis zum Ausdruck, dass es Impulse in mehreren klimaschutzrelevanten Energiesparten bedarf, damit die deutschen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele erreicht werden. Das IEKP wurde angesichts der im Dezember 2007 bevorstehenden Klimakonferenz auf Bali mit hohem Tempo erarbeitet und in den Bundestag eingebracht. Der Klimaschutz erhielt dabei eine zuvor kaum gekannte Aufmerksamkeit in der politischen Agenda.

Allerdings wurde im IEKP auch festgelegt, dass „grundlastfähige Energiequellen“ – Kohle- und Kernenergie – zur deutschen Energieversorgung beitragen sollen. Zudem sollen mehr Energieeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien, effiziente Kohlekraftwerke sowie die CCS-Technologie berücksichtigt werden. Eine verstärkte Förderung der CCS-Technologie sowie die Schaffung eines diesbezüglichen rechtlichen Rahmens wurden konkret vereinbart (Bundesregierung 2007, S. 13 f.; HIRSCHL 2008, S. 174 f.).

### **5.3.3 Aktuelle Akteurskoalitionen und Dekarbonisierungsstrategien auf nationaler Ebene**

**275.** Mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland werden derzeit sowohl Klimaschutzziele als auch energiepolitische, arbeitsmarktpolitische und industriepolitische Ziele verknüpft. Sowohl die Windenergie als auch die Stromerzeugung aus Biogas und die PV haben dynamische Expansionsphasen durchlaufen, in denen das ingenieurtechnische Know-how differenziert, die Leistungsfähigkeit der Technologien erhöht und die Wirtschaftlichkeit verbessert wurden. Aus der Entwicklung der letzten Jahrzehnte sind mehrere international wettbewerbsfähige Branchen hervorgegangen, die selbst in der aktuellen, wirtschaftlich kritischen Phase wachsen. Ob die Entwicklungen in den kommenden Jahrzehnten zu durchgreifenden Systemveränderungen führen werden und ob sich die erneuerbaren Energien als dominantes technisch-ökonomisches Paradigma durchsetzen können, ist jedoch noch offen. Die Chancen für einen strukturellen Wandel hängen maßgeblich von der aktuellen politischen Rahmensetzung ab.

#### **Asymmetrische Struktur der Interessenkoalitionen**

**276.** Die gesellschaftlichen Akteure lassen sich in Bezug auf ihre Haltung gegenüber erneuerbaren Energien bestimmten Interessenkoalitionen zuordnen, innerhalb derer sich jedoch in den letzten Jahren auch Verschiebungen von Akteursinteressen feststellen lassen. Nach wie vor bestehen starke und schwer überbrückbare Gegensätze zwischen den Befürwortern eines schnellen Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich und den

strukturbewahrenden Akteuren, die zumindest noch für eine längere Übergangszeit eine Verlängerung der Laufzeiten für Atomkraftwerke bzw. Neuinvestitionen in Kohlekraftwerke für erforderlich halten und eher einen Energiemix aus erneuerbaren und konventionellen Energien anstreben (REICHE 2004, S. 139 ff.). Die Einflusspotenziale und Ressourcenausstattung dieser unterschiedlichen Meinungscoalitionen sind eher asymmetrisch, mit einem deutlichen Übergewicht der Vertreter konventioneller Energien (HIRSCHL 2008, S. 192 ff.; DAGGER 2009, S. 305 ff.). Der Gegensatz ist jedoch nicht statisch, denn die strukturbewahrenden Akteurskoalitionen machen angesichts des Erfolgs und der hohen gesellschaftlichen Akzeptanz der erneuerbaren Energien Kompromiss- und Syntheseangebote (Energiemix). Zugleich tragen sie aber durch die einseitige Aufkündigung des Atomkonsenses von 2000 auch zu einer neuen Polarisierung bei.

Die Koalition der eher strukturbewahrenden Akteure, die für den mittelfristigen Erhalt der überwiegend fossil-atomaren Energieversorgung und gegen einen schnellen Systemwandel eintreten, zielt vor allem auf eine möglichst geringe Belastung der Wirtschaft durch die unmittelbaren Kosten erneuerbarer Energien. Die politischen Akteure dieser Koalition favorisieren eine deutliche Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke, Investitionen in CCS sowie eine stärker marktorientierte Ausrichtung der Förderung erneuerbarer Energien. So wird ein möglichst europaweites Modell handelbarer Quoten von erneuerbaren Energien (vgl. Tz. 323) und entsprechend auch eine stärker marktorientierte Vergütung der erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Diese Position wird vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), den großen Energiekonzernen (allerdings mit Ausnahme der EnBW aufgrund ihres Interesses an der Wasserkraftvergütung), der Kohleindustrie, überwiegenden Teilen der Industrie und ihrer Lobbyverbände (zentral: Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK), Verband der Chemischen Industrie (VCI)), einigen Gewerkschaften (insb. IG Bergbau, Chemie, Energie), der FDP und weiten Teilen von CDU und CSU sowie aufgrund seiner traditionellen Nähe zu den vorher genannten Akteuren dem Bundeswirtschaftsministerium vertreten (HIRSCHL 2008, S. 195 f.; DAGGER 2009, S. 306). Somit setzt sich diese Interessenkoalition im Wesentlichen aus der mit umfänglichen Ressourcen ausgestatteten konventionellen Energiewirtschaft und den eng mit ihr verbundenen politischen Akteuren in den Parteien und der Exekutive sowie den großen Energienachfragern auf dem Strommarkt zusammen. Sie wird unterstützt durch Bürgerinitiativen und Kommunen, die sich gegen den Ausbau erneuerbarer Energien stellen. Für die Energieversorgung der Zukunft favorisiert diese Akteurskoalition eine am bisherigen Strommix orientierte Dekarbonisierung durch eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke, modernisierte Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abspaltung und -Einlagerung (CCS) sowie einen begrenzten Anteil an erneuerbaren Energien.

Die *Befürworter* eines forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien heben vor allem die umwelt- und klimapolitischen, aber auch die volkswirtschaftlichen und industriepolitischen

Vorteile der Technologien zur regenerativen Elektrizitätserzeugung hervor. Aus ihrer Perspektive lässt sich ein hoher Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung am besten durch ein Einspeisemodell mit einer technologiedifferenzierten Vergütung und Förderung verwirklichen (vgl. die in Abschn. 3.2.2.3 beschriebenen Studien, die die Sichtweise dieser Akteurskoalition bestärkt haben). Als Begründung wird die Internalisierung externer Kosten sowie die Förderung eines Energiemix aller erneuerbarer Energien angeführt (vgl. z. B. Konsolidierte Fassung der Begründung zum EEG vom 21. Juli 2004, BGBl. I S. 1918). Zu dieser Akteurskoalition gehören die Erneuerbare-Energien-Branchen und deren Interessenverbände, private Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien, Interessengruppen auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene sowie viele Umwelt- und Verbraucherverbände. Auf Ebene der Parteien sind Bündnis 90/Die Grünen, weite Teile der SPD und Teile von CDU/CSU, unter den exekutiven Organen sind das BMU und das Umweltbundesamt (UBA) dieser Interessenallianz zuzuordnen (HIRSCHL 2008, S. 193; DAGGER 2009, S. 308). Ein wichtiger industrieller Akteur in dieser Koalition, die einen raschen Übergang in eine regenerative Energieversorgung anstrebt, ist der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) (HIRSCHL 2008, S. 90 und 193). Für die Elektrizitätsversorgung der Zukunft favorisiert die Akteurskoalition einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien in Kombination mit einem Ausbau der Speicher- und Regeltechnologien sowie des Stromnetzes.

#### Exemplarische Konfliktfelder

**277.** Die Energie- und Klimapolitik in Deutschland befindet sich im Spannungsfeld zwischen den beschriebenen Positionen. Diese Koalitionen sind jedoch nicht starr an Parteien und Institutionen gebunden. So finden sich sowohl in der CDU/CSU als auch in der FDP Akteure, die den Ausbau der erneuerbaren Energien zügig vorantreiben wollen, und solche, die einen langfristig starken Anteil an konventionellen Energiequellen in der Stromversorgung befürworten. Dies hat, vor allem im Vorfeld des Energiekonzepts, zu erheblichen Spannungen in der Regierung geführt (z. B. „Koalitionsstreit um Atomenergie“, tagesschau.de vom 9. August 2010). Obwohl man somit Verschiebungen und Veränderungen innerhalb der Interessenkoalitionen feststellen kann, werden substantielle Kontroversen und Diskussionsprozesse weiterhin vorrangig zwischen den dichotomen Akteurskoalitionen ausgetragen.

**278.** Ein Dissens der Akteurskoalitionen besteht bezüglich einer potenziellen „Stromlücke“ und einer Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke. Insbesondere Akteure derjenigen Koalition, die die traditionellen Strukturen zunächst aufrecht erhalten will, äußern die Befürchtung, dass Deutschland eine Stromversorgungslücke droht, sollten die Kernkraftwerke wie ursprünglich geplant abgeschaltet und der Bau moderner Kohle- und Gaskraftwerke hinausgezögert werden (BMW 2008b; SCHRÖER 2008; FRONDEL et al. 2009; vgl. auch „RWE droht mit Blackout – Experten warnen vor Panikmache“, Spiegel



Online vom 27. Februar 2008 und „Geht das Licht in Deutschland aus?“, Focus Online vom 2. Mai 2008). Die Befürchtungen stützten sich unter anderem auf eine Analyse der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland“ (dena 2008), nach der ab dem Jahr 2012 eine Unterversorgung mit Strom zu befürchten sei. Diese Argumentation findet sich auch in den Begründungen für das Energiekonzept der Bundesregierung wieder (BMW i und BMU 2010).

Demgegenüber weisen Umweltverbände (z. B. Greenpeace und die Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH)), Interessenverbände (z. B. die Agentur für erneuerbare Energien sowie Branchenverbände) und eine Reihe von wissenschaftlichen Untersuchungen mit eigenen Berechnungen auf die Leistungsfähigkeit des bestehenden Kraftwerksparks hin. So zeigte das UBA in der Kurzstudie „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“ (LORECK 2008), dass ein Atomausstieg die Versorgungssicherheit mit Strom nicht gefährdet, wenn gleichzeitig die Ziele der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien konsequent weiterverfolgt würden. Auch eine Analyse von EUtech und Greenpeace (2008, S. 1) kommt zu dem Ergebnis, dass mittel- und langfristig trotz Atomausstieg keine Stromlücke entstehen wird und die Stromversorgung in Deutschland bis 2020 gesichert ist. Darüber hinaus zeigten im Rahmen eines zweijährlichen Monitorings durchgeführte Untersuchungen des Bundeswirtschaftsministeriums (BMW i 2008a), dass das Niveau der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung in Deutschland als hoch einzustufen ist. Und schließlich attestierte die Bundesnetzagentur, dass für den Zeitraum bis 2020 in Deutschland ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung stehe, um eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung zu gewährleisten (Bundesnetzagentur 2008, S. 15 ff.; DUH 2008). Die gegensätzlichen Interessen der Akteure kommen auch in diesen Studien mit sehr unterschiedlichen Erkenntnissen und Interpretationen zum Ausdruck.

**279.** Ein weiterer Dissens besteht hinsichtlich der Nutzung der CCS-Technologie. Um die negative Klimawirkung fossiler Stromerzeugung einzudämmen, wird derzeit die Abtrennung von CO<sub>2</sub> in Kohlekraftwerken und die anschließende Speicherung in geologischen Formationen im Untergrund (CCS) als technologische Option diskutiert. Befürworter der CCS-Technologie argumentieren, dass der Einsatz insbesondere von kostengünstiger heimischer Braunkohle von hoher Bedeutung für die Energieversorgungssicherheit sei (GROßMANN 2009). Wegen der hohen THG-Emissionen müsse die Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle in großem Maßstab mit CCS sowie einer entsprechenden Infrastruktur aus Transport- und Speichermöglichkeiten für Kohlendioxid kombiniert werden. So ist mittlerweile der Neubau von Kohlekraftwerken in mehreren EU-Ländern nur noch in Kopplung mit CCS erlaubt. Kritiker warnen jedoch vor vorschnellen Weichenstellungen zur Begünstigung dieser Technologie und weisen auf den noch hohen Forschungsbedarf und eine Vielzahl ungeklärter technischer, ökologischer und finanzieller Fragen in Bezug auf die Technologieanwendung hin. Sie betonen, dass bislang keine verlässlichen Angaben zum Umfang vorhandener Speicherkapazitäten in Deutschland vorliegen, die ökologischen

Risiken der Lagerung von CO<sub>2</sub> weitgehend unerforscht sind und offen ist, ob eine im Vergleich zu anderen Klimaschutzoptionen ausreichende Kosteneffizienz gegeben ist. Zudem betonen sie die potenziellen Konkurrenzen um die Nutzung unterirdischer Räume, etwa mit der Tiefengeothermie. Auch wird auf sich bereits heute abzeichnende und künftig zu erwartende Akzeptanzprobleme hingewiesen (SRU 2009; DIETRICH und SCHÄPERKLAUS 2009, S. 20 ff.).

**280.** Eine zunehmende Kontroverse entsteht überdies um den allgemein als erforderlich anerkannten Netzausbau. Hierbei geht es zum einen um die Verantwortungszuweisung für vergangene Versäumnisse und die Konsequenzen für den Übergang. Vertreter der konventionellen Energiewirtschaft, aber auch die Bundesnetzagentur, die dena und viele Politiker machen insbesondere den Naturschutz und Bürgerinitiativen für Verzögerungen verantwortlich (s. Abschn. 9.3) und sehen aufgrund der unzureichenden Netzinfrastruktur einen Bedarf für „Brückentechnologien“. Vertreter der erneuerbaren Energien verweisen hingegen auf die Versäumnisse der Netzplanung und des Netzausbaus in der Vergangenheit sowie auf die strukturkonservativen Interessen der Netzbetreiber und fordern verstärkte Anreize für den Netzausbau sowie eine gesellschaftlich-politische Umstrukturierung des Netzbetriebs. Ein anderer Streitpunkt ist der erforderliche Umfang des Netzausbaus, das entsprechende Vorgehen und die angewandten Technologien. Vertreter der konventionellen Energiewirtschaft fordern einen umfassenden Netzausbau, beklagen aber Verzögerungen aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung. Die Befürworter einer grundlegenden Transformation der Stromversorgung beklagen dagegen, dass durch die Förderung von Übergangstechnologien die Signale für den Netzausbau diffuser werden und dass den Möglichkeiten der Optimierung und Verstärkung des Stromnetzes zu wenig Aufmerksamkeit zukommt. Sie fordern eine transparente Bedarfsprüfung und transparente Planungsprozesse, eine Offenlegung der Lastflüsse in den Stromnetzen, eine konsistente Verknüpfung regionaler mit europäischen Netzausbauplanungen sowie eine Minimierung der Auswirkungen auf Natur und Anwohner (DUH 2010; BALS et al. 2010; BUND – Arbeitskreis Energie 2010).

#### Zum Energiekonzept der Bundesregierung

**281.** In ihrer Koalitionsvereinbarung vom Oktober 2009 haben sich die Regierungsparteien auf eine vermittelnde Position im energiepolitischen Grundsatzkonflikt verständigt. Sie bekennen sich darin zum einen zum Langfristziel eines „regenerativen Zeitalters“, zum anderen aber betonen sie die Rolle der Atomenergie als Brückentechnologie und befürworten eine Weiterentwicklung der CCS-Technologie (CDU et al. 2009). In einem auf Energieszenarien basierenden Energiekonzept sollte eine geeignete Übergangsstrategie formuliert werden. Die Erarbeitung des Energiekonzepts wurde durch eine regierungsinterne Kontroverse begleitet, in der einerseits gefordert wurde, Festlegungen zu Laufzeitverlängerungen von den Ergebnissen der wissenschaftlichen Studien (Szenarien)

abhängig zu machen. Andererseits forderten Regierungsmitglieder wiederholt eine politische Vorabfestlegung von langfristigen Laufzeitverlängerungen. Entgegen der Erwartungen erbrachten die Szenarien aber kein eindeutiges Ergebnis hinsichtlich einer aus klimapolitischen oder ökonomischen Gesichtspunkten erforderlichen Laufzeitverlängerung (SCHLESINGER et al. 2010), sodass der schließlich gefundene Kompromiss einer durchschnittlich zwölfjährigen Laufzeitverlängerung letztlich als eine politische Festlegung gewertet werden muss. Die Bundesregierung hat sich mit dem Energiekonzept zugleich das Ziel gesetzt, dass die erneuerbaren Energien bis 2050 80 % der Stromversorgung übernehmen sollen (CDU et al. 2009, S. 27; BMWi und BMU 2010). Die Förderung der erneuerbaren Energien soll sich aber „stärker am Markt“ orientieren. Überdies werden weiterhin Kohlekraftwerke geplant, deren Ausbau mit CCS (Tz. 43) erfolgen müsste, um die Verfehlung der Klimaschutzziele aufgrund von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermeiden. Der Elektrizitätsmarkt wird damit über mehrere Jahrzehnte durch hohe Anteile von Grundlastenergien (Atomenergie und große Kohlekraftwerke) geprägt sein.

Welche direkten und indirekten Auswirkungen insbesondere die Laufzeitverlängerung auf das Wachstum der erneuerbaren Energien hat, wird zwischen den jeweiligen Meinungscoalitionen kontrovers diskutiert (Deutscher Bundestag – Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2010). Der Sachverständigenrat für Umweltfragen hat bereits in einem Kommentar vom September 2010 vor einer Gefährdung des Erfolgs der erneuerbaren Energien gewarnt (SRU 2010). Die Auswirkungen hängen wesentlich von der Weiterentwicklung des EEG in den kommenden Jahren ab.

## Fazit

**282.** Der Weg in ein vollständig regeneratives Stromerzeugungssystem erfordert ein Verständnis der politischen Widerstände gegen und unterstützende Koalitionen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Nachdem die Regierungskoalition aus SPD und Bündnis90/Die Grünen Ende der 1990er-Jahre die Energiewende eingeleitet hatte, wurde diese von der nachfolgenden großen Koalition mit einer Akzentsetzung auf wirtschafts- und innovationspolitische Aspekte weitergeführt. Jedoch stehen sich weiterhin widerstreitende Ansichten in Bezug auf die künftige Energieversorgung gegenüber. Die hier skizzierten aktuellen Konfliktfelder sind Ausdruck zentraler Interessensgegensätze in der Energiepolitik, in denen aber Bewegungen festgestellt werden können. Mit dem Energiekonzept wurde ein Kompromiss gefunden, der wiederum disparate Wege aufzeigt. Derzeit ist noch nicht endgültig entschieden, wie sich die politischen Rahmenbedingungen weiterentwickeln werden. In der Zukunft besteht aber die Notwendigkeit, eine gemeinsame, kohärente Strategie zu verfolgen, nicht zuletzt um Investitionssicherheit zu schaffen.

## **5.4 Internationale politische Ansätze für eine klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung**

**283.** Deutschland gehört zu einer wachsenden Anzahl von Ländern, die mit steigender Intensität in erneuerbare Energien sowie eine klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung investieren. In vielen Staaten und Regionen ist die Energiepolitik angesichts des drohenden Klimawandels und der Endlichkeit fossiler und nuklearer Ressourcen in Bewegung gekommen – vielfach werden große Chancen in der Entwicklung der Erneuerbaren gesehen und maßgebliche Entwicklungsschübe auf diesem Sektor erreicht. Anfang 2010 hatten mindestens 85 Länder Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien (2005 waren es nur 55 Länder) (REN21 2010). Sowohl in Europa als auch in den USA machten die erneuerbaren Energien über die Hälfte der neu installierten Kapazität aus (mehr als Kohle-, Öl- und Gaskraftwerke). Deutschland ist somit nicht politisch isoliert, sondern viele Länder haben eine ähnliche Zielrichtung. Die technische Fortentwicklung und die dafür notwendigen Investitionen sind auf viele Staaten verteilt. Hinzu kommt, dass durch das weltweit große Interesse an den erneuerbaren Energien große Exportmärkte für die in den Pionierländern entwickelten Technologien entstehen, was – trotz der Finanzkrise – stark zum Wachstum der Industrien beiträgt. Damit ist auch ein beschäftigungspolitisches Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien verbunden.

Der Wille, erneuerbare Energien zu entwickeln und zu nutzen, kann weltweit in vielen Ländern beobachtet werden – einige Beispiele sind in Tabelle 5-2 aufgeführt. Diese Länder sind nicht alle als „Vorreiter“ einzuordnen, haben aber – nach zum Teil langen Phasen starrer fossil-atomarer Energiepolitik – handfeste Schritte in Richtung eines Ausbaus erneuerbarer Energien unternommen.

Neben den Zielen auf nationaler Ebene haben sich viele Bundesländer, Provinzen, Regionen und Städte subnationale Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung von Energieeffizienz gesetzt sowie anspruchsvolle Einspeise- und Förderprogramme verabschiedet. So haben zum Beispiel 36 US-Staaten Ausbauziele für die Erneuerbaren, die auf Quotenregelungen oder politischen Zielen basieren (REN21 2010, S. 36). Auch kanadische Provinzen gehören zu den Vorreitern beim Ausbau der Erneuerbaren. So hat etwa Ontario, die wirtschaftlich bedeutendste Provinz Kanadas, das Ziel, ihren regenerativ erzeugten Strom bis 2025 auf einen Anteil von 34 % zu verdoppeln und die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % zu reduzieren (gegenüber 1990).

Die hohe Anzahl von Staaten, Provinzen und Städten, die eine effizientere und stärker auf erneuerbaren Energien basierende Energienutzung anstreben, deutet auf mehrere Aspekte hin: Erstens ist der Wille, die Erneuerbaren drastisch auszubauen, sowohl in Übergangsökonomien wie China, in reich mit fossilen Energien ausgestatteten Ländern wie Kanada und den USA, aber auch in stark von Atomenergie abhängigen Staaten wie

Frankreich und Japan feststellbar. Zweitens weist die Expansion auf international wachsende gemeinsame Interessen in Bezug auf Energieversorgungssicherheit und Klimaschutz hin. Drittens deutet die Tatsache, dass in einer steigenden Zahl von Ländern in die Erneuerbaren investiert wird – und nicht nur marginal, wie in der Vergangenheit, sondern als eine Hauptenergieressource – auf eine wachsende öffentliche Bevorzugung der erneuerbaren Energien hin. Die genauere Betrachtung der Länder zeigt auch, welche politischen Strategien und Maßnahmen bevorzugt wurden und welche Formen der erneuerbaren Energien die größte Unterstützung erhalten (Tab. 5-2; REN21 2010). Schließlich zeigt die vergleichende Betrachtung, dass immer mehr Länder Langzeitplanungen für eine maßgebliche Entwicklung erneuerbarer Energien etablieren. Damit können auch durch die internationale Marktdiffusion der erneuerbaren Energien und entsprechende Lernkurveneffekte (vgl. Tz. 238) sinkende Preise für Strom aus erneuerbaren Energien erwartet werden.

Die in der Tabelle 5-2 aufgeführten Beispielländer stellen nur eine Auswahl dar, viele andere Länder haben ebenfalls Vorstöße in Richtung auf eine nachhaltige Energiepolitik unternommen. Bemerkenswert ist auch die starke Diffusion von Einspeisevergütungen und Regelungen zum Einspeisevorrang für erneuerbare Energien: Bis Anfang 2010 haben mindestens 50 Staaten, darunter China, Frankreich, Spanien, Portugal, Brasilien, Tschechien, Südkorea und Thailand, sowie auf subnationaler Ebene 25 Provinzen bzw. Bundesstaaten das EEG als Vorbild für ihre eigenen Förderinstrumente herangezogen (z. B. Provinzen Australiens, Chinas, Kanadas und Bundesstaaten Indiens, der USA)(REN21 2010)

Tabelle 5-2

**Ziele und Instrumente ausgewählter Länder  
für den Ausbau erneuerbarer Energien**

Staat	Ziel Anteil erneuerbare Energien  (e) = an Endenergie (p) = an Primärenergie (s) = an Stromerzeugung	Instrumente			
		Einspeise- tarif	Quoten- regelung	Staatliche Förderung, Subventionen, Zuschüsse,	Mehrwertste- uer-senkung, Energiesteuer, Abgaben
<b>Industrie- und Transformationsländer</b>					
Ägypten	14 % bis 2020 (p)				X
Australien	20 % bis 2020 (s)	(*)	X	X	
Dänemark	30 % bis 2025 (e)	X		X	X
Estland	25 % bis 2020 (e)	X		X	X
Finnland	38 % bis 2020 (e)	X		X	X
Frankreich	23 % bis 2020 (e)	X		X	X
Israel	10-20 % bis 2020 (e)	X			X
Japan	14 GW PV bis 2010	X	X	X	
Lettland	40 % bis 2020 (e)	X			X
Litauen	23 % bis 2020 (e)	X		X	X
Österreich	34 % bis 2020 (e)	X		X	
Portugal	31 % bis 2020 (e)	X		X	X
Rumänien	24 % bis 2020 (e)		X		X
Schweden	49 % bis 2020 (e)		X	X	X
Schweiz	24 % bis 2020 (p)	X		X	X
Slowenien	25 % bis 2020 (e)	X		X	X
Spanien	20 % bis 2020 (e)	X		X	X
Süd-Korea	11 % bis 2030 (p)	X		X	X
<b>Schwellenländer</b>					
China <sup>1</sup>	15 % bis 2020 (e)	X	X	X	X
Indien	12,5 GW bis 2012	(*)	(*)	X	X
Thailand	20 % bis 2020	X			X
(*) bedeutet, dass Provinzen/Bundesländer innerhalb dieses Staates das Instrument eingeführt haben, es aber nicht auf nationaler Ebene eingeführt wurde. <sup>1</sup> China änderte sein Ziel im Jahr 2009: das 15 %-Ziel beinhaltet seither auch Atomenergie. Quelle: Ren21 2010, S. 38 f. und 57 f.					

## 5.5 Zusammenfassung und Ausblick

**284.** Weitgehend parallel ist in der EU und in Deutschland in den letzten zwanzig Jahren ein tief greifender Wandel des politischen Stellenwertes der erneuerbaren Energien zu beobachten. Entsprechend haben sich auch die Rahmenbedingungen in den letzten beiden Jahrzehnten geändert. Waren die erneuerbaren Energien in den 1980er-Jahren noch primär ein Projekt einiger mittelständischer Pioniere, kritischer Energieexperten und der Umweltbewegung, so sind sie mittlerweile national und europäisch auf ihre Marktfähigkeit erprobt und anerkannt. Auch ihr Beitrag zu Versorgungssicherheit und Technologieführerschaft ist unbestritten.

Im Entwicklungsverlauf hat sich die Mehrebenenverflechtung zwischen der EU und den Mitgliedstaaten in der Umwelt- und Energiepolitik intensiviert. War zunächst das Ob und Wie einer Förderung der erneuerbaren Energien über eine Forschungs- und Entwicklungspfadsteuerung kontrovers, so hat nunmehr die Erneuerbare-Energien-Richtlinie den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 sowohl national als auch europäisch stabilisiert. Die Ausbauziele für erneuerbare Energien im Strombereich sind selbst für ein internationales Modellland der Förderung wie Deutschland ambitioniert. Ausschlaggebend für das bisherige Wachstum der erneuerbaren Energien in Deutschland war vor allem das nationale Förderinstrumentarium, insbesondere das EEG. Die EU setzte in der Umwelt- und Klimaschutzpolitik wesentliche Rahmenbedingungen nicht nur mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, sondern auch mit dem europäischen Emissionshandel. In der Wettbewerbspolitik waren insbesondere die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie sowie die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E) relevant (Tz. 326ff).

Die europäischen Politik- und Rechtsetzungsprozesse in diesen Handlungsfeldern haben in der Summe im letzten Jahrzehnt zweifelsohne ein günstiges und trendstabilisierendes Umfeld für die nationale Förderpolitik geboten. Es bleiben aber mittelfristig weiterhin Risiken für die nationale Förderpolitik bestehen, die sich vor allem aus den wettbewerbspolitischen Zielen der EU ergeben. Diese konnten in Deutschland bislang erfolgreich abgewehrt werden. So scheiterte das EuGH-Verfahren gegen das StromEinspG. Auch die Unterwanderung des Fördermechanismus des EEG durch europaweit handelbare „Ursprungsrechte“ konnte die Bundesregierung erfolgreich zurückweisen.

Sowohl in der EU als auch in Deutschland wird die zukünftige Stellung der erneuerbaren Energien in einem Energiemix als Ergänzung oder als Ersatz für andere relativ klimaschonende Technologien, wie der Kernenergie und der Kohleverstromung mit CCS, kontrovers diskutiert.

Risiken, aber auch Chancen

**285.** Die aktuellen energiepolitischen Konflikte verdeutlichen, dass sich die Debatte um die Gestaltung der künftigen Energieversorgung neu konfiguriert. Auf der einen Seite fordern die

erstarkenden „Erneuerer“ einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien, der mittel- bis langfristig mit einem Systemumbau einhergeht. Auf der anderen Seite wird der Erhalt eines Anteils an Grundlastenergie als erforderlich betrachtet, um die Energieversorgung zu sichern. Der politische Prozess im Bereich von Energie- und Klimaschutzpolitik ist somit durch eine grundsätzliche Konfliktsituation mit offenem Ausgang charakterisiert, die auch in Zukunft eine zentrale Rolle spielen wird. Mit dem Energiekonzept haben sich zunächst die Vertreter eines moderaten Strukturwandels durchgesetzt. Die geplante Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken stabilisiert dauerhaft einen hohen Anteil an Grundlast und verschärft damit den Konflikt mit der schwankenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien. Damit wächst die Gefahr, dass das EEG unter Druck gerät und sich die Bedingungen für erneuerbare Stromerzeugung verschlechtern.

Zugleich wächst die Koalition der Akteure, die eine grundsätzliche Transformation des Stromversorgungssystems für ökologisch und ökonomisch sinnvoll halten; sie hat inzwischen einen beträchtlichen Einfluss. Dieser speist sich vor allem aus dem bisherigen Markterfolg, dem dynamischen Wachstum und der steigenden Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Akzeptanzprobleme einer „pfadabhängigen“ Dekarbonisierung insbesondere durch eine Laufzeitverlängerung für Kernenergie und durch neue Kohlekraftwerke mit CCS sind erheblich und könnten letztlich zu einer politischen Blockade dieses Pfades führen. Zudem steigt der klimapolitische Handlungsdruck, sodass die Leistungsgrenzen einer „pfadabhängigen“ Dekarbonisierung im Hinblick auf die Klimaschutzziele für 2050 nicht nur wissenschaftlich, sondern auch in der politischen Debatte erkannt werden.

Trotz lokaler Widerstände ist die Akzeptanz erneuerbarer Energien grundsätzlich hoch. Wichtig für die Gewinnung von Akzeptanz für Anlagen der regenerativen Stromerzeugung ist ein politischer Entscheidungsprozess, der die lokale Bevölkerung und Interessenträger einbezieht. Sympathien für die neuen Technologien sind zudem eng verknüpft mit Gewinnmöglichkeiten durch Beteiligungen (vgl. Tz. 505). Auch bietet die Konvergenz von energiepolitischen und arbeitsmarktpolitischen Interessen Chancen für die Ausbreitung der erneuerbaren Energien, die in der aktuellen Wirtschaftskrise zu den wenigen florierenden Branchen gehören. Die entstehenden Arbeitsplätze – vor allem in der Windenergieindustrie in den vom Wind begünstigten Regionen im Norden und in der Photovoltaikindustrie insbesondere in den von hoher Arbeitslosigkeit betroffenen östlichen Bundesländern – stärken die wirtschaftlichen Perspektiven der ansonsten strukturschwächeren Regionen und sorgen für Rückhalt in der Politik.

Kommerzielle Interessen am Erhalt und Ausbau der Leitmärkte stärken das fortgesetzte Wachstum der Erneuerbare-Energien-Branchen. Weitere politische Anreize können diese Entwicklung festigen. Durch die aktive Förderung des Markteintritts neuer Anbieter (von



HIRSCHHAUSEN et al. 2007) können mehr Wettbewerb auf dem Strommarkt und damit auch verbesserte Chancen für Anbieter regenerativer Energie entstehen.

Allerdings müssen – wie die folgenden Kapitel zeigen – die existierenden politischen Instrumente und Maßnahmen für eine umfassende Systemtransformation deutlich reformiert werden. Ein Schub in Richtung eines zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland und möglicherweise auch in der EU erfordert eine starke politische Führung, ein klares Leitbild, die Bereitschaft in neue Infrastrukturen zu investieren sowie neue Politikinstrumente für die Unterstützung einer raschen Expansion erneuerbarer Energien.

## 6 Elemente der Transformation

### 6.1 Grundlegende Herausforderungen

**286.** Die bestehende Energieversorgungsstruktur in Deutschland und Europa, deren wichtiger Bestandteil das Stromversorgungssystem ist, ist nicht nachhaltig. Ein Übergang zu einem 100 % auf erneuerbaren Energien basierendem System würde erheblich zu Deutschlands und Europas Fähigkeit beitragen, die notwendigen Treibhausgasemissionsreduktionen zu erreichen. Obwohl in Deutschland und der Europäischen Union (EU) bereits erste wichtige Schritte für einen Ausbau der erneuerbaren Energien im Energiemix getroffen wurden, ist die Stromversorgung noch vorwiegend von konventionellen Energieträgern geprägt.

Energiesysteme sind stark pfadabhängig. Heute getätigte Investitionen haben demnach einen langfristigen Einfluss auf die künftige Entwicklung der Energiewirtschaft. Wenn fortlaufend klimafreundliche Investitionen in vorhandene, auf fossilen Brennstoffen beruhende Energiesysteme getätigt werden, wird es für Deutschland fast unmöglich sein, die langfristigen klimapolitischen Ziele – das heißt Reduktionen bei den Treibhausgasemissionen von 80 % bis 95 % bis 2050 – zu erfüllen.

Wesentliches Ergebnis der bisherigen Ausarbeitung ist, dass erneuerbare Energien den deutschen Strombedarf bis 2050 vollständig decken können. Eine regenerative Stromversorgung, die die Ziele wettbewerbsfähiger Strompreise, einer hohen Versorgungssicherheit und der Nachhaltigkeit miteinander vereinbart, ist möglich: Die Systemkosten einer regenerativen Stromversorgung werden eher unter denjenigen eines konventionellen, kohlenstoffarmen Energiemix liegen. Ein Lastausgleich zwischen Stromerzeugung und Nachfrage kann stundengenau gewährleistet werden. Das Potenzial an erneuerbaren Energien übersteigt bei weitem die Nachfrage, selbst wenn man konkurrierende Landnutzungen und insbesondere einschlägige Naturschutzbelange berücksichtigt.

Es reicht aber nicht, nur die technische Möglichkeit einer vollständig regenerativen Stromversorgung nachzuweisen. Die Bundesregierung muss eine führende Rolle bei der Steuerung der Energieinfrastruktur-Investitionen in eine nachhaltige, klimafreundliche Richtung übernehmen. Umfassende Transformationen, wie der Übergang zu einem zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierendem System, erfordern politische Führung, eine politische Vision und politischen Willen. Der Staat kann diese Art des Übergangs nicht dem Markt allein überlassen.

Die zentrale Herausforderung liegt darin, die ökonomischen und ökologischen Vorzüge des Systemwandels in politisches Handeln zu übersetzen und zeitnah die richtigen Weichen zu stellen.

Mit einer Transformation in Richtung einer regenerativen Vollversorgung stellen sich vier grundlegende Anforderungen:

- der kontinuierliche Ausbau von Produktionskapazitäten, Netzen (inklusive Hochspannungsnetzen) und Speichern für die erneuerbaren Energien,
- keine Verlängerung der Lebensdauer ökonomisch abgeschrieben oder klimaschädlicher, konventioneller Produktionskapazitäten,
- kein Neubau von Kraftwerken, die dem Ziel der Dekarbonisierung entgegenstehen und die ökonomisch-technisch nicht für einen sehr variablen Lastausgleich geeignet sind,
- und flankierend dazu eine Politik der Energieeffizienz, die darauf abzielt, den Stromverbrauch und damit auch die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Bereitstellung erneuerbarer Energien möglichst zu senken.

Die Politik einer solchen Transformation hat mehrere Dimensionen, die in den folgenden Kapiteln näher analysiert werden bzw. im vorangehenden Kapitel bereits analysiert wurden:

- Parteiübergreifend zeichnet sich das – zumindest langfristig gesetzte – Ziel einer vollständig regenerativen Stromversorgung ab. Dieses Ziel ist bereits 2050 erreichbar und sollte daher sowohl in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung als auch in den Regierungs- und Parteiprogrammen eindeutig verankert werden. Im aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung wird das Ziel eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2050 gesetzt (BMW i und BMU 2010). Die Verstetigung eines entsprechenden Transformationsprozesses über viele Legislaturperioden setzt einen breiten gesellschaftlichen und parteiübergreifenden Konsens voraus und wird sich auf eine breite politische Mitwirkung stützen müssen (vgl. Kap. 5, Kap. 8.5 und Kap. 9).
- Bedeutende Planungen und Entscheidungen über Investitionen in die Infrastruktur müssen – in Zusammenarbeit und Diskussion mit allen Beteiligten – auf höchster politischer Ebene stattfinden. Harte Entscheidungen sind zu treffen, die zuweilen politische Opposition hervorrufen werden. Die Transformationspolitik wird dementsprechend eine flankierende Politik für Verlierer des anstehenden Strukturwandels entwickeln müssen, die diesen sozial und ökonomisch abfedert (Kap. 8.5 und Kap. 9.3).
- Die nationale Klimapolitik ist eng verknüpft mit der europäischen Energie- und Klimapolitik. Die Transformation der Stromversorgung muss daher im Kontext der Mehrebenenverflechtung der Energiepolitik erfolgen: Auch wenn wesentliche Steuerungsimpulse für eine solche Transformation von der Bundesregierung ausgehen können und sollen, so müssen hierbei die europäischen Rahmenbedingungen berücksichtigt und weiterentwickelt sowie die vielfältigen regionalen und kommunalen Initiativen und Ansätze aufgegriffen und verstärkt werden (Kap. 6.2 bis 6.5).

- Die Transformation wird rein marktgetrieben nicht gelingen, sie erfordert vielmehr einen breiten zielführenden Instrumentenmix. Zu klären ist, ob und welche regulativen Maßnahmen angesichts der Grenzen des bestehenden EU-Emissionshandels zusätzlich ergriffen werden müssen, um die Umstellung auf erneuerbare Energien zu fördern. Der Emissionshandel ist zwar ein wichtiges Instrument des Klimaschutzes, er kann aber nicht alle Anforderungen an einen wirksamen Klimaschutz gleichermaßen effizient erfüllen. Hierzu gehören: der Aufbau von regenerativen Energieerzeugungskapazitäten, das Ableben bestehender klimaschädlicher Kraftwerke sowie ein Neubaustopp für Kraftwerke, die nicht für einen variablen Lastenausgleich geeignet sind. Dies kann der Emissionshandel alleine nicht gewährleisten. Er muss deshalb mindestens durch weitere Förderinstrumente für den Ausbau der erneuerbaren Energien, Anreize und flankierende planerische Instrumente und akzeptanzfördernde Maßnahmen eines intensivierten Netzausbaus sowie eine begleitende Politik der Verhinderung kontraproduktiver Investitionen verstärkt werden (Kap. 8 und 9).

In der Summe wird aus der kohärenten Gestaltung des Instrumentenmix sowie der effizienten Synchronisierung und Koordination von Aufbau- und Schrumpfungsprozessen auch die neue Verantwortung des Staates erwachsen, Orientierungs-, Investitions- und auch Ergebnissicherheit zu gewährleisten. Eine Transformation im Stromsektor sollte in einer offenen, transparenten und pluralistischen öffentlichen Debatte, die alle gesellschaftlichen Gruppen einbezieht, geschehen. Diese wird entscheidend dafür sein, gesellschaftliche Akzeptanz für diese Transformation und die Abkehr vom Status Quo aufzubauen. Diese Debatte ist auch wichtig, um politisch zu klären, welche Instrumentenkombination die Transformation auf einen gesellschaftlich akzeptablen, ökologisch nachhaltigen und ökonomisch vernünftigen Weg bringen kann (Abschn. 6.4.2).

## **6.2 Weiterentwicklung der EU-Energiepolitik**

### **6.2.1 Kompetenzverteilung zwischen der EU und den Mitgliedstaaten im Bereich der Energiepolitik nach dem Vertrag von Lissabon**

**287.** Die europäische Energiepolitik hat sich ganz maßgeblich aus der Umwelt- und Binnenmarktpolitik der EU entwickelt, ist aber mit dem Vertrag von Lissabon im Begriff, sich zu emanzipieren. Gerade mit Blick auf den Klimaschutz wird allerdings deutlich, dass Energie- und Umweltpolitik auch künftig eng miteinander verbunden bleiben werden. In der Folge entstehen im europäischen Recht vielfältige Fragen horizontaler Kompetenzüberschneidungen, die sich im Hinblick auf die Spielräume nationaler Energiepolitiken mit Fragen vertikaler Kompetenzabgrenzung verbinden. Insoweit geht es also um die Frage, inwieweit die EU zuständig ist und wie sie damit die Handlungsspielräume Deutschlands prägt.

### 6.2.1.1 Die Kompetenzlage außerhalb der neuen Energiekompetenz

**288.** Im bisherigen Vertragswerk war für die Regulierung des Energiesektors keine eigene Kompetenz vorgesehen. Maßnahmen wurden auf die Umweltkompetenz (damals Art. 175 des Vertrages zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (EGV)), die Kompetenz zur Harmonisierung des Binnenmarktes (damals Art. 95 EGV) und die Kompetenz hinsichtlich der transeuropäischen Netze (damals Art. 156 EGV) gestützt. Diese Kompetenzen sind weitgehend unverändert in den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) übernommen worden und werden ihre Bedeutung behalten.

Vorgaben des Subsidiaritätsprinzips gemäß Artikel 5 des Vertrags über die Europäische Union (EUV)

**289.** Für jede Kompetenzausübung der EU ist zunächst die Schlüsselnorm des unionsrechtlichen Kompetenzgefüges, Artikel 5 EUV (ex-Artikel 5 EGV), in den Blick zu nehmen. Die Absätze dieses Artikels geben die grundlegenden Voraussetzungen für jedes Handeln seitens der EU vor und sind damit der vertragliche Dreh- und Angelpunkt bei der Entscheidung von Kompetenzfragen. Mit dem in den Abs. 1 und 2 genannten Prinzip der begrenzten Einzelermächtigung, dem Subsidiaritätsprinzip im eigentlichen Sinne in Abs. 3 und dem Verhältnismäßigkeitsprinzip in Abs. 4 enthält Artikel 5 EUV eine europarechtliche Schrankentrias für jede Kompetenzausübung der EU. Hieraus folgt, dass die EU nur handeln kann, wenn ihr erstens eine Kompetenz zugewiesen ist, zweitens es sich um ein grenzüberschreitendes Problem handelt, das die EU besser lösen kann, und drittens die konkrete Maßnahme soweit wie möglich die Handlungsspielräume der Mitgliedstaaten einhält (CALLIESS 1999, S. 65 ff. und S. 240 ff.).

Sofern nicht einer der seltenen Fälle einer ausschließlichen Zuständigkeit der EU vorliegt (vgl. Art. 2, 3 AEUV), bleiben die Mitgliedstaaten auch dort, wo der EU eine Handlungskompetenz zugewiesen ist, zuständig, bis die EU eine konkrete Maßnahme ergriffen und somit die Kompetenz ausgefüllt hat (sog. Sperrwirkung).

Umweltkompetenz des Artikels 192 Abs. 1 und 2 AEUV

**290.** Artikel 192 Abs. 1 AEUV stellt die Kompetenzgrundlage für ein Tätigwerden der EU dar, das der Verwirklichung der in Artikel 191 AEUV genannten Ziele dient. Mit dem Vertrag von Lissabon ist insoweit die „Förderung von Maßnahmen auf internationaler Ebene zur Bewältigung regionaler oder globaler Umweltprobleme und insbesondere zur Bekämpfung des Klimawandels“ als Ziel der gemeinsamen Umweltpolitik gemäß Artikel 191 Abs. 1 Spglstr. 4 AEUV hinzugekommen. Im Übrigen sind die Bestimmungen über die Umweltpolitik unverändert geblieben.

Maßnahmen der Umweltpolitik bedürfen in der Regel einer qualifizierten Mehrheit im Europäischen Rat; sie unterliegen im Europäischen Parlament dem

Mitentscheidungsverfahren. Allerdings nimmt Artikel 192 Abs. 2 AEUV aufgrund politischer Erwägungen einige ausdrücklich genannte, punktuelle Bereiche, die für die Mitgliedstaaten von besonderer Sensibilität sind, hiervon aus und unterwirft sie dem Verfahren einer einstimmigen Beschlussfassung im Europäischen Rat. Im Energiebereich wird Artikel 192 Abs. 2 AEUV in zweifacher Hinsicht relevant:

Zum einen unterliegen ökonomische Steuerungsinstrumente in Form finanzieller Anreize nach Artikel 192 Abs. 2 lit. a) AEUV als „Vorschriften überwiegend steuerlicher Art“ der Einstimmigkeit. Hierunter sind mit Blick auf die enge Auslegung von Ausnahmen in Übereinstimmung mit der herrschenden Meinung im Schrifttum nur Steuern im engeren Sinne zu verstehen, sodass alle Gebühren, Beiträge und sonstigen Abgaben (z. B. Ökoabgaben in Form von Sonderabgaben und Benutzungsentgelten) unter Abs. 1 fallen und somit nicht dem Einstimmigkeitserfordernis unterliegen (KAHL in: STREINZ/BURGI 2003, Art. 175 Rn. 18). Mit dem Wort „überwiegend“ wird darauf hingewiesen, dass der Schwerpunkt der umweltpolitischen Maßnahme auf der Besteuerung liegen muss, sodass zum Beispiel für die steuerliche Förderung abgasarmer PKW Abs. 2 nicht gilt. Zu Unrecht wurde vor diesem Hintergrund von Stimmen im Schrifttum gefordert, dass die Richtlinie zum Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen einstimmig verabschiedet werden müsse, weil die Ausgabe von Zertifikaten gegen Entgelt eine Abgabenregelung i. S. des Abs. 2 lit. a) darstelle (KIRCHHOF und KEMMLER 2003, S. 217). Demgegenüber war für einen 1992 vorgelegten Richtlinienvorschlag zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie Einstimmigkeit erforderlich.

Zum anderen sollen nach Artikel 192 Abs. 2 lit. c) AEUV Maßnahmen, die sich erheblich auf den politisch hochsensiblen Bereich der Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und damit auf die Art und Weise der Energieversorgung oder aber auf die allgemeine Struktur der Energieversorgung auswirken, der Einstimmigkeit und in der Folge dem nationalen Veto vorbehalten bleiben. Das Einstimmigkeitserfordernis gilt angesichts der Formulierung „erheblich“ nur für finale, die Grundstruktur der Energieversorgung unmittelbar berührende Maßnahmen (KAHL in: STREINZ/BURGI 2003, Art. 175 Rn. 28 f.). Umstritten war insoweit die geplante Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien, die als erheblicher Eingriff in die mitgliedstaatliche Energieversorgung angesehen wurde.

Somit formuliert die Regelung des Artikels 192 Abs. 2 AEUV zwar besondere Verfahrensanforderungen an energiebezogene umweltrechtliche Maßnahmen, stellt aber implizit klar, dass solche Maßnahmen generell von Artikel 192 AEUV erfasst sind. Artikel 192 AEUV begründet also die Kompetenz der EU zu umweltpolitischen Maßnahmen, auch wenn diese in die energiepolitische Handlungsfreiheit der Mitgliedstaaten eingreifen (EPINEY 2005, S. 60; PERNICE 1993, S. 110).

### Kompetenz zur Rechtsangleichung des Artikels 114 Abs. 1 AEUV

**291.** Vielfältige Maßnahmen im Bereich der Energiepolitik, insbesondere diejenigen zur Herstellung des angestrebten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes (zuletzt ging es hier um das sog. Ownership Unbundling), wurden auf die allgemeine Harmonisierungskompetenz des damaligen Artikels 95 EGV (jetzt Artikel 114 AEUV) gestützt (CALLIESS 2008). Dieser verlangt, dass das jeweilige Gesetzgebungsvorhaben die Errichtung und das Funktionieren des Binnenmarktes zum Gegenstand hat. Dieser Bezug ist gegeben, wenn die Maßnahme dazu dient, entweder tatsächlich bestehende Hemmnisse für die Grundfreiheiten oder spürbare Wettbewerbsverfälschungen abzubauen (KAHL in: CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 95 Rn. 14).

### Kompetenz des Artikels 172 Abs. 1 AEUV bezüglich der transeuropäischen Netze

**292.** Insbesondere wenn es um das Feld der erneuerbaren Energien geht, kommt der Kompetenz der EU hinsichtlich der transeuropäischen Netze eine herausragende Bedeutung zu. Soll zum Beispiel Strom aus Sonnen- oder Wasserenergie gewonnen werden, so kann dies aufgrund der unterschiedlichen klimatischen und geografischen Bedingungen nicht in allen Mitgliedstaaten gleichermaßen gut gelingen. So muss zum Beispiel Strom aus Sonnenenergie kostengünstig im Süden der EU oder gar in Nordafrika gewonnen werden, Strom aus Wasserkraft hingegen wird vorwiegend in Skandinavien und den Alpen erzeugt. Damit dieser Strom in die verbrauchsintensiven Regionen gelangen kann, bedarf es einer gut funktionierenden Netzstruktur in der EU (vgl. Kap. 9). Hierin liegt die spezifische Bedeutung des Artikels 172 AEUV für die Energieumweltpolitik.

**293.** Die Kompetenz der EU im Bereich Transeuropäischer Energienetze (TEN-E) bedarf zum Verständnis des Rückgriffs auf die Artikel 170 und 171 AEUV. Diese konkretisieren den Anwendungsbereich des Artikels 172 AEUV, der eigentlichen Kompetenznorm. Der Begriff „transeuropäisch“ indiziert in diesem Zusammenhang, dass die auf- bzw. auszubauenden Netze einen spezifisch grenzübergreifenden Charakter aufweisen sollen. Infrastrukturvorhaben mit nur lokaler oder regionaler Bedeutung sind von der Unionszuständigkeit ausgeschlossen. Jedoch sind vom Begriff der Transeuropäischen Netze (TEN) auch solche Infrastrukturplanungen erfasst, die nur die Interessen einzelner Mitgliedstaaten berühren (KOENIG und SCHOLZ 2003, S. 223 f.; BOGS 2002, S. 49 f.).

Artikel 170 AEUV enthält einen abschließenden Zielkatalog für den Bereich der TEN-Politik, in dem die EU unterstützend tätig sein kann („Förderung“). Ursprünglich planten und bauten die Mitgliedstaaten ihre Netze nach nationalen Maßstäben. Im Kontext der europäischen Integration müssen nunmehr auch die nationalen Räume miteinander verbunden werden. Ehemalige Grenz- oder Randregionen liegen plötzlich im Zentrum des Binnenmarktes. Dem hinkt die nicht nur aus geografischen und ökonomischen, sondern oftmals auch aus

verteidigungspolitischen bzw. militärischen Gründen auf den nationalen Raum ausgerichtete Infrastruktur hinterher. Insbesondere geht es daher darum, grenzbedingte „missing links“ zwischen den Mitgliedstaaten zu füllen und die unterschiedlichen technischen Standards miteinander kompatibel zu machen. Der von den Artikeln 170 ff. AEUV angestrebte Verbund der Netze und die Gewährleistung ihrer Interoperabilität soll vor diesem Hintergrund den Übergang zu den Netzen der Nachbarstaaten erleichtern. Ziel ist es, bestehende Lücken durch den Aus- oder Neubau von Netzen zu schließen und unabhängige nationale Netze im Interesse der Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems wirksam miteinander zu verkoppeln.

Artikel 171 AEUV hat die Maßnahmen zum Inhalt, mit denen die EU die Ziele des Artikels 170 AEUV umsetzen kann: Erstellung von Leitlinien, Gewährleistung von Interoperabilität sowie finanzielle Unterstützung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse. Dieser Katalog ist abschließend, wie sich aus dem Verzicht auf das Wort „insbesondere“ ergibt (SCHÄFER in: STREINZ/BURGI 2003, Art. 154 EGV Rn. 2).

Die finanzielle Unterstützung ist nach dem Wortlaut („kann“-Vorschrift) in das Ermessen der EU gestellt, zum Erstellen von Leitlinien und zur Gewährleistung der Interoperabilität ist sie dagegen verpflichtet. Es besteht allerdings kein Rangverhältnis zwischen dem Erstellen von Leitlinien und der Gewährleistung von Interoperabilität: Leitlinien können auch dann aufgestellt werden, wenn es an Maßnahmen zur Gewährleistung der Interoperabilität (bislang) fehlt (EuGH, Slg. 1996, I-1689, Rz. 26 – Parlament/Rat).

Die von der EU aufgestellten Leitlinien sind so gesehen verbindliche Rahmenvorgaben, auf deren Umsetzung die Mitgliedstaaten hinzuwirken haben. Die Mitgliedstaaten sind nach Artikel 4 Abs. 3 EUV verpflichtet, sich aller Maßnahmen zu enthalten, die die Erreichung der in den Leitlinien enthaltenen Ziele verhindern oder erschweren (SCHÄFER in: STREINZ/BURGI 2003, Art. 155 EGV Rn. 5). Die Leitlinien für die Ausgestaltung der TEN-E wurden erstmals in der Entscheidung Nr. 1254/96/EG (geändert durch die Entscheidung Nr. 1741/1999/EG) aufgestellt. Der Europäische Rat verabschiedete weiterhin die Entscheidung Nr. 96/391/EG betreffend einer Reihe von Aktionen zur Schaffung günstigerer Rahmenbedingungen für den Ausbau transeuropäischer Netze im Energiebereich. Die darin und in der späteren Entscheidung Nr. 1229/2003/EG enthaltene Kategorisierung förderungswürdiger Vorhaben in Vorhaben von gemeinsamem Interesse und vorrangige Vorhaben wurde in der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG um die Vorhaben von europäischem Interesse ergänzt (Art. 8). Diesen wird im Rahmen der finanziellen Förderung aus den Mitteln für transeuropäische Netze „angemessener Vorrang“ gewährt; bei Förderung mit sonstigen unionsrechtlichen Kofinanzierungsmitteln wird ihnen „besondere Beachtung“ eingeräumt.

Diesen materiellen Zielen und Prioritäten soll durch einheitliche Verfahrensgrundsätze zur effektiven Umsetzung verholfen werden: Die Entscheidung Nr. 680/2007/EG legt Vergabevorschriften fest, die in jährlichen und mehrjährigen Aktionsprogrammen der



Europäischen Kommission konkretisiert werden (Art. 8) (Europäische Kommission 2008a, S. 33).

Im Grünbuch „Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energienetz“ (Europäische Kommission 2008d) fordert die Europäische Kommission einen weitgehenden, auch finanziellen Ausbau der unionsrechtlichen TEN-Förderung, da dies ein wesentlicher Faktor auch für die Erreichung der Klimaschutzziele der EU sei.

### **6.2.1.2 Die neue Energiekompetenz der EU nach dem Vertrag von Lissabon**

**294.** Nachdem der Vertrag von Lissabon am 1. Dezember 2009 in Kraft getreten ist, wird die vorstehend skizzierte Gemengelage der Kompetenzen im Energiebereich durch eine spezifische Energiekompetenz in Artikel 194 AEUV erweitert. Dessen Abs. 1 legt energiepolitische Ziele fest, für deren Verwirklichung Abs. 2 UAbs. 1 eine Handlungsermächtigung verleiht. Abs. 2 UAbs. 2 enthält Ausnahmen vom Anwendungsbereich, Abs. 3 fordert für den Bereich der Energiesteuern einen einstimmigen Ratsbeschluss.

#### **6.2.1.2.1 Die energiepolitischen Ziele, insbesondere des Artikels 194 Abs. 1 lit. c) AEUV**

**295.** Die vier energiepolitischen Ziele des Artikels 194 Abs. 1 AEUV sind die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts (a), die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der EU (b), die Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie die Förderung der Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen (c) sowie die Förderung der Interkonnektion der Energienetze (d). Diesen Zielen werden drei allgemeine Leitprinzipien vorangestellt. Zum ersten findet die Energiepolitik „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ statt. Zum zweiten erfolgt sie „im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des europäischen Binnenmarktes“. Zum dritten berücksichtigt sie die „Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“.

Die recht vage formulierten Zielvorgaben entsprechen weitgehend den energiepolitischen Zielen, die sich die EU schon auf Grundlage der vorherigen Kompetenzen in ihrem „Gesetzesrecht“ gesetzt hatte. Für den Bereich der Energieumweltpolitik ist insbesondere das Ziel des Artikels 194 Abs. 1 lit. c) AEUV (Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen) von Bedeutung. Hier stellt sich die Frage nach der Abgrenzung zur Umweltkompetenz des Artikels 192 Abs. 2 AEUV (ex-Art. 175 Abs. 2 EGV). Insbesondere ist es fraglich, ob der gesamte Bereich der erneuerbaren Energien nun auf Grundlage des Artikels 194 AEUV zu regeln ist. Meist wird – ohne eingehende Auseinandersetzung – eine Spezialität des

Artikels 194 AEUV angenommen (BRITZ 2009, S. 86; RODI in: VEDDER/HEINTSCHEL von HEINEGG 2007, Art. III-256 Rn. 3; HEEMEYER 2004, S. 228 f.; TRÜE 2004, S. 786 f.). Damit würde zwar das Ziel der neuen Kompetenz erreicht, die bisherigen energiepolitischen Kompetenzen im neuen Energietitel zu bündeln (Textentwurf für den Verfassungsvertrag: Dok CONV 727/03, Anhang VII, S. 110). Es sprechen jedoch gewichtige Gründe gegen eine solche Auslegung:

Zunächst ist nicht von der Förderung erneuerbarer Energien, sondern von der Förderung der Entwicklung erneuerbarer Energien die Rede. Hieraus lässt sich schließen, dass damit nur die technologische Entwicklung gemeint sein kann (KAHL 2009, S. 60). Des Weiteren spricht gegen eine generelle Spezialität, dass die Handlungsermächtigung „unbeschadet der Anwendung anderer Bestimmungen der Verträge“ (Abs. 2 UAbs. 1) erteilt wird. Zuletzt liefe der Verweis des Abs. 2 UAbs. 2 bei einer grundsätzlichen Spezialität des Artikels 194 AEUV leer: Dieser Passus schränkt den Anwendungsbereich der Energiekompetenz ein, wenn die Wahl der Energiequellen betroffen ist. Diese Einschränkung gilt aber „unbeschadet des Artikels 192 Abs. 2 lit. c)“ AEUV. Diese Unbeschadetheitsklausel ergibt nur dann Sinn, wenn Artikel 192 AEUV grundsätzlich neben Artikel 194 AEUV zur Anwendung gelangt.

Die neue Energiekompetenz ermächtigt also nur zur Förderung der technologischen Entwicklung erneuerbarer Energien; für den Bereich einer ökonomisch bzw. ökologisch motivierten Förderung ist künftig somit weiterhin auf den Umwelttitel zurückzugreifen.

#### **6.2.1.2.2 Die Handlungsermächtigung des Artikels 194 Abs. 2 AEUV**

**296.** In Artikel 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV wird die EU dazu ermächtigt, die für die Verwirklichung der Ziele erforderlichen Maßnahmen zu erlassen. Die recht vagen Zielvorgaben, gepaart mit der weiten Handlungsbefugnis der EU, lassen deren Energiekompetenzen zunächst recht umfassend erscheinen. Artikel 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV enthält jedoch eine weitreichende Einschränkung. So dürfen die Maßnahmen unbeschadet des Artikels 192 Abs. 2 lit. c) AEUV nicht das Recht eines Mitgliedstaates berühren, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen. Diese Einschränkung ähnelt der erwähnten Regelung zur Umweltpolitik in Artikel 192 Abs. 2 lit. c) AEUV, reicht aber aus drei Gründen wesentlich weiter:

Zum einen müssen die Voraussetzungen in Artikel 192 Abs. 2 AEUV („oder“) nicht kumulativ vorliegen; ein alternatives Vorliegen reicht im Unterschied zu Artikel 194 AEUV („und“) aus.

Zum anderen wird nicht gefordert, dass Maßnahmen die Ausnahmereiche „erheblich“ berühren müssen. Zwar ist Artikel 192 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV als Ausnahmvorschrift eng auszulegen (für Art. 175 Abs. 2 EGV vgl. CALLIESS in: CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 175 Rn. 21; JAHNS-BÖHM in: SCHWARZE 2009, Art. 175 Rn. 12), sodass die Ausnahmvorschrift nicht völlig unabhängig von der Intensität der Maßnahme eingreift

(EHRICKE und HACKLÄNDER 2008, S. 599). Ein Eingriff in die Struktur der Energieversorgung wird zum Beispiel daher lediglich dann vorliegen, wenn er nicht nur (z. B. technische) Detailfragen der mitgliedstaatlichen Energieversorgung betrifft (NEVELING 2004, S. 343). Dennoch bietet die Ausnahmenvorschrift mangels einer ausdrücklichen Erheblichkeitsschwelle eine große Angriffsfläche für mitgliedstaatliche Souveränitätsvorbehalte gegenüber einer gemeinsamen Energiepolitik.

Zum dritten bildet Artikel 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV – anders als die Verfahrensvorschrift des Artikels 192 Abs. 2 lit. c) AEUV – eine echte Kompetenzgrenze. Denn der Hinweis, dass die Einschränkung „unbeschadet des Artikels 192 Abs. 2 lit. c) AEUV“ gelte, ist keineswegs als verfahrenstechnischer Rechtsfolgenverweis auf das Einstimmigkeitserfordernis zu verstehen. Für rein energiepolitische Maßnahmen ohne Umweltbezug, die die energiepolitischen Vorbehalte der Mitgliedstaaten berühren, gilt also gerade nicht – wie für umweltpolitische Maßnahmen gemäß Artikel 192 Abs. 2 lit. c) AEUV –, dass sie einstimmig erlassen werden dürfen; für sie besteht vielmehr gar keine Kompetenz (EHRICKE und HACKLÄNDER 2008, S. 599). Dies bestätigt zum einen Abs. 3, der für den Bereich der Energiesteuern eine einstimmige Entscheidung ausdrücklich „abweichend von Absatz 2“ fordert (EHRICKE und HACKLÄNDER ebd.). Zum anderen spricht gegen eine solche Auslegung der Entstehungsprozess der Norm (Textentwurf für den Verfassungsvertrag: Dok CONV 725/03, S. 91; CALLIESS 2010).

#### **6.2.1.2.3 Das Einstimmigkeitserfordernis des Artikels 194 Abs. 3 AEUV**

**297.** Die Ausnahmenvorschrift des Artikels 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV schränkt die gemeinsame Energiepolitik schon für sich genommen in großem Maße ein. Eine weitere, verfahrensrechtliche Einschränkung enthält Abs. 3, der – in Anlehnung an Artikel 192 Abs. 2 lit. a) AEUV (ex-Artikel 175 Abs. 2 lit. a) EGV) und in Übereinstimmung mit steuerlichen Ausnahmeregelungen zu anderen Bestimmungen der Verträge – eine einstimmige Ratsentscheidung nach Anhörung des Europäischen Parlaments vorsieht, wenn eine Maßnahme überwiegend steuerlicher Art ist. Trotz der gebotenen engen Auslegung zeigt auch diese Einschränkung, dass das Energierecht von den Mitgliedstaaten nach wie vor als hochsensibler Bereich ihrer Souveränität angesehen wird.

#### **6.2.1.2.4 Das Verhältnis des Artikels 194 AEUV zu anderen Kompetenzen**

**298.** Das Verhältnis zur Umweltkompetenz war bereits Gegenstand der Erörterung (Tz. 296). Weitere Abgrenzungsfragen ergeben sich in Bezug auf Artikel 114 AEUV, Artikel 122 AEUV und Artikel 222 AEUV.

Verhältnis zur Kompetenz zur Rechtsangleichung des Artikels 114 AEUV

**299.** Gegenüber Artikel 114 AEUV (ex-Artikel 95 EGV) ist Artikel 194 AEUV *lex specialis* (KAHL 2009, S. 46; RODI in: VEDDER/HEINTSCHEL von HEINEGG 2007, Art. III-256 Rn. 3). Dafür spricht der Wortlaut des Energieartikels, der in Abs. 1 lit. a) ausdrücklich den Energiemarkt nennt und – in historischer Auslegung – die Absicht des Konventspräsidiums, die energiepolitischen Kompetenzen zu bündeln (Textentwurf für den Verfassungsvertrag: Dok CONV 727/03, Anhang VII, S. 110). Im Energiebereich ist damit der Streit um die Zulässigkeit einer zukunftsorientierten Rechtsangleichung hinfällig. Auf Basis des Artikels 194 AEUV ist sie zweifellos möglich (NEVELING 2004, S. 343; KAHL 2009, S. 51).

Verhältnis zur Kompetenz bezüglich der transeuropäischen Netze des Artikels 172 AEUV

**300.** Fraglich ist, ob Artikel 194 AEUV auch Artikel 172 AEUV (ex-Artikel 156 EGV) als speziellere Regelung vorgeht (so RODI in: VEDDER/HEINTSCHEL von HEINEGG 2007, Art. III-256 Rn. 3; TRÜE 2004, S. 786; KAHL 2009, S. 60). Auf den ersten Blick erscheint es zunächst plausibel anzunehmen, Artikel 172 stelle die gegenüber Artikel 194 AEUV speziellere Bestimmung dar. Dagegen spricht allerdings, dass die Artikel 170 bis 172 AEUV alle einzelstaatlichen Netze und den Zugang zu diesen Netzen betreffen. Artikel 194 AEUV regelt dagegen ausschließlich Energienetze. Aufgrund des somit engeren Regelungsgegenstands und Anwendungsbereichs handelt es sich daher bei Artikel 194 AEUV um die speziellere Regelung. Zu klären ist im nächsten Schritt allerdings die Reichweite des Artikels 194 AEUV, weil Artikel 172 AEUV neben Artikel 194 AEUV grundsätzlich anwendbar bleibt.

Fraglich ist hier, ob die neue Zuständigkeit im Hinblick auf die Förderung der Interkonnektion der Energienetze auch die Förderung des Verbunds und der Interoperabilität der einzelstaatlichen Energienetze gemäß Artikel 170 Abs. 2 AEUV umfasst. Dafür spricht, dass Interkonnektion nach der Bedeutung des Wortes den Oberbegriff darstellt, zur Interkonnektion also auch die Interoperabilität gehört. Interoperabilität beschreibt die technische Möglichkeit des Zusammenschaltens zweier Systeme. Dabei geht es in erster Linie um gemeinsame oder zumindest sich nicht gegenseitig behindernde Standards. Unter der „Interoperabilität der Netze“ werden die Voraussetzungen verstanden, die für ein reibungsloses Ineinandergreifen der Netze und ihrer Teile erforderlich sind, insbesondere die Verbundfähigkeit (ERDMENGER in: von der GROEBEN/SCHWARZE 2003, Art. 155 Rn. 19).

Durch Harmonisierung der technischen Normen oder Entwicklung spezieller technischer Einrichtungen sollen technische Inkompatibilitäten der nationalen Netze (z. B. Spannungsdifferenzen bei der Stromdurchleitung) kompensiert werden. Bei neuen technischen Entwicklungen soll von Anfang an auf die Kompatibilität der Normen geachtet

werden. Darüber hinaus umfasst die Interoperabilität auch den organisatorischen Bereich. Durch Harmonisierungsmaßnahmen soll ein wirtschaftlich optimaler, möglichst sicherer Netzbetrieb ermöglicht werden. Neben gesetzgeberischen Maßnahmen kommen insoweit Regelungen durch private europäische Normungs- und Branchenverbände in Betracht (CALLIESS in: CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 154 Rn. 19).

Interkonnektion im technischen Sinne ist dagegen der weiter gefasste Begriff und bezeichnet die Zusammenschaltung der physischen Netzstrukturen durch Schaffung der entsprechenden Standards und Einrichtung der Schnitt- und Übertragungsstellen. Interkonnektion im ökonomischen Sinne bezeichnet dagegen die Tatsache, dass die technisch zusammengeschalteten und logisch verknüpften Netze auch genutzt werden. Es existiert auch ein weit gefasstes Verständnis des Interkonnektionsbegriffs. Nach diesem bezeichnet Interkonnektion generell den Zugang der Marktteilnehmer zu einem gemeinsam genutzten Netzwerk. Speziell bei den Stromnetzen bedeutet Interkonnektion den Zustand des Verbundenseins der Stromnetze verschiedener Länder. Der Begriff der Interkonnektion wird daher in einem umfassenden Sinne verwendet, so auch beispielweise in der Mitteilung der Europäischen Kommission „Die jüngsten Fortschritte bei der Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes“ (Europäische Kommission 2000, S. 7) in der es heißt: „Die bestehenden Engpässe hinsichtlich der Interkonnektion von Systemen sollen analysiert werden.“

Die Kompetenz zur „Förderung der Interkonnektion der Energienetze“ begründet somit über die gegenwärtige Rechtslage hinausgehende Kompetenzen. Denn die Kompetenzen des Artikels 172 AEUV sind in dreifacher Hinsicht begrenzt: Erstens kann die EU auf Grundlage des Artikels 171 Abs. 1 Spglstr. 1 AEUV zwar verbindliche, aber nur koordinierende Rahmenvorschriften in Form von Leitlinien erlassen (HÄRTEL 2006, § 13 Rn. 13; TRÜE 2002, S. 109); zweitens umfasst die Ermächtigung des Artikels 171 Abs. 1 Spglstr. 2 AEUV zu sonstigen Aktionen nur solche zur Interoperabilität bereits zusammengeschaltete Netze und drittens darf sie gemäß Abs. 1 Spglstr. 3 nur solche Vorhaben finanziell fördern, die schon von den Mitgliedstaaten unterstützt werden (VOET van VORMIZEELE in: SCHWARZE 2009, Art. 155 Rn. 9). Demgegenüber ermächtigt Artikel 194 AEUV auch zu eigenen Projekten der EU im Bereich der Interkonnektion. Insoweit umfasst Artikel 194 AEUV auch solche Vorhaben, die nur die Interessen einzelner Mitgliedstaaten berühren. Zu deren Durchführung können die Mitgliedstaaten im Hinblick auf das „Ob“ konkret verpflichtet werden; das „Wie“ – so etwa die konkrete Trassenführung – muss mit Blick auf die fehlende Planungskompetenz der EU (Art. 5 Abs. 2 EUV) und das Subsidiaritätsprinzip (Art. 5 Abs. 3 EUV) jedoch den Mitgliedstaaten überlassen bleiben.

Fraglich ist dann allerdings, welcher Anwendungsbereich für Artikel 172 AEUV überhaupt noch verbleibt, da die Vorschriften über die TEN gemäß Artikel 170 Abs. 1 AEUV ja auch weiterhin für den Energiebereich gelten. Denkbar ist, dass über Artikel 172 AEUV

grundsätzliche Regelungen in allgemeinen, bereichsübergreifenden Leitlinien erlassen werden, während Artikel 194 AEUV als Grundlage für speziell die Energienetze betreffende Regelungen dient. Daneben hat wohl auch der Zusammenschluss mit drittstaatlichen Netzen auf Basis des Artikels 172 AEUV zu erfolgen. Denn in Artikel 171 Abs. 3 AEUV ist – im Unterschied zu Artikel 194 AEUV – explizit geregelt, dass die EU beschließen kann, zur Förderung von Vorgaben von gemeinsamem Interesse sowie zur Sicherstellung der Interoperabilität der Netze mit dritten Ländern zusammenzuarbeiten.

Verhältnis zur Solidaritätsklausel des Artikels 222 AEUV

**301.** Solidaritätsmechanismen sind auch Gegenstand des Artikels 222 AEUV. Abgrenzungsschwierigkeiten können sich ergeben, wenn die Solidaritätsverpflichtungen gegenseitige Unterstützungsmaßnahmen bei Versorgungsschwierigkeiten beinhalten. Im Verhältnis zur allgemeinen Solidaritätsklausel des Artikels 222 AEUV ist Artikel 194 AEUV spezieller. Damit gilt insbesondere die Erklärung Nr. 37 der Regierungskonferenz zu Artikel 222 nicht, in der die Mitgliedstaaten sich vorbehalten, die Mittel zur Erfüllung ihrer Verpflichtung zur Solidarität selbst zu wählen. Im Umkehrschluss ist die EU damit im Energiebereich befugt, die Mittel der Solidaritätspflicht selbst festzulegen.

### **6.2.1.3 Energieaußenpolitik**

**302.** Nach der AETR-Rechtsprechung (AETR – Accord Européen sur les Transports Routiers – Europäisches Übereinkommen über die Arbeit des im internationalen Straßenverkehr beschäftigten Fahrpersonals) des Europäischen Gerichtshofes (EuGH), die im Vertrag von Lissabon in Artikel 216 AEUV positiviert ist, bestehen neben ausdrücklichen Außenkompetenzen implizite Vertragsschlusskompetenzen, die parallel zu den Innenkompetenzen verlaufen (EuGH, Slg. 1971, 263, Rz. 15/16). Daher hat die EU in all den Bereichen auch die Zuständigkeit zur Wahrnehmung der Außenkompetenz, in denen sie nach innen eine ausdrücklich übertragene Zuständigkeit hat. Das bedeutet, dass die EU-Mitgliedstaaten keine abweichenden Verträge mit Drittstaaten schließen dürfen, wenn die EU ihre Innenkompetenz durch den Erlass von Regelungen für ein bestimmtes Gebiet wahrgenommen hat.

Insoweit ist für das Außenhandeln im Bereich der Energieumweltpolitik Artikel 191 Abs. 1 lit. d) AEUV von Bedeutung, der seit dem Verfassungsvertrag über die schon bestehende „Förderung von Maßnahmen auf internationaler Ebene zur Bewältigung regionaler oder globaler Umweltprobleme“ insbesondere Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimaschutzes zum Ziel der gemeinsamen Umweltpolitik erklärt. Diese Vorschrift wird im Zweifel dazu führen, Abkommen der EU zur Energieumweltpolitik auf Grundlage einer Mehrfachabstützung abzuschließen.

#### **6.2.1.4 Bedeutung der neuen Energiekompetenz gemäß Artikel 194 AEUV**

**303.** Die Bewertung des Artikels 194 AEUV in der Literatur fällt unterschiedlich aus: Teils wird die Gefahr gesehen, dass die neue Kompetenz zu starker regulatorischer Betätigung verleite; die vagen Zielvorgaben räumten der EU die Befugnis zu einer umfassenden Energiepolitik ein (JASPER 2003, S. 211; CLASSEN 2003, S. 351; GÖTZ 2004, S. 46). Überwiegend wird allerdings von einer bloßen Bündelung der bisherigen Kompetenzen ausgegangen, die nicht wesentlich über die bisherige Rechtslage hinausgehe (BLANKE 2004, S. 232; GÖRLITZ 2004, S. 381; RODI in: VEDDER/HEINTSCHEL von HEINEGG 2007, Art. III-256 Rn. 1; KAHL 2009, S. 51).

Dies wird durch die historische Auslegung gestützt: In den Erläuterungen des Konventspräsidiums heißt es, die neue Kompetenz zur Energiepolitik decke „die Art von Maßnahmen ab, die bislang angenommen wurden“ (Textentwurf für den Verfassungsvertrag: Dok CONV 727/03, Anl. VII, S. 110). Wie oben dargestellt, kommt es mit dem Inkrafttreten des Artikels 194 AEUV im Zuge des Vertrages von Lissabon nur für den Bereich der Interkonnektion der Energienetze zu einer Kompetenzerweiterung. Artikel 194 AEUV enthält also keine genuin neuen Kompetenzen für den Bereich der Interkonnektion der Energienetze, aber eine Kompetenzerweiterung.

**304.** Aus der Erkenntnis, dass Artikel 194 AEUV keine umfassenden neuen Kompetenzen mit sich bringt, wird geschlossen, die Neuerung sei – von einem Mehr an Rechtssicherheit und Rechtsklarheit abgesehen – vor allem von politischer Bedeutung (KAHL 2009, S. 51 f.; NEVELING 2004, S. 342). Dabei darf aber nicht übersehen werden, dass die – fast vollständige – Kompetenzvereinheitlichung für die Energiepolitik auch institutionelle Folgen hat: Die Energiepolitik im Sinne des Artikels 194 AEUV wird zukünftig nicht mehr von mehreren Ratsformationen und Parlamentsausschüssen gestaltet, sondern einheitlich vom Rat für Verkehr, Telekommunikation und Energie und vom Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (Committee on Industry, Research and Energy – ITRE) des Europäischen Parlaments. Damit wird eine Energiepolitik „aus einem Guss“ möglich (KAHL 2009, S. 51), die eine kohärente Abstimmung der Ziele und Maßnahmen erlaubt.

#### **6.2.1.5 Modalitäten der Kompetenzausübung auf europäischer Ebene**

**305.** Die Modalitäten der Kompetenzausübung ergeben sich zunächst sowohl aus den vorstehend dargestellten speziellen Vorgaben des Energietitels als auch aus den allgemeinen Kompetenzausübungsbestimmungen des Vertrags von Lissabon (Art. 5 EUV).

## Bedeutung der energiepolitischen Solidaritätsklausel

**306.** Gemäß Artikel 194 AEUV werden die Ziele der Energiepolitik der EU „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ verfolgt. Diese energiepolitische Solidaritätsklausel stellt insofern ein Novum dar, als sie eine Kompetenzzuweisung unter das Leitprinzip mitgliedstaatlicher Solidarität stellt. Die Konkretisierung der energiepolitischen Solidaritätsklausel hat unter Rückgriff auf das allgemeine europäische Solidaritätsprinzip zu erfolgen.

Mit Aufnahme einer Solidaritätsbekundung in die Energiekompetenz machen die Mitgliedstaaten deutlich, dass sie den Energiesektor als Bereich gemeinsamen Interesses ansehen, oder – anders ausgedrückt –, dass sie energiepolitisch „in einem Boot sitzen“. Aus dieser faktischen Solidarität ergeben sich die beiden erwähnten Arten von obligatorischen Solidaritätspflichten: Zum einen ist es den Mitgliedstaaten verwehrt, die Verwirklichung des energiepolitischen Gemeininteresses unter Berufung auf eigene Interessen zu behindern – natürlich nur insoweit, wie die Kompetenz der EU im Energiebereich reicht. Zum anderen können sich Hilfeleistungspflichten gegenüber unverschuldet in eine energiepolitische Notlage geratenen Mitgliedstaaten ergeben. Bedeutung erlangt die energiepolitische Solidaritätsklausel vor allem im Bereich der Versorgungssicherheit (Europäische Kommission 2007, S. 4 und 12; EHRICKE und HACKLÄNDER 2008, S. 595). In diesem Bereich zeichnet sich eine Wende vom Verständnis der Versorgungssicherheit als nationaler Aufgabe zu einem die EU als Ganze betreffenden Politikbereich ab. Die gegenseitige Solidarität verwehrt es einem Mitgliedstaat, sich Hilfeleistungen – beispielsweise unter Hinweis auf interne politische Uneinigkeit – im Fall einer Versorgungskrise in einem anderen Mitgliedstaat zu entziehen. Zugleich entfaltet die energiepolitische Solidaritätsklausel Wirkung für die Anwendung des Subsidiaritätsprinzips: Das allgemeine Subsidiaritätsprinzip stellt Voraussetzungen für ein gemeinsames Handeln auf, deren Vorliegen die EU aufzuzeigen verpflichtet ist. Die energiepolitische Solidaritätsklausel stellt nun als Korrektiv des Subsidiaritätsprinzips eine Vermutung dafür auf, dass die Ziele der energiepolitischen Maßnahmen auf nationaler Ebene nicht ausreichend geregelt werden können und besser auf EU-Ebene zu regeln sind. Insoweit findet eine Art „Beweislastverschiebung“ zugunsten eines gemeinsamen Vorgehens statt.

Für das Energieumweltrecht hat die energiepolitische Solidaritätsklausel auf den ersten Blick keine unmittelbare Bedeutung, weil ihr Hauptanwendungsbereich zunächst die Versorgungssicherheit ist. Auch Maßnahmen zur Versorgungssicherheit können sich aber umweltpolitisch auswirken. Der „EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität“ der Europäischen Kommission (2008f) enthält beispielsweise auch Maßnahmen zur Energieeffizienz und zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).



Vorgaben der Querschnittsklausel des Artikels 11 AEUV

**307.** Nach der im nationalen Umweltrecht ihresgleichen suchenden Querschnittsklausel des Artikels 11 AEUV „müssen“ die Erfordernisse des Umweltschutzes bei der Festlegung und Durchführung der Unionspolitiken und -maßnahmen insbesondere zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung „einbezogen“ werden. Die Erfordernisse des Umweltschutzes ergeben sich aus den in Artikel 191 Abs. 1 und 2 AEUV genannten Zielsetzungen und Prinzipien der unionsrechtlichen Umweltpolitik. Dies bedeutet, dass auch jede auf Artikel 194 AEUV gestützte Maßnahme umweltverträglich und nachhaltig ausgestaltet sein muss.

### **6.2.1.6 Verbleibende Zuständigkeiten der Mitgliedstaaten**

**308.** Die oben dargestellten, für die Energieumweltpolitik relevanten Zuständigkeiten der EU fallen allesamt unter die geteilten Zuständigkeiten (vgl. Art. 4 Abs. 2 lit. i) AEUV). Für geteilte Zuständigkeiten gilt, dass die Mitgliedstaaten ihre Zuständigkeit nur noch wahrnehmen können, „sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausgeübt hat“ (Art. 2 Abs. 2 S. 2 AEUV). Dort also, wo die EU ihre Kompetenzen nicht ausgeübt hat, entfaltet das EU-Recht keine Sperrwirkung, sodass die Mitgliedstaaten – unter Berücksichtigung der Vorgaben der Unionstreue – in ihrer Politikgestaltung frei bleiben.

Möglichkeiten für nationale Alleingänge

**309.** Artikel 193 AEUV sieht ebenso wie zuvor schon Artikel 176 EGV die Möglichkeit zur nationalen Schutzverstärkung im Bereich des Umweltschutzes gemäß Artikel 191 f. AEUV vor. Eine solche Bestimmung fehlt für die Energiepolitik gemäß Artikel 194 AEUV und somit auch für den Bereich des Energierechts. Dieses Fehlen wird teils als Konstruktionsfehler angesehen, der zulasten des Umweltschutzes in Europa gehe (BRITZ 2009, S. 86; KAHL 2009, S. 61). Nach der hier vertretenen Ansicht tritt das Problem vor allem bei Maßnahmen der Energieeffizienz und der technischen Entwicklung erneuerbarer Energien auf. Die wirtschaftliche Förderung erneuerbarer Energien stützt sich nicht auf die Energiekompetenz, sondern – wie bisher – auf die Umweltkompetenz.

Gestützt auf die Unbeschadetheitsklausel des Artikels 194 Abs. 2 S. 1 AEUV wird daher vorgeschlagen, Artikel 193 AEUV im Bereich des Energieumweltrechts analog anzuwenden (BRITZ 2009, S. 86). Dies ist schon deshalb kritisch zu sehen, weil es an einem Anhaltspunkt für eine unvorhergesehene Regelungslücke fehlt. Dagegen spricht auch die Eigenart des Energieumweltrechts, dessen Ziel- und Maßnahmenverschränktheit eine besondere Abstimmung auch zwischen unionsrechtlichen und nationalen Maßnahmen fordert. Die Ausgewogenheit des Zieldreiecks der europäischen Energieumweltpolitik kann durch nationale Alleingänge leicht gefährdet werden (kritisch im Hinblick auf die Marktabschottung durch einzelstaatliche Ansätze GUNDEL 2008, S. 468). Das Fehlen einer

Schutzverstärkungsklausel kann somit auch als Ausdruck der Ziel- und Maßnahmenverschränktheit des Energieumweltrechts angesehen werden.

Grenzen des Artikels 345 AEUV (ex-Art. 295 EGV)

**310.** Nach Artikel 345 AEUV, der gemeinhin als Kompetenzsperre verstanden wird (KINGREEN in: CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 295 EGV Rn. 5), lassen die Verträge die Eigentumsordnung in den verschiedenen Mitgliedstaaten unberührt. Hieraus wird zum Beispiel gefolgert, dass der EU eigentumsrelevante Maßnahmen verboten sind.

Entstehungsgeschichtlicher Ausgangspunkt des Artikels 345 AEUV war aber die Sorge der Mitgliedstaaten vor einer unionsrechtlichen Privatisierung bzw. Sozialisierung. Dem entspricht die amtliche Erläuterung der Bundesrepublik Deutschland zum damaligen Artikel 222 des Vertrages zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWGV). Ihr zufolge sollte die Norm sicherstellen, dass keine Maßnahme der EU zum Ziel haben darf, ein Unternehmen in eine Gemeinwirtschaft zu überführen oder umgekehrt ein in Gemeineigentum stehendes Unternehmen zu privatisieren (Deutscher Bundestag 1957, Anlage C, S. 154). Aus der historischen Auslegung des Artikels 345 AEUV folgt somit, dass diese Norm die Neutralität der EU in Grundfragen der nationalen Wirtschaftsordnungen statuiert. Nicht zuletzt deshalb stellt die derzeit herrschende Meinung zu Recht auf den Wortlaut des Artikels 345 AEUV ab, der nicht von Eigentumsrecht, sondern von Eigentumsordnung spricht (CALLIESS 2008, S. 27 ff.). Dieser Begriff ist im Sinne von Eigentumszuordnung zu verstehen und meint die Entscheidung über Privatisierungen und Verstaatlichungen.

### **6.2.1.7 Ergebnis**

**311.** Nachfolgend soll zusammenfassend dargestellt werden, welche Erkenntnisse sich aus der oben angestellten Untersuchung der Kompetenzverteilung zwischen der EU und den Mitgliedstaaten im Bereich der Energiepolitik im Hinblick auf das vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) vorgeschlagene Ziel einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung bis 2050 sowie weiterer zu seiner Realisierung vorgeschlagener Maßnahmen ergeben.

Artikel 194 Abs. 1 AEUV verleiht der EU Kompetenzen auf dem Gebiet der vier energiepolitischen Ziele: der Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts (a), der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der EU (b), der Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie der Förderung der Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen (c) sowie der Förderung der Interkonnektion der Energienetze (d). Im Ergebnis bringt Artikel 194 Abs. 1 AEUV allerdings mit Ausnahme des Bereichs der Interkonnektion der Energienetze nur eine Bündelung aber keine wesentliche Erweiterung der Kompetenzen für die EU auf dem Gebiet der Energie- und speziell der Energieumweltpolitik mit sich.

Im Hinblick auf erneuerbare Energien ermächtigt nach hier vertretener Auffassung die neue Energiekompetenz die EU lediglich zur Förderung der technologischen Entwicklung, wohingegen der gesamte übrige Bereich der erneuerbaren Energien wie bisher der Umweltkompetenz nach Artikel 192 Abs. 1 und 2 AEUV unterfällt. Auf diesem Gebiet gilt demgemäß auch die Schutzverstärkungsklausel des Artikels 193 AEUV, die den Mitgliedstaaten Spielraum für eigenständige Maßnahmen trotz einer EU-Regelung gibt.

#### Ausbau der Stromerzeugung

**312.** Für den für das Sondergutachten relevanten Bereich des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann demgemäß die EU, solange es nicht um den relativ kleinen und speziellen Bereich der Förderung der technologischen Entwicklung erneuerbarer Energien geht, den Mitgliedstaaten Vorgaben auf der Basis der Umweltkompetenz nach Artikel 192 Abs. 1 und 2 AEUV machen. Eine verfahrensrechtliche Grenze würden die Maßnahmen der EU gemäß Artikel 192 Abs. 2 lit. c) AEUV dort erreichen, wo sie die Wahl der Mitgliedstaaten zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung erheblich berühren. Diese Maßnahmen können im Europäischen Rat nur einstimmig beschlossen werden. Das ist der entscheidende Unterschied zur neuen Energiekompetenz des Artikels 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV, der – anders als die bloße Verfahrensvorschrift des Artikels 192 Abs. 2 lit. c) AEUV – eine echte Kompetenzgrenze darstellt. Dies hat zur Folge, dass für rein energiepolitische Maßnahmen ohne Umweltbezug, die die energiepolitischen Vorbehalte der Mitgliedstaaten berühren, gar keine Kompetenz besteht. Umweltpolitisch abgestützte Maßnahmen gemäß Artikel 192 Abs. 2 lit. c) AEUV können im Ergebnis demgegenüber noch einstimmig ergriffen werden.

Wann allerdings eine Maßnahme unter Artikel 192 Abs. 2 lit. c) AEUV fällt, ist insbesondere im Hinblick auf den Anteil erneuerbarer Energien, der für den einzelnen Mitgliedstaat festgeschrieben wird, nicht einfach festzulegen. Die Grenze wäre aber im Falle einer Festlegung, die Energieversorgung langfristig auf eine 100 % erneuerbaren Versorgung auszurichten, sicher erreicht, sodass eine solche Entscheidung in jedem Fall einstimmig zu treffen wäre. Die Mitgliedstaaten ihrerseits sind nicht gehindert, unter den Voraussetzungen des Artikels 193 AEUV auch über Vorgaben der EU hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien, die unter diesem Ziel liegen, hinauszugehen.

#### Ausbau der Stromübertragungsnetze

**313.** Im Hinblick auf den für eine regenerative Vollversorgung erforderlichen Ausbau der Stromübertragungsnetze gilt, dass die Kompetenzen der EU durch die neue Energiekompetenz des Artikels 194 AEUV gestärkt worden sind. Dies gilt speziell für die Interkonnektion der Energienetze, deren besserer Ausbau eine wichtige Rolle für den europäischen Strombinnenmarkt spielt. Die Kompetenz zur Förderung der Interkonnektion ist weitreichender als die die transeuropäischen Netze betreffende Kompetenznorm des

Artikels 172 AEUV (ex-Art. 156 EGV). Letzterem zufolge kann die EU nur koordinierende Maßnahmen zur Interoperabilität bereits verbundener Netze ergreifen bzw. Vorhaben, die schon von den Mitgliedstaaten unterstützt werden, finanziell fördern. Dies bedeutet, dass mit der Ausnahme der grenzüberschreitenden Verbindung der Netze die EU den Mitgliedstaaten keine Vorgaben im Hinblick auf den Ausbau der Übertragungsnetze machen kann, die über das hinausgehen, was die Mitgliedstaaten bereits als Ausbau in den Blick genommen haben. Positiv gewendet bedeutet es aber auch, dass die EU mit dem Instrument der Leitlinien den weiteren Ausbau der Netze zwischen den Mitgliedstaaten koordinierend begleiten und finanziell unterstützen und somit dazu beitragen kann, dass der Netzausbau im erforderlichen Maße stattfindet. Sekundärrechtlich hat dies seinen Niederschlag darin gefunden, dass der Netzausbau im Wesentlichen in der Verantwortung der privaten Übertragungsnetzbetreiber liegt. Die private Planung auf europäischer Ebene ist nicht verbindlich, sondern dient vor allem der Abstimmung und Koordination und unter Umständen der informatorischen Korrektur der nationalen Planungen aus europäischer Perspektive. Eine Stärkung der europäischen Politik mit dem Ziel, den Netzausbau voranzutreiben, muss sich gegenwärtig vor allem an dem Ziel der Interkonnektion orientieren, das allerdings erheblichen Spielraum eröffnet.

#### Steigerung der Energieeffizienz

**314.** Weitreichende, wenn auch keine neuen Kompetenzen besitzt die EU gemäß Artikel 194 Abs. 1 lit. c) AEUV auf dem Gebiet der Energieeffizienz, wo von der Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen die Rede ist. Fraglich könnte sein, ob es den Mitgliedstaaten im Rahmen des Artikels 194 AEUV erlaubt ist, stringenteren Politiken für die Energieeffizienz zu verabschieden als durch die EU vorgegeben. Denn nach hier vertretener Auffassung besteht an dieser Stelle keine Möglichkeit einer nationalen Schutzverstärkung analog Artikel 193 AEUV.

Bislang wurden Richtlinien im Bereich der Energieeffizienz auf Artikel 175 Abs. 1 (heute Art. 192 AEUV) oder Artikel 95 (heute Art. 114 AEUV) gestützt. Beide sehen die Möglichkeit einer Schutzverstärkung vor. Artikel 194 AEUV, der nunmehr die neue Zuständigkeit der EU auf dem Gebiet der Energieeffizienz bestimmt, sieht diese Möglichkeit nicht vor.

Diesem Problem kann nur dadurch begegnet werden, dass entweder die Schutzverstärkungsklausel des Artikels 193 AEUV (ex-Artikel 176 EGV) analog auf Artikel 194 angewandt wird (BRITZ 2009), oder dass seitens des EU-Gesetzgebers darauf geachtet wird, eine Schutzverstärkung in dem jeweiligen Rechtsakt zu ermöglichen. Gegen eine analoge Anwendung des Artikels 193 AEUV spricht, dass man nicht davon ausgehen kann, dass vorliegend eine Regelungslücke besteht, denn der EU-Gesetzgeber wollte diesen Bereich abschließend regeln. Demzufolge muss zukünftig für Rechtsakte im Bereich der Energieeffizienz, die auf der Basis des Artikels 194 AEUV erlassen werden, darauf geachtet

werden, dass die Möglichkeit verstärkter Schutzmaßnahmen ausdrücklich vorgesehen wird. Ein Beispiel für eine solche Regelung im Bereich der Energieeffizienz findet sich in der Energiedienstleistungsrichtlinie (RL 2006/32/EG), die ausdrücklich klarstellt, dass die Mitgliedstaaten sich selbst zur Erzielung ihres nationalen Richtziels ein höheres Ziel als das von der Richtlinie anvisierte Richtziel für Einsparungen von 9 % setzen können (13. Erwägungsgrund der Richtlinie 2006/32/EG).

## **6.2.2 Weiterentwicklung des energiepolitischen Rahmens durch die EU**

**315.** Die EU hat im Hinblick auf einige relevante Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien wesentliche Kompetenzen (vgl. Abschn. 6.2.1) und miteinander verschränkte Politiken und Strategien (vgl. Kap. 5). Hierzu gehören insbesondere:

- die europäische Klimaschutzpolitik mit verbindlichen Zielsetzungen für die Reduktion wichtiger Treibhausgase (THG) sowie einem breiten Instrumentarium der Umsetzung, insbesondere dem europäischen Emissionshandel,
- die europäische Energiepolitik, insbesondere mit den zum Teil konkurrierenden Zielen eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes und des Ausbaus der erneuerbaren Energien,
- die europäische Infrastrukturpolitik mit den Transeuropäischen Energienetzen,
- die hier nicht weiter vertieft beleuchtete europäische Energieforschung.

In allen vier Handlungsfeldern zeichnen sich relevante Entwicklungen und Diskussionen ab, die auch Einfluss auf die Umsetzungschancen einer Politik der erneuerbaren Energien auf der nationalen Ebene haben (vgl. Kap. 5). Es ist daher in vitalem nationalem Interesse, diese europäischen Handlungsfelder so mitzugestalten, dass sie eine nationale Transformationsstrategie flankieren und stabilisieren. Gelingt es in der EU, den mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) angelegten dynamischen Ausbaupfad über das gesetzte Zieljahr 2020 hinaus weiterzuentwickeln, so erleichtert dies auch die Erreichung ambitionierter nationaler Ziele. Zudem können mit einem koordinierten europäischen Ansatz die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien niedriger sein als bei einem rein nationalen Ansatz (ECF et al. 2010a; CZISCH 2009; SRU 2010a). Die Analyse in Kapitel 5 macht deutlich, dass die EU bis 2020 beachtliche Impulse für den Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt hat und lässt auch einen eher förderlichen europäischen Rahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien über 2020 hinaus erwarten. Dieser verdient Verstärkung. Was dies im Einzelnen bedeuten kann und soll, wird im Folgenden betrachtet.

### 6.2.2.1 Die Weiterentwicklung der europäischen Klimaschutzziele

**316.** Das europäische Klimapaket vom Dezember 2008 legt mit seinem dreifachen 20 %-Ziel für 2020 (20 % THG-Reduktion mit der konditionierten 30 %-Option; 20 %-Anteil erneuerbarer Energien; 20 % mehr Energieeffizienz gegenüber dem Trend) einen Politikpfad an, der die Grundlagen für die anstehende Transformation in Richtung einer klimaschonenden, möglichst regenerativen Stromversorgung bildet. Das Klimaschutzpaket, das unter anderem eine Reform des europäischen Emissionshandels (vgl. Kap. 8.1 und 8.2) und eine novellierte Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien (vgl. Kap. 5.2) enthält, muss auch als eine Zäsur in dem bisherigen langwierigen Prozess der europäischen Integration in der Energiepolitik bewertet werden, da im Zeichen der Klimapolitik eine erhebliche Stärkung der Rolle der EU gegenüber den Mitgliedstaaten gelang (OLIVIER et al. 2008; GEDEN und FISCHER 2008; SCHREURS et al. 2009; JORDAN et al. 2010b). Diese Zäsur basiert auf einem relativ breiten Konsens in der EU zur sicherheits-, wirtschafts- und industriepolitischen Bedeutung einer aktiven europäischen Klimapolitik (vgl. Kap. 5).

Infolge der Weltwirtschaftskrise und des Scheiterns der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen ist dieser Konsens brüchig geworden, wie sich nicht zuletzt darin zeigt, dass die EU bisher nicht in der Lage ist, sich auf eine einseitige 30 %-Minderung der THG-Emissionen bis 2020 zu einigen. Eine solche Verminderung hat unter anderem die ökonomische Analyse der Europäischen Kommission nahe gelegt (Europäische Kommission 2010b). Sie wird auch im Interesse einer Erneuerung der internationalen Klimapolitik empfohlen (WBGU 2010), ist aber selbst innerhalb der Europäischen Kommission und unter den Mitgliedstaaten nicht mehr mehrheitsfähig („30 % CO<sub>2</sub> reduction goal put on the backburner“, Ends Daily vom 10. Juni 2010).

**317.** Dessen ungeachtet muss als Referenz der mittelfristigen europäischen Klimaschutzpolitik die wiederholt bekräftigte Ratsposition vom Oktober 2009 (Rat der Europäischen Union 2009) sowie die im Arbeitsprogramm der Europäischen Kommission verankerte „Roadmap“ bis 2050 (Europäische Kommission 2010a, S. 8) angesehen werden. Demnach steht eine THG-Emissionsminderung von 80 bis 95 % bis 2050 auf der politischen Tagesordnung der EU. Nach Einschätzung der Europäischen Kommission kann davon nur ein kleiner Teil durch flexible Mechanismen außerhalb der EU verwirklicht werden (Europäische Kommission 2010b, S. 6). Verschiedene Generaldirektionen der Europäischen Kommission (GD Klima, GD Mobilität und Verkehr, GD Energie) erarbeiten derzeit Szenarien, Konsultationspapiere und Strategien, um die Perspektive einer Dekarbonisierung des europäischen Wirtschaftsraumes weiter zu konkretisieren.

**318.** Nur eine Zielperspektive bis 2050 steht im Einklang mit den für das 2-Grad-Ziel erforderlichen Reduktionen der Treibhausgase (SRU 2008). Sie gilt daher als die notwendige Messlatte der Klimaschutzpolitik der Industrieländer. Sie ist auch als einseitig europäische Zielperspektive sinnvoll und notwendig, um der Technologieentwicklung eine

Orientierungsmarke zu liefern und insbesondere technologische Lock-in-Effekte zu vermeiden. Diese können nur zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten korrigiert werden, sollte sich die internationale Klimapolitik verbindlich die notwendigen Reduktionen vornehmen (vgl. ausführlich Kap. 8.2 im Hinblick auf den Emissionshandel; HOLM-MÜLLER und WEBER 2010; SRU 2009; UNRUH 2000).

Es ist daher wichtig, diese überragende Zielperspektive für die EU selbst politisch weiter zu stabilisieren und möglichst verbindlich auszugestalten. Bisher hat das Dekarbonisierungsziel noch nicht in den offiziell von allen europäischen Institutionen angenommenen Strategiedokumenten Einzug erhalten. Der Europäische Rat, die EU-2020-Strategie, das 7. Umweltaktionsprogramm, die revidierte europäische Nachhaltigkeitsstrategie, die Revision des europäischen Emissionshandels oder Verpflichtungen in den internationalen Klimaschutzverhandlungen oder dem G20-Prozess sind geeignete Arenen zur Verstetigung und Erhöhung der Verbindlichkeit des europäischen Klimaschutzzieles.

**319.** Das überragende Klimaschutzziel sollte durch differenzierte sektorale Ziele weiterentwickelt werden. Da die sektoralen Vermeidungsoptionen und Kosten sehr unterschiedlich sind, wäre eine einheitliche Vorgabe für alle Sektoren nicht realisierbar. Ein 95 %-THG-Reduktionsziel bietet zwar kaum noch sektorale Differenzierungsmöglichkeiten, gleichwohl aber das bescheidenere und voraussichtlich unzureichende 80 %-Ziel. Für den Stromsektor ist es selbst bei diesem bescheideneren Gesamtziel erforderlich, eine vollständige Dekarbonisierung anzustreben, weil sie in diesem Sektor vergleichsweise einfach zu realisieren ist (ECF et al. 2010b; JONES 2010; EDENHOFER et al. 2009, S. 7; Öko-Institut und Prognos AG 2009).

### **6.2.2.2 Weitere Ausbauziele für die erneuerbaren Energien: Roadmap 2030**

Policy Feedback Ansatz für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU

**320.** Es sind grundsätzlich unterschiedliche Wege denkbar, die im vorangegangenen Abschnitt benannten sektoralen Klimaschutzziele zu erreichen. Möglich ist europaweit ein weiterer massiver Ausbau der erneuerbarer Energien über die Zielmarke von 2020 hinaus, bis hin zur regenerativen Vollversorgung (vgl. Kap. 3.2). In den nationalen Aktionsplänen zur Umsetzung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie ist in den meisten Mitgliedstaaten ein sehr deutliches Wachstum der erneuerbaren Energien vorgesehen (vgl. Abschn. 5.2.2). Insgesamt sollen sie im Jahre 2020 mehr als ein Drittel zur Stromversorgung beitragen. Damit wird dieser Sektor in allen europäischen Ländern substanziell wachsen müssen. Wirksame Anreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien müssen geschaffen (RATHMANN et al. 2009) und flankierende Maßnahmen wie der Netzausbau ergriffen werden (vgl. Kap. 5.2.2 und Kap. 9). Darüber hinaus ist damit zu rechnen, dass

entsprechende wirtschaftliche und politische Akteurskoalitionen in allen Mitgliedstaaten erstarken werden. Im Zusammenspiel mit den Zielen der EU, eine klimaschonende Wirtschaft bis 2050 zu erreichen, ist daher ein insgesamt günstiges Umfeld für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien über 2020 hinaus zu erwarten.

Wenn hingegen, wie in einigen Szenarien vor allem für die marktbeherrschenden Energieversorger angelegt, der Anteil der erneuerbaren Energien in der EU auf 40 % begrenzt werden sollte, wären ein massives Neubauprogramm für Atomkraftwerke in der Größenordnung von 200 GW sowie neue Kohlekraftwerke mit CCS (Carbon Capture and Storage) mit einer Leistung von 120 GW erforderlich (ECF et al. 2010b, S. 9 und 50; EURELECTRIC 2010, S. 61 ff.). Ob solche Vorstellungen eine politische Chance in der EU haben, werden die für 2011 anvisierten Strategiepapiere der Europäischen Kommission zeigen.

Zu beachten ist jedoch, dass die EU nur beschränkte Kompetenzen hat, die Energieträgerwahl der Mitgliedstaaten direkt zu beeinflussen (Abschn. 6.2.1.2.2). Entsprechende Maßnahmen müssten sich auf die Umweltkompetenz des Artikels 192 Abs. 2 AEUV stützen und im Falle bedeutender Auswirkungen auf die nationale Energieträgerwahl im Konsens der 27 Mitgliedstaaten verabschiedet werden. Eine Festlegung der EU auf einen Energieträgermix für das Jahr 2050, sei es eine vollständig erneuerbare Stromversorgung, so, wie sie der SRU für die nationale Ebene vorschlägt, oder sei es ein nuklear-fossil-erneuerbarer Mix, wäre alleine deshalb institutionell und politisch verfrüht.

Zurzeit positionieren sich noch wenige Akteure für eine regenerative Vollversorgung. Sie kommen vor allem aus dem Umfeld der Umweltverbände, Erneuerbaren-Energien-Industrien, der Think-Tanks und dem Europäischen Parlament (insb. die im European Forum for Renewable Energy Sources (EUFORES) organisierten EU-Parlamentarier) (EREC 2010; PwC et al. 2010; MAY 2010). Starker Rückhalt für diese Position ist nur von denjenigen Mitgliedstaaten zu erwarten, die derzeit führend beim Ausbau der „neuen“ erneuerbaren Energien sind (z. B. Deutschland, Dänemark, Spanien und Portugal). Ein Regierungsbekenntnis zum Langfristziel einer dominant regenerativen Versorgung gibt es zurzeit lediglich in Deutschland (BMW und BMU 2010). Ein qualifizierter Rückhalt scheint aus denjenigen Ländern denkbar, die schon sehr hohe Anteile an traditionellen regenerativen Energien haben (z. B. Österreich, Schweden und Litauen). Allerdings erfolgt in einigen dieser Länder der Ausbau der „neuen“ erneuerbaren Energien eher zögerlich (Europäische Kommission 2009). In der Mehrheit der EU-Länder ist aber die politische Unterstützung für eine regenerative *Vollversorgung* nicht absehbar. Frankreich strebt zwar eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Energiemix von derzeit 15,5 auf 27 % bis 2020 an (vgl. Kap. 5.2, Tab. 5-1), dennoch dominieren nach wie vor Nuklearinteressen (KOOPMAN 2008; MEZ et al. 2009; PELLION 2008). Großbritannien setzt zurzeit auf einen Energiemix, der neben einem substanziellen Ausbauprogramm für die Off-



Shore-Windenergie auch den Neubau von Atomkraftwerken und Investitionen in CCS mit einschließt (DECC 2009; HM Government 2009; HELM 2008). Die meisten Mittel- und Osteuropäischen Staaten sind energiewirtschaftlich noch durch eine zentralistische Energieversorgung aus Kohle und/oder Atomenergie geprägt, der Aufbau der erneuerbaren Energien steht dort noch am Anfang (BARBU 2007). Mit deutlichem Widerstand gegen eine dominant regenerative Stromversorgung ist zudem von den großen Stromversorgern zu rechnen (EURELECTRIC 2010; LAMPRECHT 2009).

Im Lichte dieser aktuellen Interessenkonstellation ist auch die bisherige Positionierung der Europäischen Kommission für einen Energiemix aus erneuerbaren Energien, Kernkraft und CCS nachvollziehbar (vgl. Abschn. 5.2.3). Eine solche tendenziell technologieoffene Positionierung der „Hüterin der Verträge“, die den Mitgliedstaaten verschiedene Optionen einer Dekarbonisierung offen hält, ist auch im Hinblick auf die Kompetenzschränken des EU-Vertrages bei der Energieträgerwahl zurzeit ohne Alternative (vgl. Abschn. 6.2.1). Eine baldige, klare europäische Systementscheidung der EU zugunsten erneuerbarer Energien ist damit nicht zu erwarten. Sie wäre verfrüht, auch wenn die Europäische Kommission in einer Vision durchaus auf die technisch-ökonomische Realisierbarkeit einer regenerativen Vollversorgung hinweisen könnte und damit diese Option in der Diskussion halten könnte.

**321.** Vielmehr sollte auf einen auch in anderen europäischen Politikfeldern (z. B. der Agrarpolitik) zu beobachtenden Ansatz des „policy feedback“ zurückgegriffen werden (PIERSON 1993; JORDAN et al. 2010c, S. 45 f.). Im Wesentlichen geht es dabei darum, dass Politikinnovationen zumeist nur in kleinen Schritten eingeführt werden, über längere Zeiträume aber immer weiter verstärkt werden können. Es entsteht dabei ein neuer, sich langfristig verstärkender Politikpfad, wobei erste noch unzureichende institutionelle Innovationen und Maßnahmen den Ruf nach weiter gehenden Reformen auslösen und hierdurch der neue Pfad vertieft werden kann. Mit der Politik der „sukzessiven Selbstbindung“ (EICHENER 2000) hat die EU erfolgreich Reformen vorantreiben können, obwohl sie zunächst unpopulär waren. Die Richtlinien für erneuerbare Energien von 2001 und 2009 entsprechen diesem Verlaufmuster einer sich dynamisierenden Politikinnovation (vgl. Kap. 5.2).

#### Eine Roadmap für erneuerbare Energien für 2030

**322.** In diesem Sinne ist eine mittelfristige europäische Roadmap als Rahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien für 2030 und danach insbesondere auch im Hinblick auf die nationale und europäische Infrastrukturentwicklung erforderlich (EEAC 2009; ECF et al. 2010a, S. 9 und 28). Nach Artikel 24 Abs. 9 der RL 2009/28/EG ist erst im Jahre 2018 vorgesehen, dass die Europäische Kommission eine Roadmap für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien für die Zeit nach 2020 vorlegt. Dieser Zeitpunkt ist eindeutig zu spät, um Planungssicherheit zu schaffen und einen ausreichenden Vorlauf

insbesondere für den Netz- und Speicherausbau nach 2020 zu ermöglichen. Die Diskussion über Ausbauziele sollte daher wesentlich früher beginnen. Wichtige Vorentscheidungen könnten schon in den Jahren 2010 und 2011 anlässlich der Debatte um die Vision einer dekarbonisierten Stromversorgung bis 2050 getroffen und auch Gegenstand des Frühjahrsgipfels 2011 werden.

Der Aufbau internationaler HGÜ-Verbindungen (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) oder strategischer regionaler Netze (z. B. Nordsee-Netz) setzt notwendigerweise Ziel- und Orientierungssicherheit hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung der erneuerbaren Energien voraus, weil andernfalls die Investitionsrisiken zu hoch sind. Das Wachstum der erneuerbaren Energien hängt wiederum vom rechtzeitigen Netzausbau ab (ECF et al. 2010b, S. 16 und 58). Eine nur auf Szenarien gestützte Netzplanung, wie sie zum Beispiel die europäischen Wissenschaftsakademien vorschlagen (EASAC 2009; WAGNER 2009), wird nicht die notwendigen Investitionssicherheiten schaffen.

Die Bedeutung einer frühzeitigen Planung für den Netzausbau kann am Beispiel des Pilotprojektes für einen Zehnjahresplan des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) für die Periode von 2010 bis 2020 illustriert werden (ENTSO-E 2010, S. 9 ff.). ENTSO-E identifiziert für die kommende Dekade Investitionsplanungen der Übertragungsnetzbetreiber über 42.000 km, davon wird fast die Hälfte auch durch Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. Nach eigenen Angaben wird dabei der Netzausbaubedarf aber noch unterschätzt, da die nationalen Aktionspläne für die erneuerbaren Energien im Juni 2010 noch nicht vorlagen. Diese können erst im nächsten Zehnjahresplan von 2012 berücksichtigt werden. Aus diesem Grunde plädiert auch ENTSO-E für eine stärkere Langfristorientierung der Ausbauziele (ebd., S. 17).

Ausbauziele sind insbesondere für den Elektrizitätsbereich wichtig, da hier fernräumliche Netzverbindungen im Hinblick auf den Lastausgleich von großer Bedeutung sind. Nur sektorale Ausbauziele für die erneuerbaren Energien im Strombereich liefern hierfür die notwendigen Planungsgrundlagen. Diese können auch, wie in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie vorgesehen, als Ergebnis der nationalen Aktionspläne addiert werden. Bis 2020 wird der Anteil der erneuerbaren Energien an der europäischen Stromversorgung 35 % erlangen können, ein Anteil für 2030 in der Größenordnung von 50 bis 70 % scheint damit realistisch (Europäische Kommission DG TREN 2006; EEAC 2009; EREC 2010).

### **6.2.2.3 Subsidiarität in der Förderpolitik**

**323.** Die europäischen Gesetzgeber haben in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 – durchaus nach langen Konflikten (s. Kap. 5.2) – die Systementscheidung getroffen, die Frage der Förderinstrumente den Mitgliedstaaten oder regionalen Kooperationslösungen zwischen einzelnen Gruppen von Mitgliedstaaten zu überlassen (SCHÖPE 2010; JONES 2010). Dem ging ein Grundsatzkonflikt über die geeignete Instrumentenwahl voraus. Mit dem

europäischen Binnenmarkt für Elektrizität ist ein europaweit harmonisiertes System handelbarer Erzeugungsquoten für erneuerbare Energien leichter zu verkoppeln, das Modell der nationalen Einspeisevergütungen hat sich aber bisher tendenziell als das effizientere und effektivere Instrument erwiesen. Diese Grundsatzdebatte setzt sich fort. Die Elektrizitätswirtschaft (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und einige große Energieversorger) setzt sich weiterhin für ein harmonisiertes europäisches Quotensystem ein, so in einer für diese verfassten, im April 2010 veröffentlichten Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) (FÜRSCH et al. 2010; aus Sicht von Eurelectric: ten BERGE und CROSS 2010). Zugleich gibt es aber auch seit einigen Jahren Vorschläge für eine Europäisierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. anderer Modelle der Einspeisevergütung (CZISCH und SCHMID 2007; SENSFUß et al. 2007), die auch auf Sympathie bei Energiekommissar Oettinger stoßen („Oettinger dringt auf europäische Ökostromförderung“, Euractiv vom 6. August 2010).

Ungeachtet der Instrumentenwahl führt ein harmonisierter Ansatz zu Kostensenkungen, die mit der Marktausweitung und einer Standortoptimierung im europäischen Wirtschaftsraum verbunden sind (FÜRSCH et al. 2010; SENSFUß et al. 2007). Er wäre auch besser mit einem europäischen Binnenmarkt für Elektrizität vereinbar, da unterschiedliche nationale Förderregime dazu führen können, dass der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität behindert oder verzerrt wird. Zudem kann eine großräumige Verflechtung auch zusätzliche relativ kostengünstige Optionen des Lastausgleichs bieten, durch die auch Investitionen in Speicherkapazitäten erheblich reduziert werden können (ECF et al. 2010a; ECF et al. 2010b; CZISCH 2009).

**324.** Dennoch gibt es auch Argumente dafür, die bestehenden Arrangements der Richtlinie zur bi- und multilateralen Kooperation zu nutzen anstatt eine europäische Harmonisierung anzustreben (SCHÖPE 2010; FOUQUET und JOHANSSON 2008). Gegen die Option eines harmonisierten europäischen Quotensystems spricht vor allem die Evidenz der begrenzten Erfolge entsprechender nationaler Systeme (FOUQUET 2010; FOUQUET und JOHANSSON 2008; JACOBSSON et al. 2009; LAUBER 2007; LAFFERTY und RUUD 2008). Auch europäisch harmonisierte Einspeisevergütungen hätten das Problem, dass sie entweder in Gunstregionen erhebliche Mitnahmeeffekte riskieren, wenn der Fördersatz sehr hoch wäre; oder, wenn sich der Fördersatz an den niedrigen Kosten der Gunstregionen ausrichtet, zur Konzentration von Anlagen in Ländern mit guten Standortbedingungen (SENSFUß et al. 2007, S. 54) und damit in vielen Regionen nicht zu Investitionen führt. Hierdurch kann ein Konflikt zwischen einer europäisch optimierten Standortwahl und eventuell ehrgeizigeren Ausbauplänen in einzelnen Mitgliedstaaten entstehen.

Eine regional ausgewogene Entwicklung der erneuerbaren Energien, die gleichwohl auch unterschiedliche Kosten berücksichtigt, lässt sich auch im aktuellen Regulierungsrahmen mit europäischen Zielen und nationalen Fördermaßnahmen erreichen, wenn die Ausbauziele in

Regionen mit günstigen Standortbedingungen ehrgeiziger sind, als in denen mit ungünstigen. So könnte zum Beispiel Deutschland den Ausbau der Windenergie stärker vorantreiben, Spanien stärker auf Photovoltaik (PV) setzen (vgl. dazu die Vorschläge in Kap. 8).

Zu beachten sind auch die unterschiedlichen Entwicklungsphasen, in denen sich der Ausbau der erneuerbaren Energien in den einzelnen Mitgliedstaaten befindet. Das Förderinstrumentarium muss an solche unterschiedlichen nationalen Bedingungen angepasst werden können (vgl. für Deutschland die Vorschläge in Kap. 8).

Mittlerweile haben 21 EU-Staaten Einspeisevergütungen als zentrales Instrument oder als Teil eines Fördermix eingeführt – die detaillierte Ausgestaltung ist dabei aber extrem unterschiedlich (RATHMANN et al. 2009). Eine Harmonisierung dieser etablierten Systeme wäre unweigerlich mit erheblichem Aufwand und Konflikten verbunden, weil sich damit auch die zum Teil sehr langfristig gesetzten Rahmenbedingungen für Investoren verändern würden. Der Regimewechsel von einer nationalen zu einer europäischen Förderung würde eine Periode von Investitionsunsicherheit auslösen und damit das Wachstum der erneuerbaren Energien zumindest vorübergehend bremsen. Der resultierende unter hohem Aufwand ausgehandelte Kompromiss wäre dann voraussichtlich relativ innovationsresistent. Das Problem kaum lösbarer Konflikte zwischen den einzelnen etablierten nationalen Fördersystemen und einem harmonisierten europäischen Förderrahmen gilt im Übrigen erst recht für ein harmonisiertes Quotensystem, weil dieses notwendigerweise die nationalen Einspeisevergütungen durch flexible Quotenmarktpreise ersetzen würde.

**325.** Das europäische Förderregime für die erneuerbaren Energien sollte daher eher das Subsidiaritätsprinzip beachten, insbesondere „autonomieschonend“ und „gemeinschaftsverträglich“ (SCHARPF 1999) ausgestaltet werden. In dieser Hinsicht hat die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 auf absehbare Zeit einen tragfähigen Kompromiss gefunden (Abschn. 5.2.2).

Einerseits setzt sie auf differenzierte nationale Beiträge zum Gemeinschaftsziel eines 20 %-Anteils. Die unterschiedlichen nationalen Beiträge ergeben sich aus den sehr heterogenen Ausgangsbedingungen und Potenzialen. Auch im Jahre 2020 wird der Anteil der erneuerbaren Energien im Erzeugungssportfolio der Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich ausfallen. Da jedoch alle Mitgliedstaaten Fördermaßnahmen für ihre Ausbauziele ergreifen müssen, verhindert die Richtlinie zugleich ein zu weites Auseinanderklaffen der Kosten. Auch aus diesem Grunde ist die oben beschriebene Road Map 2030 unverzichtbar. Zumindest indirekt kann damit – bei aller unvermeidlichen Differenzierung – eine gewisse Angleichung des Ausbautempos und eine Teilharmonisierung der Förderkosten erreicht werden. Sie erreicht damit eine gewisse Konvergenz trotz unterschiedlicher nationaler Förderansätze (JORDAN et al. 2010a, S. 115).

Andererseits behalten die Mitgliedstaaten weiter das Recht, ihr nationales Förderinstrumentarium weiterzuentwickeln und dem jeweils unterschiedlichen Entwicklungsstand beim Ausbau der erneuerbaren Energien anzupassen. Dies scheint – insbesondere auch im Hinblick auf eine lernoffene Weiterentwicklung der Fördermaßnahmen (vgl. Kap. 8.4) – sinnvoll zu sein. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) erlaubt außerdem Abkommen zwischen Mitgliedstaaten zum statistischen Transfer nachgewiesener Energieerzeugung aus einem Land, das seine Ausbauziele übererfüllt, zu einem Defizitland (Art. 6), für gemeinsame Projekte (Art. 7) oder gemeinsame Fördermaßnahmen (Art. 11) (SCHÖPE 2010). Um Wettbewerbseffekte aufgrund unterschiedlicher Strompreise zu verhindern, bieten sich insbesondere regionale Kooperationen zwischen Nachbarländern an.

Mittelfristig wird als Folge eines – jedoch kaum vor den 2020er-Jahren zu erwartenden – weitgehenden europäischen Netzverbundes sicher über eine weitere Europäisierung der Instrumentierung in einem dann möglicherweise bereits von erneuerbaren Energien dominierten Markt nachzudenken sein.

#### **6.2.2.4 Ausbau der europäischen Fernnetze**

**326.** Eine besondere Rolle kommt der Entwicklung hochleistungsfähiger grenzüberschreitender Fernverbindungen zu (vgl. Szenario 3.a in Kap. 4; Czisch 2009; Battaglini 2008). Diese Fernverbindungen werden den vorhandenen und ebenfalls weiterzuentwickelnden Netzen und Interkonnektoren überlagert sein. Sie werden schwerpunktmäßig aus HVDC-Verbindungen (HVDC – High Voltage Direct Current) bestehen (vgl. Kap. 4.5), auch wenn andere Technologien vorstellbar sind. Eine besonders große Bedeutung wird dabei dem Ausbau der Netze im Nordseeraum zukommen, insbesondere auch um die norwegisch-schwedischen Potenziale an Pumpspeicherkapazitäten nutzen zu können (WOYTE et al. 2008; EEA 2009; LILLIESTAM 2007). In ihrem Grünbuch zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Energienetz (Europäische Kommission 2008d; 2008b) identifiziert die Europäische Kommission bereits zwei für den Ausbau der erneuerbaren Energien besonders wichtige Vorhaben: ein Netz für die Offshore-Windenergie sowie einen Energiering für den Mittelmeerraum.

Wichtige zu klärende Fragen bei einer europäischen oder auch nur grenzüberschreitenden, regionalen Infrastrukturpolitik sind hierbei:

- Reichen die aktuellen netzwerkförmigen und privatwirtschaftlich dominierten Kooperationsstrukturen aus oder bedarf es einer Stärkung der europäischen Politik, die den Netzausbau vorantreibt?

- Sind die aktuellen Bottom-up-Prozesse der Netzplanung angesichts des wachsenden Anteils fluktuierender Einspeisung ausreichend oder bedarf es verstärkter strategischer, ziel- und szenariengestützter Planungsprozesse?
- Inwieweit kann ein marktgetriebener Netzausbau angereizt werden und inwieweit ist auch eine öffentliche Finanzierung oder zumindest Risikoabsicherung erforderlich?

#### Akteure des Netzausbaus in der EU

**327.** Netzplanung und -ausbau liegen in der primären Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die sich zum Teil in privatem, zum Teil auch in öffentlichem Eigentum befinden. Die Organisationsstrukturen und Pflichten der ÜNB sowie ihre Überwachung auf der europäischen Ebene sind in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (RL 2009/72/EG) und der Stromhandelszugangsverordnung (StromhandelZVO – VO (EG) Nr. 714/2009) geregelt. Es sind vor allem Koordinationspflichten.

Die 42 Übertragungsnetzbetreiber, die sich seit Dezember 2008 zum „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) zusammengeschlossen haben, sollen ab 2011 einen alle zwei Jahre zu erneuernden, nicht verbindlichen gemeinschaftsweiten Zehnjahresplan zur Netzentwicklung vorlegen. Dieser Zehnjahresplan beinhaltet unter anderem die Entwicklung von Szenarien und eine Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung sowie die Identifikation von Investitionslücken (Art. 8 Abs. 10 StromhandelZVO). Er beruht auf den nationalen Zehnjahresplänen und dient damit im Wesentlichen der Koordination der nationalen Pläne.

Eine intermediäre Rolle spielt die innerhalb von ENTSO-E etablierte regionale Zusammenarbeit (z. B. NORDEL – Organisation for the Nordic Transmission System Operators), die für die Aufstellung eines grenzüberschreitenden, regionalen Investitionsplanes zuständig ist (Art. 12 StromhandelZVO). Eine Aufsichts- und Beratungsfunktion hat die „Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden“ (ACER – European Agency for the Cooperation of the Energy Regulators) (VO (EG) Nr. 713/2009, ACER-Verordnung). ACER ist eine „Netzwerkagentur“, die aus einer informellen Kooperation der Nationalen Regulierungsbehörden (National regulatory authorities – NRA) entstanden ist. Mit dem Verwaltungsrat hat sie intern auch ein politisch besetztes (Europäische Kommission, Mitgliedstaaten, Europäisches Parlament) Gremium zur Aufsicht über den entscheidenden „Rat der Regulierer“ erhalten. ACER unterstützt und koordiniert die nationalen Regulierungsbehörden bei der Umsetzung der Ziele der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. In Teilbereichen (z. B. Modalitäten des Zugangs zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen, Betriebssicherheit nach Art. 8 der ACER-Verordnung) hat sie weitreichende Befugnisse. ACER prüft auch die Zehnjahrespläne von ENTSO-E und arbeitet gegebenenfalls in einer Stellungnahme Änderungsvorschläge aus (Art. 8 Abs. 11 StromhandelZVO). Die Stellungnahme von ACER zum Zehnjahresplan ist

ohne Bindungswirkung oder Rechtsfolgen. ACER hat im Hinblick auf den Zehnjahresplan keine Entscheidungs- oder Vetorechte. Eine stärkere Position der Agentur war im Verhandlungsprozess um die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie nicht durchsetzbar (HANCHER und de HAUTECLOCQUE 2010). Die Europäische Kommission regt aber in einem Konsultationsdokument eine Stärkung von ACER für einen integrierten Energiemarkt an (Europäische Kommission 2010d). Die Kompetenzen von ACER könnten allmählich zunehmen. So ermächtigt die StromhandelZVO die NRA dazu, gemeinsam Entscheidungsrechte an ACER zu delegieren. In Einzelfällen (z. B. auch bei Anreizregeln zu Interkonnektoren) kann ACER für die Europäische Kommission auch Entscheidungsvorlagen erarbeiten. Insofern könnte die Bedeutung von ACER, insbesondere wenn die Europäische Kommission sich auf die Empfehlungen von ACER stützt, in Zukunft wachsen (HANCHER und de HAUTECLOCQUE 2010, S. 6).

Mit den Entscheidungen zu den Transeuropäischen Energienetzen (TEN-E) hat auch die Politik grundsätzlich ein, wenn auch schwaches, Steuerungsinstrument für den Netzausbau. Wesentliches rechtliches Instrument der europäischen Infrastrukturpolitik sind die Leitlinien für die TEN-E, die auf Vorschlag der Europäischen Kommission vom Europäischen Rat und Europäischem Parlament angenommen werden. Erste Leitlinien für die TEN-E wurden 1996 angenommen und 2003 und 2006 revidiert (zuletzt: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG). Die Funktion der Leitlinien ist es, Ziele (Art. 3) und Auswahlkriterien für die Gemeinschaftsaktion im Bereich der Transeuropäischen Energienetze zu formulieren (Art. 4), Korridore von europäischem Interesse (Art. 6) und vorrangige Vorhaben (Art. 7) festzulegen und den Koordinationsbedarf an wichtigen Schnittstellen zu identifizieren (Art. 4 Abs. 2). Die Anpassung der Netzentwicklung zur „Erleichterung der Integration und des Anschlusses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen“ (Art. 4 Abs. 2a) gehört hierbei zu den ausdrücklichen Maßnahmenprioritäten. Im Wesentlichen sind die TEN-E ein Finanzierungs- und Koordinierungsinstrument für grenzüberschreitende Verbindungen. Vorhaben von gemeinsamem Interesse qualifizieren sich für einen allerdings sehr gering bemessenen Gemeinschaftszuschuss. Die Mitgliedstaaten haben nach den Artikeln 6 bis 9 eine besondere Pflicht, die identifizierten Vorhaben von gemeinsamem Interesse zu erleichtern und zu beschleunigen sowie sich zu koordinieren. Sie haben bei Vorhaben von europäischem Interesse Zeitpläne vorzulegen und eine Berichtspflicht bei Verzögerungen. Sie werden auch aufgefordert, die Genehmigungsverfahren zu erleichtern und zu beschleunigen. Insofern spiegeln die Instrumente der Leitlinien, die sich auf die verbesserte und reibungslose Koordination grenzüberschreitender Planungen beschränken, die bisherigen EU-rechtlichen Kompetenzen der Artikel 170 bis 172 AEUV (ex-Artikel 154 bis 156 EGV)(vgl. Abschn. 6.2.1.2.4).

Die erweiterten Kompetenzen zur „Förderung der Interkonnektion der Energienetze“ nach Artikel 194 AEUV erlauben eine stärkere Verpflichtung der Mitgliedstaaten zum Netzausbau. Wie die EU diese Kompetenzen zukünftig nutzen wird, ist derzeit noch nicht klar. Diskutiert

wird ein neues „EU-Instrument zur Energieversorgungssicherheit und -infrastruktur“ (Europäische Kommission 2008d, S. 13). Eine entsprechende Mitteilung der Kommission ist für Ende 2010 vorgesehen.

Faktisch ist damit die Position der Organe der EU hinsichtlich der politischen Steuerung des Netzausbaus schwach. Der Netzausbau folgt primär den wirtschaftlichen Gesichtspunkten der Übertragungsnetzbetreiber und dem jeweiligen Regulierungsrahmen. Er ist demnach dezentral gesteuert und wird auf europäischer Ebene lediglich koordiniert. Damit spiegelt die Netzbedarfsplanung auf europäischer Ebene die Anreiz- und Planungsdefizite der nationalen Netzregulierung und -planung (vgl. Kap. 9). Es ist zunächst nicht zu erwarten, dass in einem solchen Modell dezentraler Marktordnung angesichts erheblicher Investitionsrisiken und Planungsunsicherheiten hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien ohne weiteres ein hinreichendes privatwirtschaftliches Interesse für Großinvestitionen in HGÜ-Verbindungen mobilisiert wird.

Für die Stärkung der europäischen politischen Akteure des Netzausbaus sind ebenfalls verschiedene Optionen zu prüfen. Sinnvoll erscheint die Erweiterung der Kompetenzen von ACER (im Zusammenspiel mit einem Komitologieverfahren) auch im Hinblick auf die Integration von Szenarien in eine Planung für die übergeordneten Hochleistungsfernverbindungen (ECF et al. 2010a, S. 29). Der wesentlich veränderte Netzausbaubedarf sollte dabei frühzeitig auch in einer Novelle der TEN-E festgeschrieben werden. Wichtige Erfolgsbedingung hierfür sind aber Veränderungen in der vorgelagerten Bedarfsermittlung.

#### Bedarfsermittlung und Projektauswahl

**328.** Die Netzplanung, im europäischen Kontext vor allem als Bedarfsermittlung und Projektidentifizierung zu verstehen, ist zurzeit in erster Linie ein Bottom-up-Prozess. Nachbarländer tauschen Informationen aus und planen grenzüberschreitende Verbindungen (EASAC 2009, S. 5). Sie stützen sich dabei im Wesentlichen auf die Arbeiten der Übertragungsnetzbetreiber, die in Netzentwicklungsplänen zusammengefasst werden (vgl. StromhandelZVO 2009; UCTE 2009) und fließen letztlich in die aktualisierten Vorschläge für die TEN-E. Die weitere Verantwortung für den Netzausbau erfolgt auf der Basis von „marktwirtschaftlichen Grundsätzen“, das heißt, dass Gemeinschaftszuschüsse auf strikte und wohl begründete Ausnahmen beschränkt sein sollen (Erwägungsgrund 4 Entscheidung Nr. 1364/2006/EG). Zu diesen gehören insbesondere die zukünftigen Hochleistungsgleichstromverbindungen (vgl. Art. 17 StromhandelZVO). Die Projektauswahl muss sich auf einen Beleg der wirtschaftlichen Tragfähigkeit in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse stützen (Art. 6 Entscheidung Nr. 1364/2006/EG).

Alleine schon aufgrund dieser Bottom-up-Planung werden den TEN-E in ihrer gegenwärtigen Form erhebliche Defizite im Hinblick auf den Ausbau der Netze für erneuerbare Energien



bescheinigt (HOLZNAGEL und SCHUMACHER 2009, S. 168 und 170). So ist in den Leitlinien von 2006 kein einziges Projekt mit einer HGÜ-Verbindung als Vorhaben von europäischem Interesse ausgewiesen (ebd.). Nach Schätzungen der Europäischen Klimastiftung liegt der Leitungsausbau zwischen 2004 und 2009, durch den eine europaweite Kapazitätserweiterung von 12,6 GW erfolgte, um eine Größenordnung unter dem notwendigen Ausbautempo (ECF et al. 2010a, S. 28).

Zugleich finden sich aber in den TEN-E und der Netzplanung von UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity – Vorläuferorganisation von ENTSO-E) Projekte, die eindeutig die Ziele der Gemeinschaft unterlaufen. So dient die Verbindung zwischen Tunesien und Sizilien der Anbindung eines weitgehend für den italienischen Markt konstruierten Kohlekraftwerks (UCTE 2009, S. 42) (Projekt 4.2.4 der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG) der Vermeidung von Kosten für CO<sub>2</sub>-Rechte, die für Strom aus einem neuen Kraftwerk innerhalb des Geltungsbereiches des Emissionshandels entstehen würden.

Der derzeitige Planungsprozess wird vom Europäischen Netzwerk der Nationalen Wissenschaftsakademien insbesondere für den anstehenden Ausbau der erneuerbaren Energien zu Recht als unbefriedigend eingeschätzt (EASAC 2009, S. 5). EASAC (European Academies Science Advisory Council) empfiehlt eine Verkoppelung der Bottom-up-Planung mit einer szenariengestützten strategischen Planung. Auf der Basis unterschiedlicher Zukunftsszenarien kann erstens der Netzausbaubedarf und zweitens auch die Robustheit bestimmter Zukunftsszenarien besser eingeschätzt werden. EASAC verweist in diesem Zusammenhang auf die vorbildliche Praxis von NORDEL, der regionalen Vereinigung der skandinavischen Netzbetreiber. NORDEL stützt seinen „Grid Master Plan 2008“ auf drei Szenarien (Business-As-Usual, Klimaschutz und Integration, Nationaler Fokus) und bestimmt dabei sowohl den internen als auch den externen Netzausbaubedarf (NORDEL 2008). Auch in der Roadmap 2050 der Europäischen Klimastiftung wird ein deutlich längerfristiger Planungsansatz angeregt, der mittelfristig die voraussichtliche Entwicklung der Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien mit dem Netzausbaubedarf in Übereinstimmung bringt (ECF et al. 2010a, S. 29). So räumt auch ENTSO-E ein, dass die Mitgliedsunternehmen die Szenarientwicklung für die Netzplanung ohne klare Ansagen hinsichtlich der langfristigen, politisch gesetzten Klimaschutz- und Ausbauziele für die erneuerbaren Energien nicht bewerkstelligen können (ENTSO-E 2010, S. 45). Die deutliche Stärkung eines zielorientierten Planungsansatzes wird erforderlich sein, damit von der EU unterstützende Impulse für den Netzausbau für die erneuerbaren Energien ausgehen können. Die Planungssicherheit kann erhöht und Investitionsrisiken können erheblich vermindert werden, wenn sich die zu entwickelnden Szenarien an möglichst verbindlichen Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien orientieren können. Dies rechtfertigt auch den Einsatz von Backcasting-Techniken des Szenariendesigns, die für eine zielorientierte Planung geeigneter erscheinen als die herkömmlichen Trend- und Politikszenerien (s. Kap. 3.2).

Die Empfehlung einer Novelle der TEN-E von HOLZNAGEL und SCHUMACHER (2009, S. 170) ist daher zwar sachlich richtig, greift aber hinsichtlich des dominant unternehmerischen Akteurseinflusses bei der Planaufstellung noch zu kurz. Ob dieses Problem durch die geplante Infrastrukturinitiative der Europäischen Kommission Ende 2010 angemessen gelöst werden kann, ist zu bezweifeln. Von großer Bedeutung ist es daher, dass die Europäische Kommission oder eine nachgelagerte Behörde Kapazitäten entwickelt, um eine eigenständige Bedarfsermittlung im Lichte des politisch gewollten Ausbaus der erneuerbaren Energien für 2020 und 2030 vornehmen zu können und diese mit den Planungen der Übertragungsnetzbetreiber abzugleichen. Da die Transformation der Stromversorgung in Richtung auf erneuerbare Energien ein primär politisch gesteuertes Projekt ist, müssen die politischen Gremien der EU im Einklang mit dem EU-Vertrag auch die Möglichkeiten haben, private, eher marktgetriebene Planungen zu bewerten und im Lichte der politischen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien zu korrigieren.

### Die Finanzierung

**329.** Der öffentliche Finanzierungsanteil am Ausbau der Stromnetze ist gering. Vorrangige Vorhaben und möglicherweise risikoträchtige Großprojekte, wie HGÜ-Verbindungen, erhalten nur eine begrenzte EU-Finanzierung, vor allem für planerische Vorstudien oder im Rahmen der gemeinschaftlichen Strukturpolitik. Das jährliche TEN-E Budget ist mit circa 22 Mio. Euro für die Periode von 2007 bis 2013 minimal. Bedeutsamer sind die Kredite der Europäischen Investitionsbank (EIB), die sich auf circa jährlich 1.135 Mio. Euro für die Jahre 2007 bis 2009 belaufen, sowie die finanzielle Unterstützung durch die Kohäsionspolitik in Höhe von 233 Mio. Euro pro Jahr. Einmalig kamen noch 3.980 Mio. Euro im Rahmen des Europäischen Konjunkturprogramms hinzu, die zum Teil auch für Netzinfrastrukturen verwendet werden (eigene Berechnungen, basierend auf Europäische Kommission 2010c). Auch wenn die Europäische Kommission vor allem die privaten Netzbetreiber in der Investitionsverantwortung sieht, also Investitionsentscheidungen primär marktgetrieben erfolgen sollen, erkennt sie die Notwendigkeit zusätzlicher öffentlicher Investitionen für „nicht-kommerzielle Ziele“ an. Dazu gehören die unterirdische Verkabelung aus Umweltgründen oder die Integration der erneuerbaren Energien in das Netz (Europäische Kommission 2008d, S. 12). Auch das Europäische Parlament und der Europäische Rat betonen, dass „Investitionen in Großinfrastrukturen stark gefördert werden“ sollten, insbesondere wegen ihres „außergewöhnlichen Risikoprofils“ (Erwägungsgrund 23 der StromhandelZVO). Aus diesem Grund nimmt die StromhandelZVO Investoren, die bereit sind, in HGÜ-Verbindungen zu investieren, nach Prüfung durch die Agentur von den Entflechtungsvorschriften der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie aus. Wiederum ist fraglich, ob eine solche Ausnahme, die offensichtlich darauf abzielt, besonders kapitalkräftige Investoren nicht vom Netzausbau auszuschließen, als Anreiz ausreichend ist (HOLZNAGEL und SCHUMACHER 2009). Nach Auffassung der Europäischen Kommission wird ein wesentlich

umfassenderes Instrumentarium der öffentlichen Vorfinanzierung und Risikoabsicherung nötig sein, um den Netzausbau insbesondere im Hinblick auf die erneuerbaren Energien anzureizen.

Im nationalen Kontext schlägt der SRU zur Errichtung eines hochleistungsfähigen Overlay-Netzes die Ausschreibung von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen durch den Staat vor. Der Wettbewerber, der die erforderlichen Investitionen zum relativ günstigsten Netzentgelt über einen Zeitraum von zwanzig Jahren anbieten kann, erhält den Zuschlag (vgl. Abschn. 9.1.6). Grundsätzlich anwendbar wäre ein solches Ausschreibungsmodell auch für grenzüberschreitende Verbindungen durch mehrere EU-Mitgliedstaaten. Von besonderer Bedeutung könnten dabei Maßnahmen sein, die die Kooperation der Mitgliedstaaten bei der Ausschreibung grenzüberschreitender Verbindungen erleichtern. Ob hier auch eine europäische Vorgabe mit einigen standardisierten Elementen zur Beschleunigung gemeinsamer Ausschreibungen wichtiger grenzüberschreitender Verbindungen sinnvoll ist und zur Beschleunigung beitragen kann, sollte geprüft werden (vgl. Abschn. 8.4.2 und Kap. 9.1).

### **6.2.2.5 Ergebnis: Kernelemente einer europäischen Förderpolitik**

**330.** Die Weiterentwicklung der europäischen Politik zugunsten der erneuerbaren Energien muss sich innerhalb der in Abschnitt 6.2.1 dargelegten Zuständigkeitsordnung bewegen. Von besonderer Relevanz sind die Weiterentwicklung der europäischen Klimaschutzpolitik, die Fortentwicklung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und die rechtzeitige Anpassung der Transeuropäischen Elektrizitätsnetze an einen wesentlich erhöhten Anteil von erneuerbaren Energien.

**331.** Verbindliche, mittelfristige europäische Klimaschutzziele bilden eine wichtige Orientierungsmarke für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Weiterentwicklung der Anreiz- und Förderinstrumente. Als Referenz der mittelfristigen europäischen Klimaschutzpolitik sollten die wiederholt bekräftigte Position des Europäischen Rates vom Oktober 2009 sowie die geplante „Decarbonisation Roadmap 2050“ der Europäischen Kommission dienen. Demnach steht eine Verminderung der Treibhausgasemissionen von 80 bis 95 % bis 2050 auf der politischen Tagesordnung der EU. Nur eine solche Zielperspektive steht im Einklang mit den für das 2-Grad-Ziel global erforderlichen Reduktionen der Treibhausgase. Um den damit verbundenen Reduktionspfad frühzeitig einzuschlagen und in dieser Dekade Fehlinvestitionen zu vermeiden, ist für das Jahr 2020 mindestens ein 30 %-Ziel erforderlich (vgl. auch Kap. 8).

**332.** Für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien spielt der europäische Rahmen eine wichtige stabilisierende Rolle. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 trägt wesentlich zur Stabilisierung der nationalen Ausbaupfade bis 2020 und zu einer teilweisen Konvergenz der Förderpolitik für erneuerbare Energien bei. Diese Politik sollte über das Jahr

2020 hinweg fortgesetzt werden. In den nächsten Jahren ist eine europäische Roadmap als Rahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 und danach insbesondere auch im Hinblick auf die nationale und europäische Infrastrukturentwicklung erforderlich. Das europäische Förderregime für die erneuerbaren Energien sollte allerdings das Subsidiaritätsprinzip beachten, insbesondere „autonomieschonend“ und „gemeinschaftsverträglich“ ausgestaltet werden. Einerseits setzt die EU auf differenzierte nationale Beiträge zum Gemeinschaftsziel eines Anteils an erneuerbaren Energien, der faktisch auf circa 35 % an der europäischen Stromversorgung bis 2020 hinausläuft, andererseits erlaubt und ermutigt sie zu regionalen Kooperationslösungen, die Probleme des grenzüberschreitenden Handels und gemeinsamer Infrastrukturprojekte lösen könnten. Solche Kooperationslösungen sollte die Bundesregierung intensiv vorantreiben.

**333.** Der nationale Netzausbau sollte auch durch eine Stärkung der Bedarfsplanung auf der europäischen Ebene flankiert werden. Trotz der unbestreitbar wichtigen europäischen Dimension eines Netzausbaus, insbesondere für HGÜ-Verbindungen oder ähnlich leistungsfähige Übertragungstechnologien, sind die europäischen Steuerungsinstrumente schwach. Der Netzausbau ist gegenwärtig dominant marktgetrieben und findet schwerpunktmäßig als Zusammenführung der nationalen Zehnjahrespläne statt. Diese sind – nicht nur für Deutschland – als unzureichend anzusehen, weil sie im Wesentlichen nur die Anreizeffekte der nationalen Marktregulierung und die Interessen der jeweiligen Netzbetreiber reflektieren, nicht aber den Bedarf einer langfristig angelegten Transformation des Energiesystems. Eine solche Bedarfsplanung mag für eine inkrementelle Fortschreibung der Stromversorgung adäquat sein, nicht aber für eine zielgerichtete Transformation. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird hingegen auch die Stärkung einer direkten Mitgestaltung durch die supranationalen europäischen Akteure, die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und die neue Agentur der Regulierungsbehörden politisch unausweichlich werden.

In diesem Zusammenhang sollte der nationale Netzausbau durch eine verbesserte Koordination insbesondere im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Ausbaubedarf für die erneuerbaren Energien und hochleistungsfähige Fernverbindungen flankiert werden. Es sollte insbesondere angestrebt werden:

- eine engere planerische Verzahnung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Netze über das Jahr 2020 hinaus zu gewährleisten,
- eine eigenständige, auf den Informationen der Übertragungsnetzbetreiber aufbauende Bedarfsermittlung für Ausbau und Weiterentwicklung des transeuropäischen Netzes durch die Europäische Kommission oder nachgelagerte Behörden zu sichern und damit eine effektive Qualitätssicherung im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele der EU zu gewährleisten,

- die grenzüberschreitende Kooperation bei Ausschreibungen insbesondere für neue grenzüberschreitende Hochleistungsfernverbindungen zu stärken,
- förderliche Rahmenbedingungen für die regionale Kooperation der Netzbetreiber, insbesondere im Nordsee- und Mittelmeerraum, zu sichern,
- die öffentliche Teilfinanzierung zu stärken.

## **6.3 Bi- und multilaterale Kooperationen**

**334.** Auf dem Weg zu einem einheitlichen Binnenmarkt für Energie sind regionale Allianzen eine wichtige Etappe. Bi- und multinationale Verbände im Strommarkt bieten den Vorteil, dass Interessenallianzen leichter herstellbar sind als in einem EU-weiten Ansatz. Sie stellen einen integralen Prozessbestandteil der Europäisierung des Strommarktes dar, denn sie können baukastenartig zusammengesetzt und stufenweise erweitert werden. Die zunehmende Vernetzung nationaler Strommärkte trägt dazu bei, eine europaweite Vereinheitlichung von Marktregeln und Netzstandards zu erreichen, berechenbare sowie faire Bedingungen für Energiedurchleitung und -handel zu gewährleisten und einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Elektrizitätsmärkten zu bewerkstelligen (GEDEN und DRÖGE 2010, S. 19; OETTINGER 2010, S. 4).

### **6.3.1 Auf dem Weg zu vernetzten Strommärkten**

**335.** Im Hinblick auf einen vom SRU als ersten Schritt zur Verknüpfung von Strommärkten für vorteilhaft erachteten Verbund mit skandinavischen Ländern (Kap. 3.3, Szenarien 2.1.a und 2.1.b) kommt dem Ausbau der Netze im Nordseeraum eine vorrangige Bedeutung zu. Der Netzausbau in der Nordseeregion ist insbesondere deshalb bedeutsam, weil damit die Nutzung skandinavischer Pumpspeicherkapazitäten sowie der Offshore-Windenergie ermöglicht wird. Diese spielen eine Schlüsselrolle bei der Realisierung hoher Anteile erneuerbarer Energien in der Stromversorgung (Europäische Kommission 2008b) (Abschn. 3.3.3).

**336.** Auf europäischer Ebene wurde bereits ein Rahmen geschaffen, der Raum für die Entfaltung regionaler Kooperation bietet, so insbesondere die TEN-E und die Erneuerbare-Energien-Richtlinie. Die Leitlinien für TEN-E sehen bei Vorhaben mit vorrangigem europäischem Interesse eine Koordinierung von grenzüberschreitenden Netzausbaumaßnahmen zwischen Mitgliedstaaten vor. Ein europäischer Koordinator soll tätig werden, wenn bei einem solchen Vorhaben Umsetzungsschwierigkeiten auftreten (Artikel 10 der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG). Einen Planungsrahmen bietet darüber hinaus die Zehnjahresplanung für den europäischen Netzausbau des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Hierbei wird auf die Vorarbeiten der Regionalkooperation im Nordseeraum, dem Baltikum oder auch im östlichen und westlichen Mittelmeerraum aufgebaut (ENTSO-E 2010, S. 69 ff.; vgl. Abschn. 6.2.2.4). Die Vernetzung

der Offshore-Windenergie im Nordseeraum ist ein wichtiger Teil dieses Plans. Um die Attraktivität der Netzinvestitionen zu gewährleisten, werden klare Weichenstellungen in der EU als erforderlich betrachtet.

Diese Managementstruktur bietet auch den Rahmen für eine Kooperation zwischen Deutschland und Norwegen, das zwar nicht der EU angehört, aber Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraums ist und das Binnenmarktprogramm (freier Personen-, Waren-, Dienstleistungs- und Kapitalverkehr) implementiert hat.

**337.** Es wurden bereits unterschiedliche Formen bi- und multilateraler Zusammenarbeit auf verschiedenen Ebenen etabliert, die beispielgebende Impulse zur Stromnetzintegration setzen. Sie zeigen, dass bereits eine hohe Anzahl staatlicher und nicht-staatlicher Akteure initiativ geworden ist, um grenzüberschreitende Vernetzungen umzusetzen.

#### Formen staatlicher Kooperation

**338.** So kooperieren zum Beispiel in der „North Seas Countries' Offshore Grid Initiative“ die EU-Nordseeanrainerstaaten in Fragen der Netzanbindung von Offshore-Anlagen. Ziel ist es, Offshore-Windparks in der Nordsee miteinander und mit dem Festland zu verknüpfen, um den Stromfluss zu verstetigen und die dabei anfallenden Kosten möglichst gering zu halten. Dieses Ziel wurde in Form der Nordseedeklaration fixiert (EWEA 2009). In der Allianz der Nordseeanrainerstaaten soll der Informationsaustausch über die Offshore-Ausbauziele und entsprechende Politiken der Teilnehmerstaaten intensiviert und die Weiterentwicklung der Strominfrastruktur sowie die Schaffung eines friktionslosen politischen und regulatorischen Rahmens für die internationalen Offshore-Ausbaupläne in der Nordsee koordiniert werden. Unterzeichner der Nordseedeklaration sind Staatsvertreter und Übertragungsnetzbetreiber aus neun EU-Staaten (Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, die Niederlande, Schweden und UK) sowie Norwegen (Norway joins cooperation on energy grid in the North Sea, Ministry of Petroleum and Energy, Pressemitteilung 12/2010 vom 2. Februar 2010). Zwar ist bislang kein klarer organisatorischer Fahrplan für die nächsten Schritte etabliert, Diskussionen werden jedoch unter der Leitung des EU-Koordinators für die Netzverbindungen in Nord- und Ostsee geführt und finden im Kontext des Pentilateralen Energieforums statt (de JONG und van SCHAIK 2009, S. 7).

**339.** Das Pentilaterale Energieforum, eine politisch geführte regionale Zusammenarbeit zwischen den Beneluxstaaten, Frankreich und Deutschland war Initiator dieser Kooperation der Nordseeanrainerstaaten. Die Stärke des Forums liegt darin, dass es eine deutlich erkennbare politische Wertschätzung erfährt. Ministerien, Regulierungsbehörden und Unternehmen kooperieren direkt miteinander und können energiepolitische Querschnittsfragen effizient und unbürokratisch klären. Das Forum treibt die lastflussbasierte Kopplung der Strommärkte der Region voran, um die Versorgungssicherheit zu verbessern.

Auf deutsche Initiative hin wurde von allen beteiligten Behörden und Unternehmen ein „Memorandum of Understanding“ unterzeichnet, das konkrete regionale Projekte vorsieht.

**340.** Über Verbünde in Europa hinaus wird die Anbindung des umfangreichen Sonnenenergiepotenzials der Mittelmeerregion und nordafrikanischer Regionen an die Strommärkte Europas in Betracht gezogen (vgl. Kap. 3.3, Szenariofamilie 3). Die Bemühungen zur Integration der Energiemärkte des Mittelmeerraums befinden sich zwar noch in einem frühen Stadium, schreiten aber dynamisch voran. Auf bilateraler Ebene wurden zum Beispiel Übereinkommen zwischen der Europäischen Kommission und Marokko (Juli 2007), Jordanien (Dezember 2007) sowie Ägypten (Dezember 2008) getroffen (Europäische Kommission 2008c). Zur Stärkung der Energiezusammenarbeit im Schwarzmeerraum wurden 2010 bilaterale Verhandlungen mit Armenien, Georgien und Aserbaidschan aufgenommen (OETTINGER 2010). Auch die Maghrebländer Algerien, Marokko und Tunesien streben derzeit an, einen Maghreb-Strommarkt mit dem Ziel einer Integration mit dem europäischen Markt zu schaffen (Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 20. Juni 2010).

**341.** Der Mittelmeersolarplan, der im Rahmen des Barcelona-Prozesses in europäisch-mediterraner Partnerschaft (Euro-Med Energy Partnership) entwickelt wurde, ist ein Schritt in Richtung integrierter Energiemärkte. Indem die Union für das Mittelmeer Staatsoberhäupter von Mitgliedstaaten der EU, Mittelmeerstaaten sowie die Europäische Kommission zusammenführt, verfolgt sie das Ziel einer breiteren Integration und Verbesserung der Energieversorgungssicherheit (EU-Ratspräsidentschaft 2008). Dahinter steht die Vision, die Stromübertragungsnetze der Küstenstaaten des Mittelmeers zu verknüpfen (EPIA 2008). Zunächst sollen jedoch zusätzliche Kapazitäten erneuerbarer Energien von 20 GW bis 2020 in der Region geschaffen werden. Es wird erwartet, dass davon 3 bis 4 GW aus Photovoltaikanlagen, 5 bis 6 GW aus Windenergieanlagen und 10 bis 12 GW aus Solarkraftwerken erzeugt werden.

#### Private Kooperationsprojekte

**342.** Die Bedeutung des Netzausbaus wird auch durch große Industrieinitiativen unterstrichen. Zwar sind *bilaterale* Kooperationen *nicht-staatlicher* Akteure im Stromhandel und zur Verteilung von Übertragungsnetzkapazitäten, zur Koordinierung von Leitungsausbauvorhaben oder zur Absicherung der Systemsicherheit seit langem üblich. Die im Folgenden exemplarisch skizzierten *multilateralen* Aktivitäten zum Ausbau von Erzeugungsanlagen und Stromnetzen verfolgen aber einen umfassenderen Ansatz und fungieren daher ebenfalls als Bausteine einer europäischen Integration der Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Ihre Erfahrungen können im weiteren Prozess der Kooperationsausweitung genutzt werden.

**343.** Unterstützend für die Integration der Strommärkte Skandinaviens wirkt der bereits weit integrierte und liberalisierte nordische Elektrizitätsmarkt, der vor allem Norwegen und Schweden, aber auch Schweden und Dänemark miteinander verbindet. Die nationalen Netzbetreiber haben sich bereits vor über vierzig Jahren in der regionalen Vereinigung der skandinavischen Netzbetreiber NORDEL zusammengeschlossen, um ihre Aktivitäten zu koordinieren. Die Dachorganisation NORDEL ist damit Pionier für eine auf die Nutzung erneuerbarer Energien ausgerichteten Strategie des Netzausbaus und der Netznutzung. Initiativen wie NORDEL nehmen als konstituierte regionale Kooperation mit einem langjährigen Erfahrungshintergrund eine zentrale Schlüsselrolle für die multilaterale Verknüpfung von Elektrizitätsmärkten ein.

Neben fünf weiteren europäischen Verbänden von Übertragungsnetzbetreibern ist NORDEL im Juli 2009 im europäischen Netzwerk ENTSO-E aufgegangen (vgl. Abschn. 6.2.2.4). ENTSO-E soll die nationalen Pläne der Netzbetreiber und das Management des europäischen Verbundnetzes mithilfe von Zehnjahresplänen koordinieren, in denen Empfehlungen für Infrastrukturinvestitionen ausgesprochen werden (ENTSO-E 2010; WEINHOLD 2010, S. 60). Somit sind im europäischen Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber bereits weitreichende Planungskompetenzen konzentriert.

**344.** Ein weiteres exemplarisches Kooperationsprojekt ist der geplante internationale Offshore-Windpark „Kriegers Flak II“ in der westlichen Ostsee, seit 2005 in den Händen des schwedischen Energieversorgers Vattenfall. Auch dieses Vorhaben könnte zu einem Vorbild für ähnliche Projekte in EU-Gewässern werden. Der Offshore-Windpark ist für ein Gebiet geplant, in dem die Territorialgewässer Dänemarks, Deutschlands und Schwedens aneinander stoßen. Verteilt auf deutsche, schwedische und dänische Wirtschaftszonen ist die Installation von 1.600 MW Offshore-Windleistung geplant. Eine Offshore-Netzverbindung zwischen den drei Ländern würde signifikante Kostenvorteile gegenüber separaten Netzanbindungen bieten. Allerdings ist eine solche Verbindung mit Herausforderungen verknüpft – sie umfasst Länder mit verschiedenen Energiemarktsystemen und Synchronzonen, erfordert kompatible technische Offshore-Lösungen und beansprucht eine neue internationale Vorgehensweise (Vattenfall Europe Transmission et al. 2009).

**345.** Die im Juli 2009 gegründete Renewables-Grid-Initiative fördert den Ausbau von Produktions- und Hochspannungsnetzkapazitäten zur vollständigen Integration von zentral und dezentral erzeugter erneuerbarer Energie. Hier kooperieren die Umweltverbände World Wide Fund For Nature (WWF) und Germanwatch mit den großen Netzbetreibern 50Hertz, Elia, National Grid, RTE, Swissgrid und TenneT für ein gemeinsames Anliegen: eine massive Steigerung der Integration erneuerbarer Energien ins europäische Stromnetz (BATTAGLINI et al. 2009).

**346.** Das wachsende Interesse der Industrie an einem länderübergreifenden Ausbau der Netze zeigt sich auch anhand der im März 2010 gegründeten Unternehmensgruppe „Friends



of the Super Grid“, die sich schwerpunktmäßig dem Ausbau des Nordseenetzes widmen. Die Gründungsunternehmen, zu denen Hochtief, Areva, Mainstream und Siemens gehören, verfügen über Teile der Supergrid-Technik und können diese an Land und im Meer verlegen (WEINHOLD 2010, S. 59).

**347.** Eng verknüpft mit dem Mittelmeersolarplan (vgl. Tz. 341) ist die Oktober 2009 gegründete Industrieinitiative DESERTEC „Clean Power from Deserts“, die besondere mediale Aufmerksamkeit erhält. Die DESERTEC Foundation, ein internationales Netzwerk aus Unternehmen und Wissenschaftlern, angeführt vom Versicherungskonzern Munich Re, entwickelte zusammen mit dem Club of Rome (TREC – Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation) einen Plan für die Entwicklung von Solarenergiekraftwerken in der nordafrikanischen Wüste (de JONG und van SCHAIK 2009, S. 8). In der Zukunftsvision von DESERTEC werden großformatige Produktionen von Solarenergie in den Wüsten Nordafrikas errichtet, die sowohl Nordafrika und den Nahen Osten mit Energie versorgen als auch Europas erneuerbare Energiequellen ergänzen sollen (DLR 2005). Der Strom soll mittels verlustarmer HGÜ-Leitungen zum europäischen Verbraucher geleitet werden und so zur Minderung der europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, ohne dabei auf Atomenergie angewiesen zu sein (Europäische Kommission 2008e; BATTAGLINI et al. 2008). Langfristiges Ziel ist es, einen erheblichen Anteil des Strombedarfs für den Nahen Osten und Nordafrika und 15 % des europäischen Strombedarfs zu erzeugen. Die Bundesregierung unterstützt das Projekt und wirbt auch in der EU um Mitwirkung. Zugleich haben deutsche Konzerne, die die Technologien bereitstellen können, großes Interesse am DESERTEC-Projekt.

**348.** Diese Konsortien verdeutlichen vor allem die wirtschafts- und konjunkturpolitische Bedeutung der Milliardeninvestitionen, die in den kommenden Jahrzehnten für den Netzausbau geleistet werden. Zum Teil finden sich in diesen verschiedenen Initiativen dieselben Akteure (z. B. die Technologiekonzerne Siemens und ABB, die Netzbetreiber Tennet-T, Vattenfall-Netz sowie Banken und Produzenten erneuerbarer Energien). Mit mittlerweile 17 Mitgliedern gehört die DESERTEC II zwar zu den größten Konsortien, ist aber wohl noch am weitesten von der Projektrealisierung entfernt. Am konkretesten scheinen die Planungen von umfangreichen Investitionen der zehn „Friends of the Supergrid“ zu sein, die bereits in den kommenden fünf Jahren 12 bis 14 Mrd. Euro in den Ausbau des Nordseenetzes investieren wollen.

### **6.3.2 Optimierung der länderübergreifenden Kooperationen**

**349.** Die hier exemplarisch genannten Initiativen zur länderübergreifenden Verknüpfung von Elektrizitätsmärkten können als Bottom-up-Initiativen betrachtet werden, die als Bausteine für eine künftige europaweite Vernetzung fungieren können. Sie haben eine beispielgebende Funktion in Bezug auf das Ziel der europäischen Integration der

Stromversorgung. Die kooperierenden Partner profitieren von der Verfügbarkeit von Regelenergie und vom Zugang zu grenzüberschreitenden Strommärkten (vgl. Kap. 8.6). Die Kooperationen und Übereinkommen bringen die relevanten staatlichen und privaten Akteure an einen Tisch und demonstrieren mit ersten Umsetzungsschritten die Realisierbarkeit integrierter Stromnetze. Die Allianzen können dazu beitragen, die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen der beteiligten Länder zu harmonisieren, um so den grenzüberschreitenden Handel sowohl mit Strom als auch mit Netzdienstleistungen zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit durch vermehrte Lastausgleichsmöglichkeiten zu verbessern.

Insbesondere die Kooperation für den Offshore-Netzausbau in der Nordsee hat das Potenzial, innerhalb des nächsten Jahrzehnts eine Basis für den Im- und Export von Strom aus erneuerbaren Energien zu sein. Auch die Bestrebungen der Union für das Mittelmeer zum Abbau von Handelshemmnissen, zur Etablierung innovativer Handelssysteme sowie zur Angleichung der Rahmenbedingungen für den Stromhandel und die Stromeinspeisevergütung in der EU, dem Nahen Osten und in Nordafrika sind konkretisierende Schritte in Richtung einer stärkeren Integration der Märkte und einer Schaffung von Investitionsanreizen in Regenerativstromerzeugungsanlagen (EU-Ratspräsidentschaft 2008; HOLZNAGEL und SCHUMACHER 2009, S. 166).

**350.** Betrachtet man die strategische Bedeutung der Nordsee-Kooperation in den Szenarien des SRU sowohl für den Ausbau der Offshore-Windenergie als auch insbesondere für die Erschließung der erheblichen Pumpspeicherpotenziale, so ist diese Kooperation deutlich zu intensivieren. Erst im Energiekonzept vom September 2010 hat die Bundesregierung anerkannt, dass eine Kooperation mit den skandinavischen Ländern wichtig ist (BMW und BMU 2010, S. 22). In den von der Bundesregierung als Grundlage ihres Energiekonzeptes beauftragten Energieszenarien spielen die Offshore-Windenergie, der Netzausbau im Nordseeraum und die Nutzung der Pumpspeicherenergiepotenziale Norwegens keine adäquate Rolle (SCHLESINGER et al. 2010, S. 39 f.). Auch die Aktivitäten privater deutscher Investoren erscheinen mehr als zögerlich.

Entsprechend sind die Rahmenbedingungen für die länderübergreifende Kooperation noch weiter zu verbessern um eine Interoperabilität unterschiedlicher Systeme zu gewährleisten, was insbesondere bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien von Bedeutung ist (CZISCH 2009). Die Schaffung der für die Umsetzung der Konzepte in Europa und in der Mittelmeerregion erforderlichen Infrastruktur stellt eine Aufgabe dar, die neben technischen auch regulative, ökonomische und politische Fragen aufwirft, die auf nationalstaatlicher Ebene nicht zu lösen sind.

Der SRU sieht vor allem folgenden Optimierungsbedarf:

Koordinierung von Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau

**351.** Für eine zügige gesamteuropäische Umsetzung eines leistungsstarken Stromverbundes für den grenzüberschreitenden Lastausgleich (EASAC 2009; vgl. Kap. 6.2) bedarf es einer übergreifenden Konzeption, die durch klare Vorgaben Planungssicherheit für Investoren schafft. Hierbei ist eine staatliche Koordination erforderlich, die mit entsprechenden Kompetenzen ausgestattet ist. Eine strategische Planung, eine übergeordnete Koordination des Ausbaus von Stromnetzen in Europa sowie eine Integration der bestehenden bi- und multilateralen Initiativen sollte auf EU-Ebene erfolgen. Insbesondere der Ausbau der leistungsfähigen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die als technisch neue Infrastruktur die vorhandenen Netze und Schnittstellen überlagert („Overlay Grid“), sollte europaweit koordiniert und vorangetrieben werden (vgl. Szenariofamilie 3 in Kap. 4.5; Kap. 6.2 und Kap. 9.1; CZISCH 2009; BATTAGLINI et al. 2008; Europäische Kommission 2008d).

**352.** Zwar gehen die Initiativen für die Vernetzungsaktivitäten zum Teil von industriellen Akteuren aus, was ein steigendes Interesse der Industrie an Gewinnchancen aus der Strommarktintegration signalisiert. Erfahrungen in der Gestaltung von Energieinfrastrukturen zeigen jedoch, dass industrielle Akteure dabei häufig eigene Interessen verfolgen, die sich nicht unbedingt mit öffentlichen Interessen decken. Häufig sind enorme Anstrengungen notwendig, um eine Verknüpfung der Energiemärkte gegen die Präferenzen etablierter Akteure und Machtstrukturen durchzusetzen, die ein starkes Interesse an der Bewahrung von Wettbewerbsvorteilen in nationalen Märkten haben (vgl. Kap. 5; GEDEN und DRÖGE 2010, S. 18). Beim länderübergreifenden Ausbau des Stromnetzes sollte die öffentliche Hand daher eine zentrale, lenkende Funktion übernehmen.

Zwar wurden als erste Schritte zur Koordinierung des Strom- und Gasnetzausbaus in der EU vier ehrenamtliche EU-Koordinatoren eingesetzt (vgl. Abschn. 6.3.1). Der SRU empfiehlt jedoch über die EU-Koordinatoren hinaus eine integrierte regionale Ausbauplanung insbesondere für die Anbindung von Offshore-Windparks, um den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung möglichst rasch zu steigern. Ein zentraler politischer Akteur, der die umfassenden Umbauerfordernisse des Elektrizitätsversorgungssystems im Blick hat, sollte die integrierte Netz- und Anlagenplanung im Nordseeraum bündeln und den Rahmen für transparente gemeinsame Ausschreibungen im Netzausbau auf See schaffen. Lediglich eine Koordinierung der Anrainerstaaten ist dafür nicht ausreichend (vgl. Abschn. 8.4.2).

Darüber hinaus sollten folgende Maßnahmen politisch vorangetrieben werden, um bi- und multilaterale Kooperationen zu koordinieren, zu vereinfachen und zu steuern:

- internationale, konkrete Ausbauplanung und -umsetzung der Offshore-Windenergie, gegebenenfalls in Verbindung mit bi- bzw. multilateralen Verträgen;

- konkrete, strategische Ausbauplanung und -umsetzung grenzüberschreitender Hochspannungsleitungen;
- Schaffung fairer, transparenter und einheitlicher Regeln für die Anlastung der Kosten für Netzanschlüsse und -verstärkungen sowie für die grenzüberschreitende Entgeltbildung;
- Schaffung international kompatibler technischer Standards für Übertragungsnetzbetreiber (z. B. Mess- und Leitungstechnik);
- Engpassmanagement durch klare Regulierungsvorschriften für Speicherkapazitäten, für verfügbare Kapazitäten der Strombereitstellung sowie für Netzsicherheitsstandards.

Weiterentwicklung gemeinsamer, grenzüberschreitender Projekte in einem Gesamtkonzept

**353.** Für grenzüberschreitende Projekte, insbesondere für Offshore-Windenergieparks sowie für grenzüberschreitenden Handel regenerativ erzeugten Stroms zum Lastausgleich und zur Netzstabilisierung, sind geeignete Rahmenbedingungen erforderlich. Dabei geht es nicht um die Vereinheitlichung der Fördersysteme, sondern um eine internationale Abstimmung und Koordination der jeweiligen Fördersysteme und Ausbaustrategien (BRODERSEN und NABE 2009, S. 67).

**354.** Auch sollte vermieden werden, dass durch regionale Teilmärkte neue Hürden für eine spätere Ausweitung des europaweiten Handels entstehen oder Vorhaben umgesetzt werden, die von den Zielen der EU abweichen. Bi- oder multilaterale Kooperationen können bisher isolierte Strommärkte miteinander verknüpfen und sind kurzfristig umsetzbar, sie können aber eine übergreifende Planung nicht ersetzen (vgl. Abschn. 6.2.2; CZISCH 2009).

Erfahrungsaustausch

**355.** Es sollte sichergestellt werden, dass die regionalen Initiativen ihre Erfahrungen austauschen und voneinander lernen können. Stärker fortgeschrittene regionale Initiativen können Standards setzen, die es anderen Initiativen erlauben, bereits bewährte Lösungen zu übernehmen, dabei kann Divergenz vermieden werden. Eine übergreifende Strukturierung des Prozesses wäre hilfreich, durch die Ziele, Zeitachsen und Standards festgelegt werden. Erfahrungsaustausch und Prozesskoordination für den Anlagen- und Netzausbau in der Nordsee können zum Beispiel innerhalb der „North Seas Countries' Offshore Grid Initiative“ erfolgen. Die in der Vernetzung gewonnenen Erfahrungen liefern auch Hinweise auf Probleme, die auf übergeordneter Ebene behandelt werden müssen.

Negative Umweltwirkungen vermeiden

**356.** Bei allen bi- und multilateralen Kooperationen im Energiebereich ist eine ernsthafte Auseinandersetzung mit der Umweltverträglichkeit von hoher Bedeutung (GRASSMANN 2009; del PAPA 2009). Potenzielle Umweltwirkungen sind vorab sorgfältig zu untersuchen.

Es wäre hilfreich, wenn auf Ebene der EU eine systematische Debatte über ökologische Risiken der Verknüpfung europäischer, mediterraner und afrikanischer Strommärkte geführt und unter der Leitung der Europäischen Kommission Studien veranlasst würden, die eine solide Bewertungsgrundlage schaffen.

## **6.4 Politische Anforderungen an eine Transformation hin zur regenerativen Vollversorgung**

### **6.4.1 Systementscheidung und Energiekonsens**

**357.** Die Verwirklichung einer regenerativen Vollversorgung setzt eine breite politische Unterstützung in der Gesellschaft, den politischen Parteien und auch in relevanten Teilen der Wirtschaft voraus. Grundlage hierfür muss eine wissenschaftlich gestützte Debatte um die ökonomische und ökologische Bedeutung einer klaren Systementscheidung zugunsten erneuerbarer Energien sein.

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 (BMWi und BMU 2010) setzt ehrgeizige Klimaschutzziele und sieht einen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze, aber auch eine substantielle (wenn auch noch nicht eindeutig in Reststrommengen kalkulierte) Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke vor. Ein Strukturwandel in Richtung auf eine Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird jedoch durch eine Laufzeitverlängerung behindert (SRU 2010b). Zum anderen ist das Energiekonzept nicht erkennbar auf gesellschaftliche Konsensbildung und breite und pluralistische Einbeziehung aller energiepolitischen Akteure ausgerichtet. Die im Energiekonzept geplante Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke wirkt sich vielmehr gesellschaftlich polarisierend aus. Dies äußert sich insbesondere in dem Konflikt um die Beteiligungsrechte des Bundesrates. Dieser Konflikt wird möglicherweise vor dem Bundesverfassungsgericht ausgetragen.

Wichtig ist vor allem, eine breite technische, wissenschaftliche und juristische Debatte über die angemessene Kombination aus Instrumenten weiterzuführen, die den Übergang zu einem zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugungssystem ermöglichen. Außerdem müssen auch die Rahmenbedingungen geklärt werden, die unbeabsichtigte negative Externalitäten eines erneuerbaren Energiesystems minimieren und gegebenenfalls kompensieren können.

Eine Möglichkeit, solche Anforderungen an den Diskussionsprozess auf eine fundierte und möglichst konsensorientierte Basis zu stellen, ist das Modell einer Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages. Diese stellt einen politisch gesteuerten, aber wissenschaftlich fundierten und konsensorientierten Arbeitsprozess dar, an dem auch die relevanten Verbände beteiligt sind. So hat die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, die vom 11. Deutschen Bundestag einberufen wurde, bedeutende

Grundlagen für den parteiübergreifenden klimapolitischen Konsens in Deutschland gelegt. Die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (der Endbericht der Kommission wurde 2002 vorgelegt) vermochte jedoch die Gräben zwischen den energiepolitischen Lagern nicht zu überwinden. Die Bundesregierung sollte einen Prozess von ähnlicher Qualität mit Stakeholder-Kommissionen und öffentlichen Anhörungen für eine nachhaltige Zukunft der Energieversorgung etablieren. Die Einrichtung einer Regierungskommission, die sich mit einer Vollversorgung mit Elektrizität durch erneuerbare Energien befasst, würde zweifelsohne hohe internationale Aufmerksamkeit gewinnen. Ihre Schlussfolgerungen und konsensbildenden Einflüsse auf die Debatte über die Notwendigkeit einer Transformation des Stromsektors könnten die Regierung bei wichtigen politischen Entscheidungen unterstützen.

Darüber hinaus sollte die Bundesregierung vorschlagen – gegebenenfalls zusammen mit den skandinavischen Ländern – eine internationale Kommission einzurichten, die eine Strategie für eine Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Europa erarbeitet. Akzeptanz muss nicht nur innerhalb Deutschlands gewonnen werden, sondern auch in anderen europäischen Ländern.

Als eine der führenden Industrienationen hat Deutschland das Potenzial, die Entwicklungen der europäischen Energiepolitik stark zu beeinflussen. Die in Deutschland getroffenen Entscheidungen werden auch den Ton der Debatte in Europa angeben. Innerhalb der EU sollte Deutschland sich für eine weitere kontinuierliche Stärkung der Erneuerbaren-Energien-Politik einsetzen.

Entsprechend sollte das Ziel einer Vollversorgung durch erneuerbare Energien in möglichst hochrangigen programmatischen Regierungsdokumenten verankert werden. Dies kann in einem nachgebesserten Energiekonzept, durch die die Fortentwicklung des „Integrierten Energie- und Klimaprogramms“ (IEKP) oder die nächste Aktualisierung der Nachhaltigkeitsstrategie (Fortschrittsbericht) im Jahre 2012 geschehen. Optionen einer weiter gehenden rechtsverbindlichen Verankerung des Zieles sollten geprüft werden. Eine solche – möglichst parteiübergreifend unterstützte – Zielsetzung ist ein Beitrag zur langfristigen Orientierungssicherheit als eine wichtige Voraussetzung für die grundsätzlichen Weichenstellungen, die die Energie- und Klimaschutzpolitik in den nächsten Jahren vornehmen muss. Kohärente politische Strategien, wie sie in den folgenden Kapiteln vorgeschlagen werden, werden auch die Fähigkeit der Bundesregierung, sich gegenüber ökonomisch und politisch starken, strukturkonservativen Interessen durchzusetzen, verbessern.

## 6.4.2 Möglichkeiten und Voraussetzungen eines radikalen gesellschaftlichen Konsenses

### Das Konzept eines radikalen Mainstreams

**358.** Der britische Soziologe Antony Giddens hat darauf hingewiesen, dass es durchaus möglich ist, dass ein gesellschaftlicher Konsens auch „radikal“ sein kann. Er spricht in diesem Zusammenhang von einem „radikalen Mainstream“ (GIDDENS 2009, S. 113 ff.). Insbesondere wenn sich die Probleme und Herausforderungen radikal stellen, besteht die Möglichkeit, dass die gesellschaftliche Mehrheitsmeinung sich an einer sehr weitreichenden Leitvorstellung ausrichtet und damit mehr als der übliche kleinste gemeinsame Nenner ist. Es gibt Themen in der Demokratie, die sich weitgehend der Parteienkonkurrenz und den traditionellen Lagerkonflikten entziehen, weil sich parteiübergreifend ein gemeinsames Verständnis über bestimmte Handlungsnotwendigkeiten herausgebildet hat. Beispiele hierfür findet man in der Wirtschaftspolitik (z. B. Inflationsbekämpfung, Begrenzung der Lohnnebenkosten), in der Umweltpolitik und anderen Politikfeldern. GIDDENS (2009, S. 114) führt den klimapolitischen Mainstream in Großbritannien als ein Beispiel an. Ebenso hat sich auch in Deutschland eine klimapolitische Vorreiterrolle auf einen parteiübergreifenden und gesellschaftlich breit getragenen Rückhalt stützen können. Dieser grundlegende Konsens zum klimapolitischen Handlungsbedarf und der Notwendigkeit anspruchsvoller Klimaziele, die über das international Vereinbarte hinausgehen, hat mittlerweile in Deutschland eine über zwanzigjährige Geschichte, die mit der Einrichtung der ersten Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages im Oktober 1987 einsetzte (WEIDNER 2007, S. 454 f.; HIRSCHL 2008, S. 114 f.; SRU 2005, S. 3 f.). Die nationalen Klimaschutzziele der Bundesregierung wurden – trotz wechselnder Regierungskoalitionen, gelegentlicher Zielverfehlungen und mancher Rückschläge in den internationalen Klimaschutzverhandlungen – wiederholt bestätigt und dynamisiert. Zuletzt hat sich die im September 2009 gewählte Regierungskoalition nicht nur zum unilateralen nationalen Klimaschutzziel einer Reduktion von Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 (gegenüber dem Basisjahr 1990) bekannt, sondern auch die Notwendigkeit einer weiteren Reduktion der Treibhausgase um mindestens 80 % bis 2050 betont (CDU et al. 2009, S. 26). Die Ziele liegen damit am unteren Rande der wissenschaftlich als erforderlich erachteten Emissionsminderung (SRU 2008). Solche weitreichenden branchenübergreifenden Ziele implizieren, dass in einzelnen Sektoren weiter reichende Reduktionen erforderlich sind. Dies gilt insbesondere für die Elektrizitätserzeugung (JONES 2010; Öko-Institut und Prognos AG 2009; EDENHOFER et al. 2009, S. 7).

Politisch anspruchsvoller als die Formulierung weitreichender Klimaschutzziele ist die Umsetzung von konkreten Politikmaßnahmen, die in der Regel eine redistributive Wirkung haben, das heißt von denen einige Gruppen profitieren, während andere Einbußen hinnehmen müssen (LOWI 1972; DOSE 2006). Das Ziel einer regenerativen Vollversorgung

beinhaltet notwendigerweise, dass andere Technologien der Elektrizitätserzeugung im Zeitverlauf erheblich abgebaut werden müssen (SRU 2010a, S. 85). Hinsichtlich der langfristig anzustrebenden Energieträgerwahl besteht noch kein breit akzeptierter politischer Konsens. Seit Jahrzehnten wird in Deutschland die Rolle der Atomenergie, der Kohleverstromung und auch der erneuerbaren Energien sehr kontrovers diskutiert. Die Energieträgerfrage spaltet die politischen Lager und führt regelmäßig zu polarisierten gesellschaftlichen Debatten (HIRSCHL 2008; REICHE und BECHBERGER 2006; JÄNICKE et al. 2000, S. 32 f.).

#### Grundkonsens für die erneuerbaren Energien

**359.** Folgt man den Grundsatzserklärungen (vgl. Kap. 5.3), dann zeichnet sich bereits eine Allparteienezustimmung zum Ausbau und zur weiteren Förderung der erneuerbaren Energien ab. Die Forderung nach einer vollständig regenerativen Stromversorgung kommt sowohl aus dem Regierungs- als auch aus dem Oppositionslager. Der Koalitionsvertrag spricht vom Übergang in das „regenerative Zeitalter“ (CDU et al. 2009, S. 27). Der Stellenwert der Atomenergie und der Kohleverstromung wird hingegen mit der Metapher der „Brückentechnologie“ zumindest in der öffentlichen Kommunikation deutlich abgewertet (ebd., S. 30). Diese beiden Technologien gelten nicht mehr als dauerhaft unersetzliche Säulen einer zukünftigen Stromversorgung, sondern nur noch als Übergangstechnologien für eine grundsätzlich auf erneuerbare Energien setzende Versorgung mit Elektrizität. Diese Neubewertung hat symbolischen Gehalt. Symbolische Politik wird oft kritisch als Handlungersatz und Täuschung der Öffentlichkeit kritisiert (HANSJÜRGENS und LÜBBE-WOLF 2000; EDELMAN 1971). Im politischen Prozess schaffen politische Symbole aber immer auch Erwartungen und Rechtfertigungszwänge, die letztlich auch das politische Handeln beeinflussen können (von PRITTWITZ 2000). So hat der Begriff der „Brückentechnologie“ in der politischen Diskussion auch Positionen gerechtfertigt, die von einer zeitlich begrenzten Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken ausgehen (RÖTTGEN 2010) oder diese sogar für überflüssig halten. Das bei Redaktionsschluss für dieses Sondergutachten vorliegende Energiekonzept (BMW und BMU 2010) überdehnt allerdings die Metapher von der Brückentechnologie zugunsten einer extensiven Laufzeitverlängerung für die Atomenergie (SRU 2010b).

Der politische Grundkonsens, dass erneuerbare Energien in der zukünftigen Stromversorgung eine dominante Rolle spielen sollen, wird durch eine Reihe von politischen und ökonomischen Faktoren begünstigt:

- Dank erheblicher Wachstumsraten im letzten Jahrzehnt ist die Bedeutung der erneuerbaren Energien als Wirtschafts-, Innovations- und damit auch als Beschäftigungsfaktor erheblich gestiegen (OSCHMANN 2010; RAGWITZ et al. 2009).



- Am Wachstumsmarkt der erneuerbaren Energien partizipieren nicht mehr nur eine kleine Gruppe von Pionieren, sondern ein immer breiter werdendes Spektrum von Unternehmen, auch solche, die bisher an der Wertschöpfungskette für die konventionelle Stromerzeugung beteiligt waren. Die Interessenlage dieser Akteure wird damit komplexer, die Widerstände gegen den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien moderater.
- Trotz regionaler Probleme und Proteste liegt die gesellschaftliche Akzeptanz der erneuerbaren Energien wesentlich über derjenigen der Atom- und Kohleenergie.
- Grund für die sinkende Akzeptanz von Kohle- und Kernenergie ist, dass die Risiken und Langfristfolgen dieser Energieträger als wesentlich höher und grundsätzlich weniger beherrschbar eingeschätzt werden als diejenigen der erneuerbaren Energien.
- Die erneuerbaren Energien können die Aufgabe einer vollständigen Dekarbonisierung auch unter Berücksichtigung weiterer Anforderungen, wie Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Kosteneffizienz, erfüllen.
- Im Gegensatz zu anderen Energieträgern, die vor allem aus Gründen begrenzter Ressourcen, begrenzter Aufnahmekapazitäten der Umwelt für die Abfälle oder inhärenter Risiken problematisch sind, sind erneuerbare Energieträger in vieler Hinsicht nachhaltig oder können nachhaltig eingesetzt werden (vgl. Kap. 2 und 3).

#### Notwendigkeit einer politischen Flankierung des Strukturwandels

**360.** Der breite politisch-gesellschaftliche Rückhalt für eine vollständig regenerative Stromversorgung stellt sich dennoch nicht automatisch ein. Der Schrumpfungsprozess konventioneller Energieträger ist selbst bei großzügigen Übergangsangeboten nicht konfliktfrei. Die Aufkündigung des im Jahre 2000 ausgehandelten Atomkonsenses ist hierfür nur ein Beispiel. Das Beispiel der Stahlindustrie zeigt, dass ein durch die Veränderungen der internationalen Arbeitsteilung getriebener Schrumpfungsprozess einzelner Industriesektoren geordnet ablaufen und sozialpolitisch abgefedert werden kann (BINDER et al. 2001). Dieser fand politische Akzeptanz, weil er durch die Wirkkräfte der Globalisierung ausgelöst wurde und letztlich alternativlos erschien. Ein umwelt- oder klimapolitisch induzierter Strukturwandel hingegen erfordert einen ungemein größeren Begründungsaufwand. Politik hat immer die Wahlmöglichkeit auch auf Eingriffe zu verzichten. Nicht zuletzt aus diesem Grund ist ein aktiv betriebener, umwelt- und klimapolitisch motivierter Strukturwandel zulasten sehr umweltintensiver Industrien bisher zumeist gescheitert (JÄNICKE 2008, S. 71 und 161).

Eine regenerative Vollversorgung setzt einen Abgang ökonomisch ausgedienter konventioneller Kraftwerke zwingend voraus. Dieser Abgang geht zwar weitgehend mit der natürlichen Sterbekurve alter, ökonomisch abgeschriebener und ersatzbedürftiger Kraftwerke einher und kann daher ohne kostspielige Kapitalvernichtung oder ökonomisch-soziale Friktionen bewältigt werden. Dennoch gibt es starke ökonomische und politische Interessen

am Erhalt des bestehenden Geschäftsmodells, die einer Politik der Transformation nicht ohne weiteres zustimmen. Zudem sind regionale Standortverschiebungen (z. B. Bedeutungsverlust traditioneller Kohleregionen zugunsten von Standorten für Wind und Sonne) sowie eine Entwertung gewachsener technologischer Infrastrukturen zu erwarten (MONSTADT 2008). Daher ist mit massivem Widerstand aus den betroffenen Industrien und Regionen zu rechnen (SRU 2004, S. 115).

Bereits in seinem Umweltgutachten 2004 hat der SRU (2004, S. 116) einen Branchendialog mit der Kohleindustrie im Sinne eines „Transition Managements“ empfohlen, bei dem den betroffenen Regionalinteressen Alternativen angeboten werden und über eine soziale Abfederung des Strukturwandels diskutiert wird. Die ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen für einen weiteren Neubau von Kohlekraftwerken haben sich seither deutlich verschlechtert, ohne dass die Politik ernsthaft einen solchen Dialog eingeleitet hätte. Es bedarf eindeutigerer und klarerer Vorgaben der Politik, dass jeder weitere Bau von Kohlekraftwerken auf eigenes Risiko erfolgt und keine politische Hilfestellung zu erwarten ist, sollten sich diese Investitionen unter den veränderten klimapolitischen Rahmenbedingungen und dem verstärkten Wettbewerb durch erneuerbare Energien als unrentabel erweisen (SRU 2008). Zudem sind attraktive Angebote an die „Verlierer“ einer Transformation in Richtung erneuerbarer Energien erforderlich. So können wirtschaftliche Einbußen bei der Stromerzeugung durch ein Wachstum in den Zulieferindustrien kompensiert werden. Dies kann industriepolitisch flankiert und muss aktiv kommuniziert werden. Entsprechend ist jeder klimapolitisch motivierte Transformationsprozess wissensintensiv. Ein „Transition Management“ sollte daher von Beginn eine breite wissenschaftliche Unterstützung erfahren und verschiedenste Akteure in einem offenen, auf verbindliche Vereinbarungen abzielenden Prozess einbeziehen.

#### Energieaußenpolitik: Deutschlands Einfluss auf internationaler Ebene

**361.** Voraussetzung für eine effektive Transformationsstrategie in Deutschland ist, dass Engpässe oder Fehlentwicklungen frühzeitig erkannt und vermieden werden. Der fortschreitende Transformationsprozess kann jedoch gefährdet werden, wenn er nicht auf allen politisch-administrativen Ebenen vorangetrieben wird.

Die klimapolitische Vorreiterrolle Deutschlands in der EU besaß in der Vergangenheit einen parteiübergreifenden und gesellschaftlich breit getragenen Rückhalt. Vor diesem Hintergrund hat Deutschland das Potenzial, die Entwicklungen der europäischen Energiepolitik maßgeblich zu beeinflussen. Innerhalb der EU sollten die Vertreter Deutschlands die Erneuerbare-Energien-Politik nach Kräften unterstützen, um weiterhin einen den Transformationsprozess unterstützenden europapolitischen Rahmen zu gewährleisten. Die Steuerung darf sich nicht auf die Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung, der Speicherkapazitäten und der Netzinfrastruktur beschränken, sondern muss multiple

administrative Ebenen, gesellschaftliche Akteure und fachliche Sektoren adressieren. Nicht zuletzt soll daher im Folgenden die Bedeutung lokaler und regionaler Akteure beleuchtet werden.

## 6.5 Regionale und lokale Innovateure

**362.** Bundesländer, Regionen und lokale Gebietskörperschaften spielen eine elementare Rolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Zwar ist mit einer Strategie der dezentralen Stromversorgung durch die Regionen das Ziel einer Vollversorgung bis 2050 nicht erreichbar. Für den nationalen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und Speicher sowie für den nationalen und grenzüberschreitenden Ausbau der Netze ist jedoch die Kooperationsbereitschaft und die Motivation der regionalen und lokalen Akteure unverzichtbar.

### Die Rolle der Bundesländer

**363.** Die *Bundesländer* treiben den Ausbau der erneuerbaren Energien unterschiedlich stark voran. Sie setzen dabei jeweils eigene Schwerpunkte, denn aus den verschiedenen geografisch-klimatischen Bedingungen, der naturräumlichen Ausstattung, Raum- und Siedlungsstrukturen sowie technologischen Schwerpunkten resultieren unterschiedliche politische Interessen (MEZ et al. 2007, S. 13 ff.). Nicht zuletzt haben die Ausprägung der gewerblichen Wirtschaft, die Einwohnerzahl und Einwohnerdichte sowie unterschiedliche finanzielle Möglichkeiten Einfluss auf die jeweiligen energiepolitischen Prioritäten. In den Bundesländern werden vor allem solche politischen Maßnahmen initiiert und Technologien unterstützt, die mit den jeweiligen länderspezifischen Interessen und Kapazitäten übereinstimmen.

Unter den deutschen Bundesländern haben vor allem Schleswig-Holstein (Windenergie), Mecklenburg-Vorpommern (Windenergie) und Sachsen-Anhalt (Windenergie und Biomasse) einen hohen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erreicht (WEIDNER und MEZ 2008; REICHE 2007; MEZ et al. 2007, S. 19). Für Schleswig-Holstein wird erwartet, dass hier ab 2020 mehr Strom aus Windenergie erzeugt wird als das Land verbraucht. Auch Brandenburg und Niedersachsen (Windenergie und Biomasse) haben ein starkes Interesse an einer Regulierung, die die Nachfrage nach den jeweiligen Technologien erhöht und Arbeitsplätze in den Branchen der erneuerbaren Energien schafft. Bayern und Baden-Württemberg sehen bisher zwar nur geringe Entwicklungsmöglichkeiten für Windenergie, nutzen aber die Wasserkraft und sind Vorreiter in der Anwendung von Photovoltaik (PV). Ein hohes Interesse an erneuerbaren Energien zieht sich durch alle Bundesländer – unabhängig von der parteipolitischen Zusammensetzung der jeweiligen Landesregierung – aber mit unterschiedlichen Präferenzen.

Zwar ist die Bedeutung der Landesförderprogramme vor dem Hintergrund der bundesgesetzlichen Förderung stark zurückgegangen, Bundesländer können aber über die Wahrnehmung gesetzlicher Regelungskompetenzen und vorhandener Gestaltungsspielräume die Bedingungen für den Einsatz erneuerbarer Energien deutlich verbessern (HIRSCHL 2008, S. 422 ff.). Ihre Rolle bei der Transformation des Stromversorgungssystems beschränkt sich nicht auf ihre Mitbestimmungsmöglichkeiten im Bundesrat. Hinzu kommen Planungs- und Gestaltungsspielräume in der Raumordnung und Regionalplanung sowie ein Abbau von Hemmnissen auf der Vollzugsebene. Einflussmöglichkeiten auf der zunehmend wichtiger werdenden europäischen Ebene bestehen über die Landesvertretungen der Länder in Brüssel oder über den Ausschuss der Regionen als offizielle Institution der EU (REICHE 2007, S. 119). Nicht zuletzt können die Bundesländer durch Informations-, Beratungs- und Weiterbildungsangebote für Bürger, Investoren oder Landwirte und durch die Vernetzung von Akteursgruppen zu einer progressiven Erneuerbaren-Energien-Politik beitragen.

## Regionen

**364.** Unterhalb der Landesebene haben sich in Deutschland mehr als dreißig *Regionen* das Ziel gesetzt, ihre Energieversorgung mittel- bis langfristig zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu bestreiten. Zu den stärksten Motiven für die Umstellung der Energieversorgung in diesen Regionen gehört die Steigerung der regionalen Wertschöpfung, die Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen sowie der Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung (Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen 2009, S. 4).

Die Stärkung regionaler Kreisläufe kann ökonomische Multiplikatoreffekte erzielen und Potenziale auch in anderen Bereichen, wie zum Beispiel Tourismus oder Bildung, aktivieren. Solche regionalen Wertschöpfungsketten sind insbesondere für strukturschwache ländliche Räume von erheblicher Relevanz, denn sie können im Gegensatz zu anderen Industrien nicht verlagert werden und dienen als Motor der wirtschaftlichen und sozialen Entwicklung. Das 100 %-Ziel ist in diesen Regionen mit der Hoffnung auf eine positive Wirtschafts- und Regionalentwicklung verbunden.

Dabei ist es jedoch von elementarer Bedeutung, dass die Regionen keine autarke Energieversorgung oder gar energietechnische Insellösungen fernab des Netzverbundes anstreben. Denn nur in einem Systemverbund und einem Ausgleich des jeweiligen Angebots und Verbrauchs von Regionen ist die Integration in das energiewirtschaftliche Gesamtsystem und dessen Stabilisierung möglich. Dezentrale Versorgungskonzepte müssen in eine energiewirtschaftliche Gesamtperspektive integriert werden.

Ein Engagement auf regionaler Ebene für einen deutschlandweit hohen Versorgungsanteil aus erneuerbaren Energien ist vor allem deshalb von Bedeutung, weil durch regionale

Aktivitäten eine Identifikation und Bewusstseinsbildung der Bevölkerung für das Ziel erreicht werden.

Darüber hinaus fungieren einzelne Modellregionen, die bereits vorbildliche Elemente und Umsetzungsstrategien für zukünftige Prozesse verwirklicht haben, im Netzwerk der 100%-Erneuerbare-Energien-Regionen als Vorreiter (Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen 2009). Dabei zeigt sich, dass ein grundlegender politischer Beschluss eine zentrale Voraussetzung darstellt, um den Weg zu einer regenerativen Vollversorgung einzuschlagen. Wenn dieser politische Wille vorhanden ist, kann eine nachhaltige Energieversorgung in regionalen Zusammenhängen, gestützt auf regionale Entwicklungspläne und eine hohe Motivation regionaler Akteure, wirkungsvoll umgesetzt werden.

### Lokale Innovateure

**365.** Neben Landkreisen und Regionen spielen bei der nachhaltigen Gestaltung der Energieversorgung auch *Städte und Gemeinden* eine entscheidende Rolle. Mit der „Lokalen Agenda 21“ erkannte bereits die UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro den Kommunen eine besondere Rolle für eine nachhaltige Entwicklung im 21. Jahrhundert zu. Sie werden darin aufgefordert, neben anderen örtlichen Handlungsprogrammen für nachhaltige Entwicklung Energiekonzepte aufzustellen. Seither haben sich viele Kommunen ehrgeizige energie- und klimapolitische Ziele gesteckt (Climate Alliance 2010).

Erneuerbare Energien schaffen finanzielle Gestaltungsspielräume für Kommunen und Regionen sowie eine größere Unabhängigkeit von konventionellen Energieversorgern und von steigenden Strom-, Gas- und Ölpreisen. Die Ausgaben für den Regenerativstrombezug verbleiben zum großen Teil in der Region und schaffen damit neue Perspektiven für die Bevölkerung. Durch den aktiven Einbezug von Bürgern in das kommunale oder regionale Energiemanagement – mit Informationen, Förderungen und Anreizen – wird es für die Haushalte attraktiv, nicht nur „grünen“ Strom zu beziehen, sondern auch zu erzeugen und Strom zu sparen. Haben Einwohner und/oder die öffentliche Hand einen aktiven Anteil an der regenerativen Stromversorgung, so wird damit zugleich Widerständen gegen den Ausbau der erneuerbaren Energien auf der lokalen Ebene entgegengewirkt (vgl. Kap. 8.5). Der Einfluss kommunalen Engagements auf nationaler und internationaler Ebene wird durch die Vernetzung verstärkt.

Die Energieversorgung gehört zu den zentralen Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge. Kommunen haben oft ein starkes Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien, weil sie erkennen, dass eine Politik der Energieerzeugung mit überwiegend heimischen erneuerbaren Energiequellen die lokale und regionale Wirtschaft sowie den Arbeitsmarkt belebt und zu einer nachhaltig gestalteten Daseinsvorsorge beiträgt. Sie können daher wichtige Zugpferde der Transformationsstrategie sein.

Handlungsmöglichkeiten eröffnen sich vor allem in den kommunalen Handlungsfeldern des Bauens und der Bauleitplanung, bei kommunalen Wirtschaftstätigkeiten, in der kommunalen Beschaffung und Auftragsvergabe sowie bei kommunalen Investitionen (KLINSKI und LONGO 2006).

Die Zentralisierung und Liberalisierung des Energieversorgungssystems in den letzten Jahrzehnten hat jedoch zu einem Bedeutungs- und Autonomieverlust der Kommunen im Energiebereich geführt. In diesem Kontext kommt kommunalen Stadtwerken eine entscheidende Rolle zu. Sie sind auf dem Gebiet der Stromversorgung dem Druck des überregionalen Wettbewerbs ausgesetzt. Vielfach sind kommunale Beteiligungen an Stadtwerken daher an private Energieversorgungsunternehmen veräußert worden (MONSTADT 2004, S. 160). Dadurch haben die Kommunen ein traditionelles Handlungsfeld der örtlichen Daseinsvorsorge weitgehend preisgegeben (KLINSKI und LONGO 2006, S. 3). Derzeit erwägen viele Gemeinden, die Strom- und Gasversorgung wieder in die eigene Hand zu nehmen, da zwischen 2011 und 2015 bundesweit etwa 1.000 Konzessionsverträge auslaufen. Künftig wird es wichtiger werden, dass dezentrale Erzeuger mit ihren häufig fluktuierenden Einspeisungen mit lokalen Verbrauchern und dezentralen Energiespeichern durch moderne Informations- und Kommunikationstechnologie vernetzt werden. Stadtwerke können sich hierbei als leistungsfähige Partner mit einem starken regionalen Bezug profilieren. Der aktuelle Strukturwandel in der Stromversorgung bietet für kommunale Energieversorger die Chance, ihre Rolle neu zu definieren, neue Geschäftsfelder zu identifizieren und sich im Wettbewerb zu positionieren („Stadtwerke sind unverzichtbar für einen innovativen Energiemarkt“, gemeinsame Pressemitteilung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vom 6. Juli 2010)

**366.** Kommunen können – allein oder im Verbund mit anderen Kommunen – Kraftwerke und Energiedienstleistungsunternehmen betreiben oder lizenzieren. Durch den Eigenbetrieb von Wind-, Solar- oder Bioenergieanlagen sowie KWK-Anlagen können Kommunen oder lokale Stadtwerke Betriebseinnahmen und Gewinne erzielen. Installation, Wartung und Betrieb der Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung bringen Aufträge und schaffen Arbeitsplätze bei lokalen bzw. regionalen Betrieben wie Handwerkern, Servicetechnikern oder Rohstoffzulieferern. Auch wenn nicht die Gemeinden selbst, sondern andere Investoren die Anlagen betreiben, profitiert die öffentliche Hand durch langfristige Gewerbesteuererinnahmen. Werden die Anlagen auf kommunalen Flächen errichtet, können zudem Pachtzahlungen eingenommen werden. Darüber hinaus können Gemeinden für die Inanspruchnahme ihrer Wege für Leitungsnetze Konzessionsabgaben erheben (vgl. § 48 EnWG und die dazu ergangene Konzessionsabgabenverordnung).

Eine selbstbestimmte und wirtschaftlich unabhängige Energiepolitik ist für Kommunen vor allem dann möglich, wenn sich nicht nur die Anlagen zur Stromproduktion, sondern auch die

Stromverteilung (Stromnetz) im Besitz der kommunalen Stadtwerke befindet (SCHEER 2006, S. 80 ff.). Sind die Stromnetze in kommunaler Hand, so können Kostentransparenz gewährleistet und Diskriminierungen verhindert werden. Bei der Durchleitung von Strom vom lokalen Anbieter zum lokalen Abnehmer fallen nur Verteilertarife, aber keine Übertragungskosten an. Eigenständige Stadtwerke haben den Vorteil, dass ein regionalwirtschaftlich bedeutsamer Arbeitgeber, Sponsor und Auftraggeber kommunalem Einfluss unterliegt (HENNICKE und MÜLLER 2005, S. 212 ff.). Hier erweist es sich als eine Chance, dass Kommunen das Recht haben, die ursprünglich im kommunalen Besitz befindlichen Netze zurückzukaufen (KLINSKI und LONGO 2006, S. 3).

Viele Gemeinden nutzen ihr Engagement im Bereich der erneuerbaren Energien zudem als positiven Image-Faktor – kommunale Anlagen, Gebäude, Fahrzeuge und Betriebe können eine Vorbildfunktion übernehmen und Demonstrations- und Nachahmungseffekte erzielen. Pioniere unter den Gemeinden ziehen viele Interessierte an, die sich über die Möglichkeiten der Selbstversorgung mit erneuerbaren Energien informieren wollen (Agentur für Erneuerbare Energien 2010).

#### Überregionale und transnationale Vernetzung von Kommunen und Regionen

**367.** Eine Schwierigkeit bei der Förderung erneuerbarer Energien auf lokaler Ebene besteht im speziellen Bedarf und in unterschiedlichen Erwartungen der Gemeinden und Regionen. Erneuerbare Energiepotenziale variieren von Region zu Region ebenso wie Know-how, finanzielle Bedingungen und Gemeindekulturen. Überregionale Lernprozesse und gegenseitiger Austausch sind wichtig für die Diffusion innovativer lokaler Ansätze. Darüber hinaus wollen Kommunen und Regionen ihren Anliegen auch auf übergeordneter Ebene mehr Gewicht verleihen. Sie haben sich daher in transnationalen Netzwerken zusammengeschlossen.

Umfassende und seit langem etablierte Netzwerke sind das Klimabündnis (ein Zusammenschluss von über 1.500 europäischen Städten, Gemeinden und Landkreisen, die eine Partnerschaft mit indigenen Völkern der Regenwälder eingegangen sind), Cities for Climate Protection/Local Governments for Sustainability (ein weltweites Städtenetzwerk für Klimaschutz sowie Umweltschutz und nachhaltige Entwicklung) sowie Energie-Cités (ein europäisches Netzwerk aus Kommunen und kommunalen Energieagenturen, Unternehmen und Verbänden). Auf Ebene der internationalen Netzwerke lokaler Gebietskörperschaften findet nicht nur ein Austausch von best practice und die Erarbeitung energiepolitischer Strategien statt, sondern die Netzwerke fungieren auch als Sprachrohr auf supranationalen Ebenen. Lokale Interessen werden durch direktes Lobbying bei internationalen Organisationen vertreten (KERN et al. 2005, S. 87 ff.). Auch können die Netzwerke ihren Einfluss geltend machen, wenn es darum geht, nationale und internationale Blockaden in der Energie- und Klimapolitik zu überwinden (STATZ und WOHLFARTH 2010, S. 73 ff.).

## Grenzen kommunaler Initiativen

**368.** Ein wachsender Anteil der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien kann nicht mehr als dezentral bezeichnet werden, da immer mehr Großprojekte realisiert werden (z. B. Offshore-Windenergie, große Windparks auf dem Land). Die dezentralen Anlagen können zwar für Regelaufgaben eingesetzt werden, müssen aber zentral gesteuert werden können. Daher sind die Länder, Regionen und Kommunen zwar maßgebliche Akteure einer Transformation, nicht aber im Sinne einer regionalen Autarkie oder Selbstversorgung, sondern als Teil eines Mehrebenensystems von dezentraler und zentraler Produktion, Verteilung und Regulierung.



## 7 Strategien und Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz

### 7.1 Herausforderungen für eine wirksame Stromsparpolitik

**369.** Die Reduzierung der Stromnachfrage durch Steigerung der Effizienz ist die kostengünstigste verfügbare „Brückentechnologie“ (Tz. 209 ff). Die volkswirtschaftlichen (internen und externen) Kosten der regenerativen Vollversorgung sind umso niedriger, je geringer der Stromverbrauch ist. Zudem wird die Transformation des Stromsystems durch Energieeinsparung erleichtert, da sie größere zeitliche Spielräume für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Netze und Speicher schafft. Die Erhöhung der Effizienz ist somit eine entscheidende Voraussetzung für die Transformation des Stromsystems.

Die folgenden Analysen und Empfehlungen konzentrieren sich auf Effizienz und Einsparung im Strombereich. Zukünftig ist jedoch auch mit einem zunehmenden Einsatz von Strom in den Energieverbrauchssektoren Wärme und Mobilität zu rechnen. Effizienzanstrengungen sind deshalb auch in diesen Bereichen wichtig, um den Strombedarf langfristig möglichst niedrig zu halten. Eine Schlüsselrolle spielen die energetische Sanierung des Gebäudebestandes sowie Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, -verlagerung und -optimierung (SCHLESINGER et al. 2010; KLAUS et al. 2010; SRU 2008).

Das Emissionshandelssystem kann auch zu einer Verbesserung der Effizienz beitragen, da es Anreize für eine möglichst kostengünstige Emissionsvermeidung schafft. Allerdings berücksichtigt es keine externen Kosten und kann in seiner jetzigen Ausgestaltung die notwendigen strukturellen Änderungen nicht erreichen. Eine umfassende kritische Würdigung des Emissionshandels findet sich in den Kapiteln 8.1 und 8.2. Die folgenden Ausführungen legen den Schwerpunkt auf spezifische Instrumente für Energieeffizienz auf der Nachfrageseite.

**370.** Bisher ist es nicht im notwendigen Umfang gelungen, die existierenden Potenziale zur Einsparung von Strom tatsächlich zu nutzen. Die Entwicklung von kohärenten Strategien und der konsistente Einsatz von Instrumenten stellt angesichts der Vielzahl betroffener Bereiche und Akteure eine große Herausforderung dar.

Eine Stromsparpolitik, die dem Klimaschutz dient, sollte zwei Ziele gleichberechtigt verfolgen:

- Funktionierende Märkte für Energieeffizienz schaffen und die bestehenden Hemmnisse überwinden.
- Sicherstellen, dass sich die Einsparungen durch einzelne Maßnahmen und technologische Verbesserungen in einer Reduktion der Gesamtnachfrage widerspiegeln.

Sie ist dabei mit verschiedenen Herausforderungen konfrontiert.

### Politische Zielsetzungen

**371.** Die Ziele der europäischen und deutschen Effizienzpolitik waren bislang typischerweise als Einsparung gegenüber einem Trendszenario definiert. Gemäß dem europäischen Aktionsplan Energieeffizienz aus dem Jahr 2006 soll bis zum Jahr 2020 der Energieverbrauch in der EU um 20 % gegenüber dem Referenzszenario verringert werden (Europäische Kommission 2006). Dies würde einer Senkung um knapp 12 % unter den Stand von 2005 entsprechen.

Einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen des europäischen 20 %-Ziels soll die Energiedienstleistungsrichtlinie (RL 2006/32/EG, EDL-RL) leisten. Diese Richtlinie hat zum Ziel, die Effizienz der Endenergienutzung in den Mitgliedstaaten zu steigern und den Wettbewerb um Energieeffizienz im Kontext liberalisierter Energiemärkte zu fördern. Sie verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, einen nationalen Einsparwert von 9 % (des Durchschnittsverbrauchs der letzten fünf Jahre vor Umsetzung der Richtlinie) festzulegen, der innerhalb von neun Jahren ab Anwendung der Richtlinie erreicht werden soll. Dieser Einsparwert ist jedoch unabhängig vom Gesamtverbrauch definiert. Die Mitgliedstaaten müssen Maßnahmen nachweisen, die eine bestimmte Menge Energie einsparen gegenüber einer Situation ohne diese Maßnahmen. Es ist somit nicht gesichert, dass sich diese Einsparungen tatsächlich in eine Reduktion der Gesamtnachfrage übersetzen.

**372.** Die deutsche Nachhaltigkeitsstrategie von 2002 setzte das Ziel, die Energieeffizienz bzw. -produktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln (Bundesregierung 2002). Dies sollte im Einklang mit dem europäischen Effizienzziel zu einer Energieeinsparung von 20 % gegenüber dem Trend führen. Demgegenüber bekennt sich das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 zu Energieeinsparzielen, die in Bezug auf ein Referenzjahr und damit in ihrer absoluten Höhe eindeutig definiert sind (Bundesregierung 2010). Der Primärenergieverbrauch soll laut Energiekonzept bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2008 gesenkt werden, was eine Steigerung der Energieproduktivität um 2,1 % pro Jahr erfordert. Der Stromverbrauch soll bis 2020 „in einer Größenordnung von 10 % und bis 2050 von 25 %“ gesenkt werden. Der Nettostromverbrauch würde nach dieser Maßgabe von 540 TWh in 2008 auf knapp 500 TWh in 2020 und auf gut 400 TWh in 2050 sinken.

**373.** Bisher zeichnen sich die Zielsetzungen der Effizienzpolitik auf europäischer wie auf nationaler Ebene durch mangelnde Verbindlichkeit aus. So sind die Ziele nur in Aktionsprogrammen oder Strategiepapieren festgehalten, und auch bei der Einsparpflicht von 9 % der Energiedienstleistungsrichtlinie handelt es sich nur um ein Richtziel. Auf europäischer Ebene wird die Einführung bindender Ziele für Energieeffizienz im Rahmen des

für Anfang 2011 erwarteten neuen Aktionsplans Energieeffizienz diskutiert (z. B. Europäische Kommission – Generaldirektion für Energie und Transport 2009).

#### Hemmnisse für Effizienz

**374.** Dass die wirtschaftlichen Potenziale der Effizienzsteigerung bisher nur in Ansätzen erschlossen worden sind, ist auf eine Reihe struktureller, ökonomischer und sozialpsychologischer Hemmnisse zurückzuführen. Hierzu gehören (vgl. z. B. SRU 2008):

- Informations- und Motivationsdefizite, nicht nur auf der Verbraucherseite, sondern auch bei Anbietern von Geräten, Anlagen und Gebäuden,
- Effekte durch die große Anzahl verstreuter, kleiner Potenziale beispielsweise bei Haushaltsgeräten, bei denen die relevanten Informationen zwar prinzipiell verfügbar sind, aber der Aufwand dem Einzelnen in Relation zur (erwarteten) Kostenersparnis zu groß erscheint,
- gespaltene Anreize, etwa wenn derjenige, der in Effizienz investiert, später nicht von den Einsparungen profitiert (Investor-Nutzer-Dilemma),
- Systemträgheit aufgrund langer Reinvestitions- und Instandsetzungszyklen zum Beispiel bei Gebäuden und Anlagen (Prognos AG und EWI 2007),
- hohe Investitionskosten und Unsicherheit über die Dauer der Amortisationszeit,
- finanzielle Einschränkungen, wie etwa Geldmangel bei privaten Haushalten in Verbindung mit einer höheren Priorität für kurzfristige Kostensenkung (KASCHENZ et al. 2007) sowie
- Risikoaversion auf der Nachfrage- und Anbieterseite in den Technismärkten (BARTHEL et al. 2006, S. 11).

#### Preissignale, Effizienz und Rebound-Effekt

**375.** Für eine erfolgreiche Stromeinsparpolitik ist es wichtig, die Zusammenhänge zwischen Effizienzverbesserung, Energiepreis und Energieverbrauch differenziert zu betrachten.

Kurzfristig spielt der Preis für Energie und speziell für Strom eine untergeordnete Rolle für die Entwicklung der Nachfrage. Die kurzfristige Preiselastizität der Stromnachfrage wird von verschiedenen Studien im Bereich von  $-0,1$  bis  $-0,4$  gesehen (HAMENSTÄDT 2009; OECD 2008; BRANCH 1993). Eine Erhöhung des Strompreises um 10 % geht demnach mit einer Verringerung der Nachfrage um 1 bis 4 % einher. Kurzfristig sind Stromkosten somit quasi-fixe Kosten der Haushalte (HAMENSTÄDT 2008). Langfristig ist die Preiselastizität der Energienachfrage bei Haushalten etwas höher, da dann Anpassungen des Kapitalstocks wirksam werden, und liegt laut OECD (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und

Entwicklung) bei  $-0,7$  (OECD 2008, S. 102). Langfristig wirken sich Änderungen des Strompreises also eher auf die Nachfrage aus als kurzfristig.

**376.** VERBRUGGEN et al. (2003) zeigen darüber hinaus in einem Vergleich wohlhabender OECD-Länder, dass das langfristige Strompreinsniveau durchaus ein bestimmender Faktor für die *Stromintensität* der Wirtschaft ist (in kWh/1.000 US \$): Je höher der Strompreis in einem Land, desto geringer die Stromintensität. Dies deutet darauf hin, dass sich das Niveau der Effizienz in den Volkswirtschaften über lange Zeiträume an die Preise anpasst. In Deutschland sind dabei die Stromeffizienz der Wirtschaft sowie die Strompreise vergleichsweise hoch.

**377.** Dennoch zeigt auch die Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland, dass Effizienzsteigerungen bei einzelnen Energieanwendungen nicht notwendigerweise zu einem Sinken des Gesamtenergieverbrauchs führen. Häufig werden Einsparerfolge durch Mehrverbrauch oder zusätzliche Energieanwendungen wieder aufgehoben. Effizienzsteigerung kann sogar zu einem höheren Verbrauch beitragen, da die Kosten der Ressourcennutzung sinken und die Nachfrage dadurch steigt (ALCOTT 2005; 2008; SORRELL 2007; JACKSON 2009; SANNE 2000). Der sogenannte Rebound-Effekt bezeichnet dabei den Anteil der auf der technischen Ebene eingesparten Energie, der durch die Steigerung der Nachfrage wieder kompensiert wird (SORRELL 2007). Es wird unterschieden zwischen dem direkten und dem indirekten Rebound-Effekt. Der direkte Effekt bezeichnet eine verstärkte Nachfrage nach derjenigen Energiedienstleistung, deren Effizienz verbessert wurde. Ein indirekter Rebound-Effekt liegt vor, wenn das durch die Einsparung freigewordene Einkommen für andere Energiedienstleistungen ausgegeben wird. Rebound-Effekte treten mit unterschiedlicher zeitlicher Verzögerung ein. Entscheidend für die Bewertung der *langfristigen* Klimawirksamkeit von Effizienzmaßnahmen ist jedoch letztendlich der gesamtwirtschaftliche Rebound-Effekt, der sich aus dem direkten und dem indirekten Effekt zusammensetzt. Ein Rebound-Effekt von 50 % würde bedeuten, dass nur die Hälfte der auf der Ebene der einzelnen Anwendung erreichten Energieeinsparung tatsächlich realisiert wird. Beträgt er über 100 %, steigt der Energieverbrauch insgesamt sogar an (*backfire*).

**378.** Historisch gesehen gingen Effizienzsteigerungen, Verbrauchssteigerungen und wirtschaftliches Wachstum Hand in Hand – technologischer Fortschritt ermöglichte Wachstum von Produktion und Verbrauch. In den Ländern der OECD stieg beispielsweise die Effizienz der Energienutzung bezogen auf Produkte und Dienstleistungen zwischen 1970 und 1991 um etwa 30 %; im gleichen Zeitraum wuchs aber auch der Energieverbrauch um 20 % (HOLM und ENGLUND 2009). Insgesamt deuten die verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse darauf hin, dass der langfristige gesamtwirtschaftliche Rebound-Effekt regelmäßig über 50 % liegt und auch Werte von über 100 % erreicht, das heißt die erzielten

Einsparungen zur Hälfte bis vollständig ausgleichen könnte (SORRELL 2007; BARKER et al. 2009).

In Deutschland sind beispielsweise Haushaltsgeräte zwar in den letzten Jahren effizienter geworden; dennoch ist der Stromverbrauch der privaten Haushalte seit 1990 um durchschnittlich knapp 1 % pro Jahr angestiegen (BMW 2010). Gründe hierfür sind vermutlich die Zunahme von elektronischen Geräten im Haushalt, die gestiegene Wohnfläche pro Person sowie erhöhte Komfortansprüche. Der Rebound-Effekt verstärkt hier noch die Wirkung steigender Realeinkommen. Für bestimmte Produktgruppen wie Fernsehgeräte sind auch in Zukunft durch Effizienzstandards keine absoluten Einsparungen zu erwarten, da die Ausstattung mit Geräten und die Größe der Geräte den Prognosen zufolge zunehmen wird (OEHME et al. 2009).

## **7.2 Effizienzpolitik neu ausrichten: Verbrauchsziel statt Einsparziel**

**379.** Vor diesem Hintergrund spricht sich der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) dafür aus, auf nationaler Ebene unter Berücksichtigung der bestehenden Einsparpotenziale und zu erwartender Rebound-Effekte ein absolutes Verbrauchsziel für den Strombedarf zu setzen und langfristig eine Stabilisierung des Stromverbrauchs anzustreben.

Politische Ziele für den Gesamtverbrauch sollten jeweils für einen Zeitraum von zehn Jahren gesetzt werden. Für 2020 sollte angestrebt werden, den Nettostromverbrauch in Übereinstimmung mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 um 10 % auf etwa 500 TWh zu senken. Das Verbrauchsziel sollte dann für die folgenden Dekaden jeweils unter Berücksichtigung von Potenzialbetrachtungen und den Entwicklungen bei der Elektromobilität angepasst werden.

Der SRU hält eine Stabilisierung im Bereich von 500 TWh dabei auch langfristig für erreichbar. Durch Effizienzsteigerungen bei den Stromanwendungen selbst, aber auch bei Gebäuden und bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, kann der Stromverbrauch für die traditionellen Nutzungen langfristig deutlich unter 500 TWh gesenkt werden (SCHLESINGER et al. 2010; KLAUS et al. 2010; UBA 2009; Öko-Institut und Prognos AG 2009; Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002;). Wenn die zu erwartende Elektrifizierung im Verkehrsbereich eintritt, erhöht sich der Stromverbrauch allerdings wiederum schrittweise, was die Einsparungen bei den traditionellen Nutzungen kompensieren könnte.

**380.** Ein nationales Verbrauchsziel behebt wesentliche Defizite der bisherigen Effizienzpolitik, da es klarer kommunizierbar und besser überprüfbar ist als die bisher üblichen, relativ zu Trendszenarien definierten Einspar- und Effizienzziele. Es verbessert zudem die Planungssicherheit für den Stromsektor.

## **7.3 Ambitionierte Effizienzpolitik ausgestalten**

**381.** Ein nationales Verbrauchsziel erfordert eine ambitionierte Effizienzpolitik. Um die Wirksamkeit von Energieeinsparpolitik zu gewährleisten, müssen Wege gefunden werden, den Rebound-Effekt zu begrenzen und zu kontrollieren. Die Politik sollte deshalb im Sinne einer integrierten Strategie auch Konsummuster und Verbraucherverhalten in den Blick nehmen. Einzelmaßnahmen wie Produktstandards und Förderprogramme sind zwar notwendig für eine Steuerung des Stromverbrauchs, aber nicht hinreichend, um eine absolute Einsparung bezogen auf den Gesamtverbrauch zu garantieren. Preisliche Steuerungsinstrumente sind wegen der geringen kurzfristigen Preiselastizität der Stromnachfrage nicht für schnelle Interventionen geeignet. Längerfristig könnte eine Steuer auf Strom, die langsam und vorhersehbar ansteigt (von WEIZSÄCKER et al. 2010), jedoch zu einer niedrigeren Stromintensität führen. Um den Stromverbrauch effektiv zu steuern und das Entstehen von Energieeffizienzmärkten zu fördern, sind aber insbesondere Mengensteuerungsinstrumente vielversprechend.

Die deutsche Effizienzpolitik bleibt derzeit weit hinter ihren Möglichkeiten zurück. Der Entwurf für ein Energieeffizienzgesetz vom 24. März 2010 setzt im Wesentlichen auf Information und Beratung. Diese Maßnahmen sind zwar notwendig, aber nicht ausreichend, um funktionierende Märkte für Energieeffizienz und -einsparung zu schaffen und den Gesamtverbrauch wirksam zu reduzieren. Die EDL-Richtlinie, die durch das Gesetz umgesetzt werden soll, ermöglicht den Mitgliedstaaten ausdrücklich weiterführende Maßnahmen, wie die Einführung eines Energieeffizienzfonds oder Weißer Zertifikate. Der SRU begrüßt, dass das Energiekonzept der Bundesregierung die Erprobung Weißer Zertifikate in Pilotprojekten sowie die Einführung eines Energieeffizienzfonds vorsieht.

**382.** Einige zentrale Maßnahmen, die im Mittelpunkt der aktuellen Debatte in Deutschland stehen, werden im Folgenden vorgestellt und bewertet. Zudem sollten die Handlungsspielräume der Politik durch neue Impulse und Optionen erweitert und insbesondere Instrumente entwickelt werden, die eine langfristige und nachhaltige Stabilisierung und Reduzierung des Verbrauchs gewährleisten können. In Abschnitt 7.3.3 wird mit dem Stromkundenkonto eine Modellskizze für ein solches Instrument vorgestellt.

### **7.3.1 Energieeffizienzfonds**

**383.** Ein übergeordneter Fonds für Energieeffizienz bzw. Energieeinsparung auf Bundesebene wird als mögliches Instrument der Effizienzpolitik diskutiert (z. B. SCHLESINGER et al. 2010). Sinn eines solchen Fonds ist es, die Transaktionskosten für die Stromverbraucher zu vermindern, indem der Informations-, Beratungs- und Investitionsaufwand für effiziente Produkte und Dienstleistungen durch die Finanzierung gezielter Programme und die Standardisierung der Angebote verringert wird (DUSCHA et al.

2006). Der Fonds setzt damit bei einem der wesentlichen Hindernisse für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen an.

Konkrete Konzepte für die Ausgestaltung (IRREK und THOMAS 2006; DUSCHA et al. 2006) sehen einen solchen Fonds als zweckgebundene, unabhängige Einrichtung des Bundes, die als Stiftung organisiert werden kann. Die langfristige und solide Finanzierung des Fonds ist gerade angesichts der angespannten Lage der öffentlichen Haushalte eine wesentliche Herausforderung. Der Fonds kann zum Beispiel aus dem Energiesteueraufkommen, den Auktionierungserlösen der Emissionshandelszertifikate oder über eine Abgabe auf den Stromverbrauch finanziert werden. Das Finanzvolumen des Fonds muss es erlauben, in der Breite positive Wirkungen beim Einsatz effizientester Geräte und Anlagen am Markt zu erzeugen. Das Konzept des Wuppertal-Instituts schlägt vor, den Fonds mit Mitteln zwischen 1 und 1,5 Mrd. Euro pro Jahr auszustatten (IRREK und THOMAS 2006, S. 14).

Der Energieeffizienzfonds kann eine freiwillig vereinbarte oder eine verpflichtend vorgegebene quantifizierte Einsparung zum Ziel haben. Die Vorschläge sehen vor, dass der Fonds in Zusammenarbeit mit relevanten Akteuren Effizienzprogramme konzipiert und ausschreibt, beispielsweise ein Prämienprogramm für effiziente Kühlgeräte. Um diese können sich dann Dienstleister aus Handwerk, Handel, Energieversorgung, Hersteller, Verbraucher- und Energieberatung bewerben.

**384.** Aus Sicht der Befürworter würde ein Effizienzfonds mehr Vielfalt auf dem Markt schaffen als Einsparverpflichtungen für Unternehmen, da alle Akteure wie zum Beispiel Handel, Handwerk, und Contractoren prinzipiell gleichberechtigten Zugang zu den Geldern erhalten würden (DUSCHA et al. 2006). Er könnte dazu dienen, die vielfältigen Akteure auf ein quantitatives Einsparziel hin zu orientieren, die dezentrale Umsetzung von Einzelinstrumenten bundesweit zu koordinieren und langfristig verlässliche finanzielle Rahmenbedingungen zu schaffen.

**385.** Energieeffizienzfonds werden in anderen europäischen Ländern, etwa in Großbritannien und Dänemark, bereits erfolgreich genutzt (DUSCHA et al. 2006). Den Berechnungen des Umweltbundesamtes (UBA 2009) zufolge könnte ein Energieeffizienzfonds in Deutschland erheblich zur Einsparung von Strom beitragen, insbesondere im Bereich Industrie. Es müsste jedoch darauf geachtet werden, dass sich der Fonds und die bestehenden Förderstrukturen auf Bundes- und Landesebene sinnvoll ergänzen.

Der Energieeffizienzfonds könnte damit ein effektiver Weg sein, um den Stromverbrauch insbesondere im Industriesektor zu senken, sofern die notwendigen Mittel dafür zur Verfügung stehen und ein klares Einsparziel vorgegeben wird.

### 7.3.2 Weiße Zertifikate

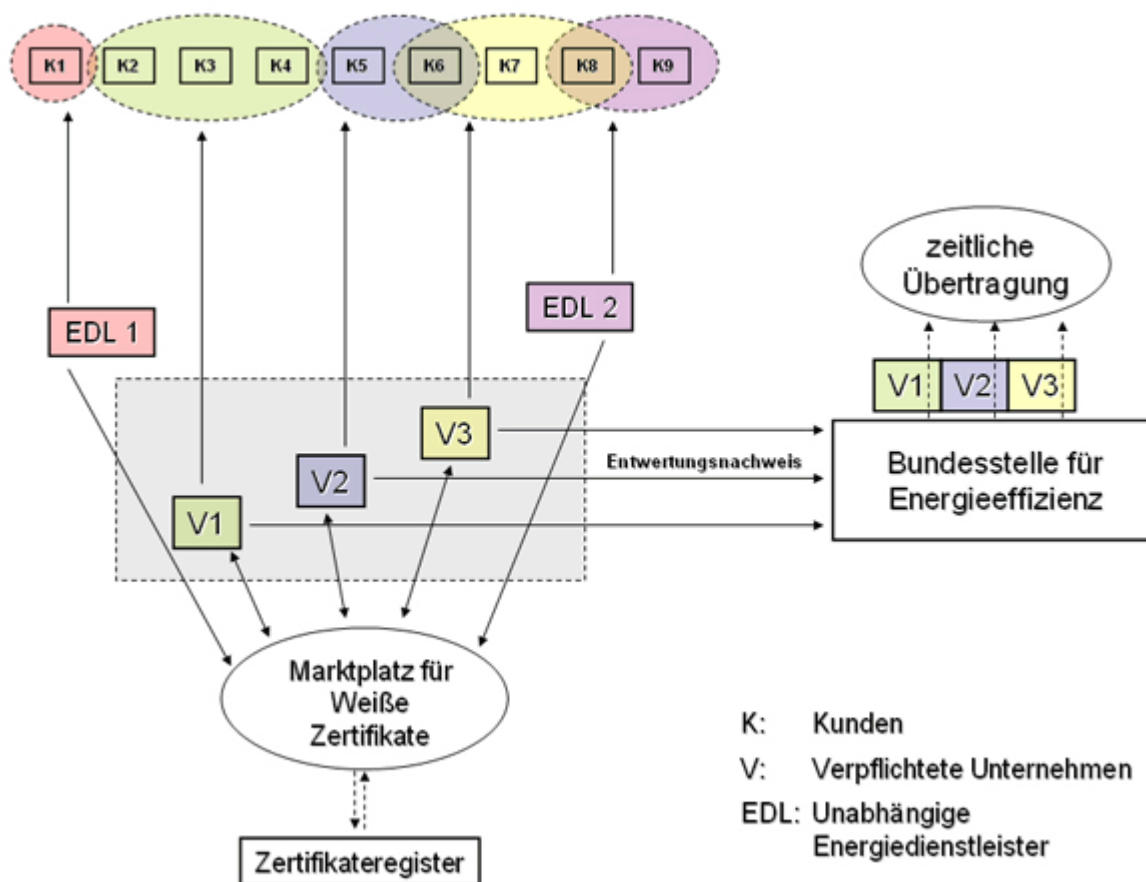
**386.** Alternativ oder auch parallel zum Energieeffizienzfonds könnten Weiße Zertifikate eingeführt werden. Für Deutschland werden Weiße Zertifikate als übergreifendes Mengensteuerungsinstrument diskutiert (Öko-Institut und Prognos AG 2009). Sie bieten aber auch die Möglichkeit, die Effizienzlücke im Strombereich (Massenkunden, elektrische Antriebe und industrielle Querschnittstechnologien) zu adressieren (LEPRICH und SCHWEIGER 2007). Im Unterschied zur Fondslösung übertragen Weiße Zertifikate die Verantwortung für die Durchführung und Finanzierung von Effizienzmaßnahmen auf Unternehmen. Die Finanzierung der Maßnahmen ist damit unabhängig von öffentlichen Haushaltsmitteln, sie wird durch Umlage auf die Strompreise von den Verbrauchern getragen.

Ausgangspunkt eines solchen Systems ist zunächst die Verpflichtung, für eine bestimmte Gruppe von Marktteilnehmern, zum Beispiel Energieversorgungsunternehmen oder Energieverteiler eine bestimmte Menge Energie einzusparen. Diese bindende, ordnungsrechtliche Verpflichtung kann flexibel durch verschiedene Maßnahmen umgesetzt werden. Die Zertifikate für die erreichte Einsparung werden durch Projekte erworben, ähnlich wie bei den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls. Sie können gegebenenfalls zwischen den Verpflichteten gehandelt werden (Abb. 7-1). Einige Mitgliedstaaten der EU, etwa Großbritannien, Frankreich, Italien und Dänemark, nutzen bereits Weiße Zertifikate und Einsparverpflichtungen in unterschiedlicher Ausgestaltung. Diese bestehenden Systeme greifen häufig auf Ex-ante-Standardisierung von Projekten zurück, um den Kontrollaufwand zu verringern (SRU 2008). Bei der Ex-ante-Standardisierung werden die Einsparpotenziale der zugelassenen Maßnahmen vorab pauschal definiert und nach Durchführung der Maßnahme entsprechend angerechnet.



Abbildung 7-1

### Skizze eines Systems handelbarer Einsparquoten



Quelle: BÜRGER und WIEGMANN 2007

**387.** Zu den Vorteilen von Einsparquoten bzw. gegebenenfalls handelbaren Energieeinsparzertifikaten gehört, dass damit Akteure für Energieeffizienzbemühungen mobilisiert werden, die sich durch den Kontakt zum Kunden an Schlüsselpositionen befinden, aber ohne diese Instrumente geringes Interesse an Einsparungen haben. Zudem wird ein bislang überwiegend auf freiwilligen Maßnahmen basierendes Politikfeld mit verbindlichen, überprüfbaren Zielen versehen. Dies hebt die Bedeutung der Energieeffizienz hervor und ruft sie stärker ins Bewusstsein der betroffenen Akteure. Erfahrungen mit Weißen Zertifikaten in anderen Ländern zeigen, dass das Instrument die Aktivität in Bezug auf Effizienzmaßnahmen steigern und signifikant zu politischen Effizienzzielen beitragen kann (EYRE et al. 2009).

Als vorteilhaft zu bewerten ist, dass Weiße Zertifikate zumindest Ansatzpunkte einer Mengensteuerung aufweisen, da quantifizierte Einsparungen nachgewiesen werden müssen. Allerdings handelt es sich in den bisher existierenden Systemen um Einsparungen gegenüber dem Trend und nicht um eine Begrenzung der vom Unternehmen insgesamt verkauften Energiemenge (PASSEY und MACGILL 2009). Die verpflichteten Unternehmen erhalten Zertifikate für die Durchführung bestimmter Projekte oder Maßnahmen, die zu einer

Einsparung gegenüber einer hypothetischen Situation ohne diese Projekte oder Maßnahmen (*baseline*) führen. Das System verpflichtet somit die Unternehmen, eine bestimmte Anzahl von Energieeinsparmaßnahmen oder -projekten durchzuführen, kontrolliert aber nicht den realen Gesamtverbrauch. Es kann insbesondere nicht garantieren, dass die Einsparprojekte in der Summe zu einer entsprechend großen absoluten Senkung der verkauften Energiemengen führen, da sie zumindest teilweise durch Rebound-Effekte ausgeglichen werden können. Die Effizienzverpflichtungen könnten wirksamer ausgestaltet werden, wenn sie mit dem physischen Absatz von Energieträgern verknüpft werden. Durch eine Verschärfung der Effizienzverpflichtung von Jahr zu Jahr bzw. dem regelmäßigen Abgleich mit den nationalen strategischen Zielen kann das System zu einer echten Mengensteuerung fortentwickelt werden (Öko-Institut und Prognos AG 2009).

**388.** Gegen Weiße Zertifikate spricht, dass die Einführung eines neuen Quoten- bzw. Handelssystems Transaktionskosten verursacht und damit die Komplexität des Klimaschutzinstrumentariums zunimmt. Des Weiteren kann es zu Umverteilungswirkungen kommen, wenn die Kosten für die Maßnahmen auf alle Energiekunden umgelegt werden, aber nicht alle Kunden in gleichem Maße von den Einsparprojekten profitieren. In Großbritannien hat man offensichtlich dieses Problem für so wichtig gehalten, dass von den Energieversorgern verlangt wird, einen bestimmten Anteil der Maßnahmen Haushalten mit niedrigem Einkommen zugute kommen zu lassen.

Zudem existieren Befürchtungen, dass Weiße Zertifikate zu einer weiteren Zunahme der Konzentration von Marktmacht insbesondere im deutschen Strommarkt führen könnten, weil durch die von Energieversorgern oder -verteilern durchgeführten Projekte die Kundenbindung verstärkt wird und die Unternehmen zusätzliche Informationen über ihre Kunden erlangen.

**389.** Insgesamt haben sich Weiße Zertifikate vor allem im Gebäudebereich bewährt. Das Programm in *Großbritannien* wird als Erfolg gewertet, da es im Gebäudebereich Investitionen in Milliardenhöhe durch die Energielieferanten bewirkt hat. Durch das Engagement der Energielieferanten konnten wesentliche Skaleneffekte erzielt werden. Dagegen gibt es weniger Erfahrungen mit Weißen Zertifikaten im Strombereich. Nur das italienische System Weißer Zertifikate zielt wesentlich auf Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs in Haushalten, insbesondere durch den Ersatz von Glühbirnen durch Energiesparlampen, ab (EYRE et al. 2009). Experten bewerten den Erfolg dort jedoch skeptisch.

Nach Einschätzung des UBA können Weiße Zertifikate für die Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) einen signifikanten, aber im Vergleich zu anderen Instrumenten eher geringen Beitrag zur Stromeinsparung leisten (UBA 2009). In dem in dieser Studie verwendeten Modell wird das Instrument allerdings nur auf den

Industrie- und GHD-Sektor bezogen und wirkt vorwiegend auf Querschnittstechnologien. Private Haushalte und der Gebäudebereich sind nicht erfasst.

**390.** Bei Weißen Zertifikaten handelt es sich um ein anspruchsvolles Instrument, dessen Klimaschutzwirkung stark von der Ausgestaltung abhängt. Gelingt es nicht, die Einsparquoten hoch genug zu setzen und die methodischen Probleme, wie zugelassene Maßnahmen, die Standardisierung und die Zusätzlichkeit befriedigend zu lösen, können hohe Transaktionskosten bei geringer Wirkung das Ergebnis sein. Attraktiv ist allerdings die Möglichkeit, Energieversorgungs- oder -verteilungsunternehmen in einer aktiven Rolle in die Effizienzbemühungen einzubinden. Im Idealfall können diese neue Märkte für sich erschließen und zu stärkeren Treibern von Effizienzmaßnahmen werden.

Für den Haushaltsbereich schlägt der SRU vor, das Modell handelbarer Zertifikate für Energieeinsparung zu einem echten „cap-and-trade“-System weiterzuentwickeln. Mit dem Stromkundenkonto wird im Folgenden ein Modell für ein solches System skizziert.

### **7.3.3 Modellskizze für ein Stromkundenkonto**

#### Begründung

**391.** Mit dem Stromkundenkonto schlägt der SRU ein neues Konzept für die Instrumentierung der Effizienzpolitik vor. Das Konzept beruht auf einer Begrenzung des absoluten Stromverbrauchs für den Bereich der privaten Haushalte. Es greift die Grundidee der Weißen Zertifikate auf und entwickelt diese zu einem echten „cap-and-trade“-System weiter. Die bestehenden Systeme Weißer Zertifikate beziehen sich auf virtuelle, durch Einzelprojekte einzusparende Energiemengen. Dagegen stehen die Zertifikate beim Stromkundenkonto für die insgesamt lieferbaren Strommengen. Im Bereich der privaten Haushalte ist die Preiselastizität der Stromnachfrage zumindest kurzfristig sehr gering (Tz. 375); eine Steuerung über den Preis, etwa durch ein Stromsteuer-Ökobonus-Modell (von WEIZSÄCKER et al. 2010; ITEN et al. 2003), bewirkt deshalb keine schnellen Anpassungen. Der SRU hält deshalb Ansätze, die bei den Stromversorgern ansetzen und globale Verbrauchsobergrenzen vorgeben, für sinnvoll. Damit können der Stromverbrauch effektiv begrenzt und die Einsparpotenziale bei den Haushalten erschlossen werden.

**392.** Beim Stromkundenkonto-Modell werden die Zertifikate für Stromlieferungen an die Versorgungsunternehmen entsprechend der Anzahl der von diesem Unternehmen belieferten Haushalte zugeteilt. Jedem Versorgungsunternehmen wird eine pauschale Liefermenge pro Haushalt gutgeschrieben, die entsprechend den Gesamtverbrauchszielen für den Haushaltssektor festgelegt wird.

Durch den Handel von Kontingenten zwischen Energieversorgungsunternehmen und den Ausgleich zwischen einzelnen Kunden über Preismechanismen entsteht die notwendige Flexibilität. Der Stromverbrauch für den einzelnen Kunden wird nicht rationiert; die Freiheit

einzelner Konsumenten wird somit durch das Instrument nicht stärker eingeschränkt als durch preisliche Lenkung.

**393.** Gleichzeitig sind die Effizienzpotenziale bei Stromanwendungen in privaten Haushalten groß. Der Stromverbrauch privater Haushalte liegt bei etwa 140 TWh und macht damit circa 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs Strom aus. Das Einsparpotenzial für den Stromverbrauch der privaten Haushalte wird auf 24 bis 40 TWh geschätzt (PEHNT et al. 2009; KASCHENZ et al. 2007). Weitere erhebliche Einsparungen von bis zu 30 TWh könnten durch Änderungen im Nutzerverhalten der privaten Haushalte erzielt werden (BÜRGER 2009). Trotzdem ist der Stromverbrauch der privaten Haushalte zwischen 1990 und 2008 deutlich gestiegen und auch im Zuge der Wirtschaftskrise 2009 im Vergleich zum Verbrauch anderer Sektoren nur geringfügig gesunken (AGEB 2010).

Eine Stabilisierung und langfristige, behutsame Absenkung des Gesamtverbrauchs würde angesichts der großen vorhandenen Einsparpotenziale somit keine Komforteinbußen bei Stromdienstleistungen im Vergleich zur heutigen Situation mit sich bringen. Sie realisiert aber vorhandene Einsparpotenziale, die bisher aufgrund der oben genannten Barrieren und Marktunvollkommenheiten nicht erschlossen werden.

**394.** Durch den Emissionshandel unterliegt der Stromsektor bereits einer Begrenzung der mit der Stromproduktion einhergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Einsparung von Energie bringt jedoch noch breitere Nutzeneffekte mit sich als ausschließlich auf den Klimaschutz fokussierte Maßnahmen. Jede Nutzung von Energie, auch die aus erneuerbaren Quellen, ist mit Eingriffen in den Naturhaushalt verbunden, selbst wenn diese Eingriffe in ihrer zeitlichen und räumlichen Dimension unterschiedlich sind (Kap. 2). Darüber hinaus ist die Nutzung erneuerbarer Energien immer mit dem Verbrauch natürlicher Gemeinschaftsgüter wie Flächen, Landschaft, Wasser verbunden und kann nicht unendlich ausgeweitet werden. Zudem steigen die Kosten des Gesamtsystems mit zunehmendem Verbrauch an (Kap. 3.3). Eine Begrenzung und Reduzierung des Energieverbrauchs trägt somit zur Umweltentlastung, zur Versorgungssicherheit und zur Kostensenkung bei, unterstützt also alle drei Ziele der Energiepolitik.

### Konzept

**395.** Adressaten des Stromkundenkontos sind Unternehmen, die Strom an private Haushalte liefern. Diese Unternehmen werden dazu verpflichtet, die an private Haushalte gelieferte Strommenge insgesamt zu begrenzen. Das Gesamtbudget wird ermittelt aus einer pauschalen Liefermenge pro Haushaltskunden (Stromkundenkonto) und der Gesamtzahl der privaten Kunden eines Unternehmens.

Um zusätzliche Einsparungen anzuregen, muss die Zuteilung der Gesamtbudgets an die Unternehmen für ein bestimmtes Jahr insgesamt Knappheit erzeugen. Es muss also zumindest unterhalb des ohne zusätzliche Maßnahmen erwarteten Stromverbrauchs liegen.

Das Gesamtbudget sollte Jahr für Jahr schrittweise leicht sinken. Der Entwicklungspfad für den Gesamtverbrauch sollte mit dem Verbrauchsziel für den Gesamtstromverbrauch (Tz. 379) konsistent sein. Dabei müssen mögliche bzw. zu erwartende Beiträge der anderen Verbrauchssektoren berücksichtigt werden.

Die Stromlieferanten bekommen zu Beginn eines Jahres die zulässigen Liefermengen in Form von Zertifikaten zugeteilt, die sie untereinander handeln können. Am Ende des Jahres müssen sie Zertifikate nachweisen, die der insgesamt gelieferten Strommenge entsprechen. Ein Stromversorger kann also seine Kunden zum Sparen anregen und Zertifikate verkaufen oder auf Einsparmaßnahmen verzichten und Zertifikate zukaufen.

**396.** Die Stromlieferanten entscheiden darüber, mit welchen Maßnahmen sie Einsparungen bei den Haushalten anregen. Sie könnten zum Beispiel Haushalte mit Zuschüssen bei der Anschaffung stromsparender Geräte wie z. B. eines energieeffizienteren Kühlschranks unterstützen. Die Einführung progressiver Tarife für Stromlieferung oder die Entwicklung von Bonus-Malus-Systemen könnte Einsparungen belohnen und hohen Verbrauch belasten. Entsprechende Informations- und Beratungsangebote würden eine sinnvolle Ergänzung der Maßnahmen darstellen.

#### Erwartete Wirkungen

**397.** Anders als bestehende Systeme Weißer Zertifikate, die projektbasiert funktionieren, würde das Stromkundenkonto den Gesamtverbrauch der privaten Haushalte steuern. Es könnte somit direkt und überprüfbar zur Umsetzung eines nationalen Verbrauchsziels beitragen. Das System würde zudem nicht nur Anreize für technische Effizienzmaßnahmen, sondern auch für Einsparung durch verändertes Verbraucherverhalten bieten.

Zumindest innerhalb des Verbrauchssektors der privaten Haushalte könnte der Rebound-Effekt durch das Stromkundenkonto eingeschränkt werden. Zudem würde das Bewusstsein für die Bedeutung des absoluten Verbrauchs bei den Beteiligten geschärft. Ein Stromlieferant würde beispielsweise seine Kunden voraussichtlich nur dann bei der Anschaffung eines effizienteren Kühlschranks unterstützen, wenn dieser nicht durch größere Dimensionen oder beispielsweise ein größeres Kühlfach die Effizienzgewinne im Gesamtverbrauch ausgleicht.

**398.** Zu erwarten ist, dass das Stromkundenkonto die Entwicklung neuer Unternehmensphilosophien und -strategien unterstützt: Um ihre Wettbewerbsfähigkeit und ihre Gewinne zu steigern, müssen Stromlieferanten möglichst hochwertige Stromdienstleistungen an möglichst viele Kunden verkaufen. Aus Stromlieferanten werden Energiedienstleistungsunternehmen (SRU 2008, S. 115). Stromlieferanten könnten im Bereich der Versorgung privater Haushalte weiterhin expandieren, indem sie neue Kunden gewinnen. Der Wettbewerb um Kunden würde somit angeregt.

**399.** Das Stromkundenkonto beinhaltet eine Komponente des sozialen Ausgleichs. Haushalte mit höherem Einkommen verbrauchen im Durchschnitt mehr Strom als Haushalte mit geringem Einkommen (Tab. 7-1) (Statistisches Bundesamt 2005). Sie haben damit einen höheren Anteil an den Umweltbelastungen, die die Stromerzeugung verursacht, beziehungsweise nehmen einen größeren Anteil der begrenzten Gemeinschaftsgüter, die für die Stromerzeugung genutzt werden, in Anspruch. Der Knappheitswert dieser Umweltgüter wird bisher durch den Strompreis nicht hinreichend abgebildet. Umweltpolitik kann deshalb zu sozialer Gerechtigkeit beitragen, wenn sie auf dem Prinzip gleicher pro-Kopf-Nutzungsrechte beruht (BARNES 2006; EKARDT 2010). Das Stromkundenkonto stellt einen Schritt zur Umsetzung dieses Prinzips dar.

Für die Stromlieferanten wird es tendenziell attraktiver, Kunden mit unterdurchschnittlichem Verbrauch zu gewinnen, weil sie die Differenz zur pauschalen Liefermenge pro Haushalt, die sie als Zertifikate zugeteilt bekommen, an andere Unternehmen verkaufen können. Neue Kunden mit überdurchschnittlichem Verbrauch könnten es dagegen für den Lieferanten notwendig machen, selbst Zertifikate zuzukaufen. Unternehmen würden sich demnach verstärkt um Kunden mit niedrigem Verbrauch bemühen, zu denen auch sozial schwache Haushalte zählen, beispielsweise indem sie Geringverbraucher durch progressive Tarife entlasten. Durch die höheren Preise des Mehrverbrauchs entsteht für Kunden mit höherem Verbrauch gleichzeitig ein Anreiz für Einsparungen und Effizienzbemühungen.

Durch das schrittweise Absenken der Stromkundenkonten wird gewährleistet, dass die beschriebenen Effekte langsam und für die beteiligten Akteure langfristig planbar eintreten.

Tabelle 7-1

**Monatliche Ausgaben privater Haushalte für Strom  
nach Haushaltsnettoeinkommen**

Haushaltseinkommen in Euro	Ausgaben für Strom in Euro
< 500	32,68
500–900	28,28
900–1.300	33,41
1.300–1.500	38,30
1.500–1.700	39,01
1.700–2.000	42,85
2.000–2.600	47,75
2.600–3.600	56,91
3.600–5.000	64,55
5.000–7.500	71,96
7.500–10.000	81,33
10.000–18.000	87,01

Quelle: Statistisches Bundesamt 2005

**400.** Bei dem hier präsentierten Vorschlag handelt es sich um eine Modellskizze, die neue Optionen für die Gestaltung der Energieeffizienz- und Einsparpolitik aufzeigen soll. Der SRU empfiehlt eine Prüfung und Weiterentwicklung dieses Modells. Insbesondere bedürfte dieser Vorschlag noch einer vertieften verfassungsrechtlichen Prüfung, die der SRU an dieser Stelle nicht leisten kann. Zudem müssen die Details der Ausgestaltung und methodische Fragen näher untersucht werden. Im Rahmen einer Folgenabschätzung müsste zum Beispiel geprüft werden, wie sich das System auf die unterschiedlichen Typen von Stromlieferanten auswirken würde, beispielsweise auf große Produzenten oder Stadtwerke mit hohen Anteilen von in Kraft-Wärme-Kopplung produziertem Strom. Auch mögliche Mechanismen für die Erstzuteilung der Liefermengen müssen sorgfältig geprüft werden.

### 7.3.4 Produktstandards zur Mindesteffizienz

**401.** Ordnungsrechtliche Instrumente der Produktpolitik können gezielt einzelne Branchen und Produktgruppen adressieren und die Erschließung ihrer Effizienzpotenziale unterstützen (SRU 2008). Die Ökodesign-Richtlinie (RL 2009/125/EG) schreibt EU-weit Mindesteffizienzstandards für energieverbrauchende und seit 2009 auch energieverbrauchsrelevante Produkte vor.

Die Detailsteuerung über Produktstandards ist insbesondere sinnvoll für standardisierte Massenprodukte, deren Stromverbrauch in der Gesamtheit relevante Größenordnungen erreicht, deren Verbrauch aber für den einzelnen Anwender aber nicht groß genug ist, um

Effizienzmaßnahmen anzuregen. Die Standardsetzung kann gezielt auf Produkte mit besonders hohem Einsparpotenzial fokussiert werden. Produktbezogene Energieeinsparpolitik kann auf der Ebene des Produkt-Designs den Innovationswettbewerb um ökoeffiziente Produkte stimulieren.

**402.** Auf der anderen Seite stoßen die Wirkungsmöglichkeiten der Standardsetzung an Grenzen. So beeinflussen die Standards zwar die Effizienz der Geräte, die neu auf den Markt kommen, nicht aber die Geschwindigkeit, mit der Geräte in Haushalten, Industrie und Gewerbe ersetzt werden. Zudem werden Effizienzstandards üblicherweise nur für unterschiedliche Produktklassen festgelegt und bieten keinen Anreiz, die energieintensivere Produktklasse aufzugeben. Produktbezogene Maßnahmen der Energieeinsparung können deshalb ohne entsprechende Globalsteuerung durch Rebound-Effekte neutralisiert werden, zum Beispiel durch Trends zu einer höheren Geräteausstattung oder verändertem Nutzerverhalten.

**403.** Eine Studie für das UBA aus dem Jahr 2009 quantifiziert die Effizienzgewinne, die durch die Effizienzstandards der Ökodesign-Richtlinie erzielt werden können (OEHME et al. 2009). Den größten Beitrag leisten demnach die Anforderungen an Heizungsanlagen und Warmwasserbereiter. EU-weit sind dadurch bis zum Jahr 2020 Primärenergieeinsparungen von 38 % (1.565 TWh) gegenüber 2005 möglich. Das EU-weite Stromeinsparpotenzial bei anderen strombetriebenen Geräten beträgt nach der Studie bis 2020 gegenüber dem Trend 103 bis 431 TWh. Während damit der Verbrauch zwar gegenüber dem Trend um 4 bis 16 % reduziert würde, würde der reale Verbrauch verglichen mit 2005 trotzdem um 8 bis 24 % steigen. Für Deutschland wird eine geringe absolute Stromeinsparung durch die Ökodesign-Richtlinie von etwa 3 % (15 TWh) in 2020 gegenüber 2005 prognostiziert.

Laut UBA könnten ambitioniert ausgestaltete Mindesteffizienzstandards in Verbindung mit Produktkennzeichnung den größten Beitrag zur Stromeinsparung im Bereich der privaten Haushalte liefern. Auch in den Sektoren GHD und Industrie wird etwa ein Fünftel der in den UBA-Szenarien insgesamt für realisierbar gehaltenen Einsparungen durch Ökodesign-Standards hervorgerufen (UBA 2009). In der Praxis war die Steuerungswirkung der Ökodesign-Richtlinie für Deutschland bislang allerdings begrenzt, da die Standards im Wesentlichen bestehende Trends nachvollziehen (THOMAS 2009).

**404.** Eine ambitioniertere Ausgestaltung der Ökodesign-Standards wäre demnach notwendig, um die Einsparpotenziale zu realisieren. Hierzu sollte sich die Standardsetzung stärker am Top-Runner-Modell orientieren (SCHLESINGER et al. 2010). Beim Top-Runner-Modell nach japanischem Vorbild wird der produktgruppenspezifische Effizienz-Standard für ein festgelegtes Zieljahr vom effizientesten der aktuell am Markt verfügbaren Produkte bestimmt. Dieser Standard muss dann innerhalb eines bestimmten Zeitraums von allen Produkten erreicht werden und wird dynamisch verschärft (SRU 2008, S. 92).



Die Bundesregierung sollte sich auf europäischer Ebene für ehrgeizigere und dynamisierte Produktstandards im Sinne eines europäischen Top-Runner-Ansatzes einsetzen. Die Mindeststandards der Ökodesign-Richtlinie sollten verschärft werden und sich stärker an den effizientesten auf dem Markt anzutreffenden Produkten orientieren. Wichtig ist zudem eine stärkere Dynamisierung der Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie. Beispielsweise könnte der Zeitpunkt der Überprüfung der Mindeststandards von der Anzahl der auf den Markt gebrachten Geräte der höchsten Effizienzklasse abhängig gemacht werden; damit würde die Anpassung der Standards an die technologische Entwicklung „automatisiert“ (JEPSEN et al. 2010). Leitlinien für umweltfreundliche öffentliche Beschaffung, die nur Produkte hoher Effizienzklassen zulassen, sollten auf nationaler Ebene genutzt werden, um den Top-Runner-Ansatz zusätzlich zu stärken.

**405.** Die schnelle Marktdurchdringung energieeffizienter Geräte kann durch zusätzliche Maßnahmen gefördert werden. Hierzu gehört in erster Linie eine verbesserte, dynamische Verbrauchskennzeichnung (SRU 2008). Die neuen in der Energiekennzeichnungsrichtlinie (RL 2010/30/EU) enthaltenen Regelungen auf europäischer Ebene zur Energieverbrauchskennzeichnung sind in dieser Hinsicht unbefriedigend. Durch die Einführung einer zusätzlichen Effizienzklasse A+++ wird der Informationsgehalt der Kennzeichnung für die Verbraucher verringert. Sinnvoller wäre eine regelmäßige Aktualisierung der bestehenden Skala.

### **7.3.5 Energiemanagementsysteme**

**406.** In der Industrie gibt es erhebliche Möglichkeiten zur Energieeinsparung durch betriebliche Energiemanagementsysteme, die nicht nur einzelne Technologien und Verfahren verbessern, sondern Gesamtprozesse optimieren (Öko-Institut und Prognos AG 2009). Energiemanagementsysteme könnten in Verbindung mit Netzwerken zum Erfahrungsaustausch und intelligenten Messverfahren besonders in kleinen und mittleren Industrieunternehmen erhebliche Einsparungen generieren (UBA 2009).

Aufgrund vielfältiger Hemmnisse werden diese oft wirtschaftlich rentablen Potenziale jedoch bisher nicht ausgeschöpft (vgl. Tz. 374). In den Eckpunkten für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm 2007 war vorgesehen, dass Bundesregierung und deutsche Wirtschaft bis 2013 eine Vereinbarung über die Koppelung von Steuerermäßigungen an die Einführung eines Energiemanagementsystems treffen sollten. Selbst wenn die im aktuellen Sparpaket der Bundesregierung geplanten Streichungen von Energiesteuerermäßigungen umgesetzt werden, bleibt die verpflichtende Einführung von Energiemanagementsystemen sinnvoll. Energiemanagementsysteme schaffen ein höheres Bewusstsein für Einsparpotenziale und führen zu einer größeren Bereitschaft Investitionsmaßnahmen durchzuführen, die auch für das Unternehmen rentabel sind. Indem Verantwortliche im Betrieb ernannt werden und das Personal entsprechend fortgebildet wird, werden die erforderliche Expertise und die nötige

organisatorische Struktur für eine permanente Optimierung des Energieeinsatzes im Unternehmen geschaffen.

**407.** Der erste Entwurf des Energieeffizienzgesetzes vom 30. Januar 2009 sah die verpflichtende Einführung von Energiemanagementsystemen für energieintensive Unternehmen ab einer bestimmten Größe vor. Eine entsprechende Regelung sollte der Gesetzgeber im Energieeffizienzgesetz verankern. Dabei können vorliegende Konzepte für flexible Regelungen zum Einsatz kommen, die nach der Größe der Unternehmen und der Höhe der Energiekosten differenzieren. So könnten Unternehmen mit hohen Energiekosten dazu verpflichtet werden, Energiemanagementsysteme einzuführen und als wirtschaftlich zumutbar identifizierte Maßnahmen umzusetzen, während Unternehmen mit niedrigen Energiekosten Anreize für die Einführung von Energiemanagementsystemen erhalten (PEHNT 2010).

## **7.4           Fazit**

**408.** Umso niedriger der Gesamtbedarf ist, desto kostengünstiger und leichter kann der Umstieg auf erneuerbare Energien in der Stromversorgung gelingen. Eine erfolgreiche Effizienz- und Einsparpolitik ist somit zentrale Voraussetzung für eine nachhaltige und kostengünstige Energieversorgung. Nach wie vor klafft jedoch eine große Lücke zwischen den vorhandenen Effizienz- und Einsparpotenzialen und den tatsächlichen Erfolgen der Effizienzpolitik. Wegen der vielfältigen Barrieren und Markthemmnisse, des Rebound-Effekts und der unübersichtlichen Akteursstruktur handelt es sich um ein besonders schwieriges Politikfeld.

**409.** Effizienzpolitik sollte zunächst klare und überprüfbare Ziele setzen. Der SRU empfiehlt ein nationales Verbrauchsziel als Grundlage (Kap. 7.2). Politische Ziele für den Gesamtverbrauch sollten jeweils für einen Zeitraum von zehn Jahren gesetzt werden. Für 2020 sollte angestrebt werden, den Nettostromverbrauch in Übereinstimmung mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 auf 500 TWh zu senken. Für die folgenden Zehnjahresperioden wird dann unter Berücksichtigung von Potenzialbetrachtungen und den Entwicklungen bei der Elektromobilität das Ziel angepasst.

**410.** Um das nationale Verbrauchsziel einzuhalten, ist eine konsistente Effizienzpolitik notwendig, die vorhandene Steuerungsinstrumente umfassend nutzt (Kap. 7.3). Information und Beratung reichen nicht aus. Sowohl ein Energieeffizienzfonds als auch Weiße Zertifikate können bei einer stringenten Umsetzung wesentliche Beiträge zur nationalen Effizienzpolitik liefern. Der Erfolg hängt bei beiden sehr stark von einer ambitionierten Ausgestaltung ab. Wichtig sind klare und ehrgeizige Einsparziele, eine nachvollziehbare Koordination mit den Zielen der nationalen Effizienzpolitik sowie effektives Monitoring. Auf europäischer Ebene sollte sich die Bundesregierung für ehrgeizigere und dynamisierte Produktstandards im Sinne eines europäischen Top-Runner-Ansatzes und eine stärkere Dynamisierung der

Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie einsetzen. Der SRU spricht sich zudem für eine verpflichtende Einführung von Energiemanagementsystemen für Industriebetriebe aus, gegebenenfalls differenziert nach Größe der Unternehmen und Energiekosten.

**411.** Zudem müssen Instrumente für Energieeffizienz und Einsparung so weiterentwickelt werden, dass sie eine langfristige und nachhaltige Stabilisierung und Reduzierung des Verbrauchs gewährleisten können. Mit dem Stromkundenkonto schlägt der SRU eine Modellskizze für ein solches Instrument vor. Das Konzept beruht auf einer Begrenzung des absoluten Stromverbrauchs für den Bereich der privaten Haushalte.

Den Versorgungsunternehmen werden Zertifikate für Strommengen zugeteilt, die sich nach der Anzahl der von ihnen belieferten Haushalte richten. Durch den Handel von Kontingenten zwischen Energieversorgungsunternehmen und den Ausgleich zwischen einzelnen Kunden über Preismechanismen entsteht die notwendige Flexibilität. Das Stromkundenkonto könnte direkt und überprüfbar zur Umsetzung eines nationalen Verbrauchsziels beitragen. Es macht Energieeffizienz zum strategischen Geschäftsziel von Unternehmen. Das System würde zudem nicht nur Anreize für technische Effizienzmaßnahmen, sondern auch für Einsparung durch verändertes Verbraucherverhalten liefern. Der SRU empfiehlt eine Prüfung und Weiterentwicklung dieses Modells. Die im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehenen Pilotprojekte zu Weißen Zertifikaten könnten für eine solche Prüfung genutzt werden. Zudem bedarf der Vorschlag einer vertieften verfassungsrechtlichen Prüfung, die der SRU an dieser Stelle nicht leisten kann.

**412.** Das Stromkundenkonto und andere Instrumente, wie etwa strengere Effizienzstandards für Haushaltsgeräte, ergänzen und unterstützen sich gegenseitig. Das Stromkundenkonto dient als Absicherung gegen Rebound-Effekte und ermöglicht die Steuerung des Stromverbrauchs auf einer übergeordneten Ebene. Schnelle Fortschritte bei der Geräteeffizienz senken die Kosten für Zertifikate, während das Stromkundenkonto die Marktdurchdringung effizienter Geräte fördert.

## **8 Förderung von erneuerbaren Energien und Speichern**

**413.** Die Transformation der Stromversorgung bedarf geeigneter Rahmenbedingungen. Der Erfolg einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung hängt daher von der Ausgestaltung geeigneter politischer Instrumente ab, die als Treiber für Innovationen fungieren und Anreize zur Modernisierung bestehender Energieinfrastrukturen schaffen können.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat sich auf der Basis seiner Szenarien für eine 100 % erneuerbare Stromversorgung damit beschäftigt, wie geeignete Instrumente ausgestaltet werden könnten. Während diese zwar auf das Ziel einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung im Jahr 2050 ausgerichtet sind, behalten die Politikempfehlungen des SRU auch bei einem geringeren Anteil an erneuerbaren Energien ihre Relevanz. Sie verstehen sich daher auch als Beitrag zur Diskussion um die Umsetzung des Energiekonzeptes.

Die folgenden Empfehlungen sollen der Politik deshalb Anregungen für die erforderlichen Rahmenbedingungen geben, die in den kommenden Jahren politisch verankert werden sollten. Wenn nicht anders hervorgehoben, visieren daher – anders als die Szenarien – die Empfehlungen dieses Kapitels einen eher kurzfristigen Zeithorizont an. Die Empfehlungen des SRU zielen auf einen kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Energien, der die Versorgungssicherheit garantiert und zugleich den Anforderungen des Umwelt- und Naturschutzes gerecht wird (vgl. Kap. 3.4).

**414.** Im Folgenden wird zunächst die grundsätzliche Notwendigkeit weiterer Förderinstrumente neben dem Emissionshandel für den Übergang zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung ökonomietheoretisch hergeleitet (Kap. 8.1). Da der Emissionshandel auch aus Sicht des SRU ein zentrales, jedoch derzeit unvollkommenes Instrument bildet, werden in Kapitel 8.2 Reformvorschläge entwickelt. Weiterhin wird untersucht, ob es – falls die Notwendigkeit entstehen sollte – grundsätzlich rechtlich zulässig wäre, neben dem Emissionshandel ergänzende ordnungs- und planungsrechtliche Ansätze zu verfolgen, mit denen der Bau klimaanverträglicher Kraftwerke gesteuert werden kann (Kap. 8.3). Unabdingbar ist dagegen die weitere Förderung der erneuerbaren Energien. In Kapitel 8.4 werden deshalb Vorschläge gemacht, wie die Förderung der erneuerbaren Energien zukünftig unter stärkerer Berücksichtigung von Kostengesichtspunkten ausgestaltet werden könnte. Kapitel 8.5 schließlich enthält Anregungen, wie die Akzeptanz für den Ausbau regenerativer Technologien gefördert werden könnte. Abschließend analysiert Kapitel 8.6 die bestehenden Marktanreize für den Speicherausbau und empfiehlt eine Forschungsinitiative für innovative Speichertechnologien.

## 8.1 Zur Notwendigkeit einer Flankierung des Emissionshandels

**415.** Vielfach wird argumentiert, dass der EU-Emissionshandel zur Umsetzung der effizientesten Lösungen für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung führt. Prominente Kritiker des bundesdeutschen und europäischen Instrumentenmix stellen sich deshalb auf den Standpunkt, dass Instrumente zusätzlich zum Emissionshandel zu einem Abweichen vom kosteneffizienten Pfad führen (SINN 2008; Monopolkommission 2009; Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2009; Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2004; DONGES et al. 2009; RWI 2009).

Diese Argumentation kann aus Sicht des SRU im Stromsektor nicht aufrechterhalten werden. Dies liegt zum einen daran, dass der Handel mit klimarelevanten Emissionsrechten nur private Kosten minimieren kann und über die Emissionen hinausgehende externe Kosten, wie zum Beispiel nicht einkalkulierte Sicherheitsrisiken der Nuklearenergie und das ungelöste Problem der Endlagerung, nicht berücksichtigt. Die Atomenergie gewinnt dadurch an relativer Attraktivität, was für sich genommen schon ein Argument für Eingriffe in das CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem ist.

**416.** Langfristig gesehen gibt es darüber hinaus weitere Gründe, den europäischen Emissionshandel durch zusätzliche Instrumente zu ergänzen, insbesondere durch solche zur Förderung erneuerbarer Energien(vgl. dazu auch MATTHES 2010):

- Das theoretische Modell, nach dem der Emissionshandel zu einer Kostenminimierung führt, berücksichtigt keine Lernkurveneffekte und Skaleneffekte in der Produktion (Einsparungen durch Massenproduktion).
- Ebenso wenig berücksichtigt es Festlegungen, die durch einmal getätigte Investitionen erfolgen und dazu führen, dass grundsätzlich neue Investitionen gegenüber Verbesserungen an den bestehenden Anlagen benachteiligt sind. Das Modell berücksichtigt auch nicht die – in der Praxis durchaus auftretenden – Finanzierungsprobleme von potenziell profitablen, aber unsicheren Projekten.
- Zudem berücksichtigt der Emissionshandel nicht die Besonderheiten des Stromsektors, die zum einen in der Netzgebundenheit der Energie und zum anderen in den fehlenden Speichermöglichkeiten für Strom liegen.

Nach einer kurzen Darstellung der Wirkung des Emissionshandels, wie er in den gängigen Lehrbüchern dargestellt wird, werden diese Punkte im Einzelnen behandelt.

### **8.1.1 Die grundsätzliche Funktionsweise des Emissionshandels**

**417.** Der Emissionshandel ist ein marktwirtschaftliches Instrument, das den Ausstoß von Treibhausgasen dort reduzieren soll, wo dies am kostengünstigsten ist. Das europäische System funktioniert nach dem Prinzip des cap and trade. Zuerst wird die Höhe der Treibhausgasemissionen für die im Handel beteiligten Sektoren durch eine Obergrenze (cap) beschränkt, dann können Emissionsberechtigungen (European Union Allowance Unit – EUA) zwischen den am System teilnehmenden Akteuren frei gehandelt werden (vgl. ENDRES und OHL 2005). Während die Emissionsobergrenze die Erreichung des umweltpolitischen Ziels garantiert, führt die Handelskomponente dazu, dass das Ziel zu den volkswirtschaftlich geringsten Kosten erreicht werden kann (ENDRES 2007; TIETENBERG 2006; BAUMOL und OATES 1988; MICHAELIS 1996; zur Kosteneffizienz marktwirtschaftlicher Instrumente NEWELL und STAVINS 2003). Der Preis der Emissionsrechte leitet sich dabei aus dem Zusammenspiel der Grenzvermeidungskosten mit der staatlich festgelegten Angebotsmenge ab, die der Emissionsobergrenze entspricht. Die Nachfrage nach Emissionszertifikaten ergibt sich aus den Grenzvermeidungskosten. Anders als bei einer Emissionsabgabe wird die Emissionsobergrenze sicher erreicht. Unsicherheiten schlagen sich im Preis nieder.

Die Preise für Emissionsrechte bewegen Firmen zum Beispiel dazu, effizientere und sauberere Produktionsmethoden zu wählen, die derzeit im Vergleich zu klimaschädlichen Produktionsmethoden höhere Kosten aufweisen. Je schärfer das Ziel gesetzt wird, desto höher steigen die Zertifikatspreise und führen so zur Wahl teurerer Vermeidungsalternativen. So können bei sehr strengen Emissionszielen regenerative Energien schließlich rentabler werden als CO<sub>2</sub>-effiziente konventionelle Stromerzeugungstechnologien. Dieser Effekt des Emissionshandels wird als market pull (GRUBB 2004) bezeichnet und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit sauberer gegenüber emissionsintensiven Technologien. Die Kombination von zielgenauer Emissionsverminderung und ökonomischem Anreiz zur Emissionsvermeidung ist auch aus Sicht des SRU ein zentraler Vorteil dieses umweltpolitischen Instruments.

Theoretisch führt der Emissionshandel zu einer kostenminimalen Erreichung des vorgegebenen Emissionsminderungsziels. Dies gilt unter der Annahme idealer Voraussetzungen nicht nur kurz-, sondern auch langfristig. Abgesehen von der grundsätzlichen Vernachlässigung externer Kosten ist es dieser letzte Aspekt, den der SRU im Falle von fundamentalen Innovationen im Stromsektor im Folgenden hinterfragt.

### **8.1.2 Prinzipielle Probleme eines Emissionshandelssystems im Stromsektor**

**418.** Um die Notwendigkeit weiterer Instrumente neben dem EU-Emissionshandelssystem zu begründen, werden im Folgenden dessen Probleme anhand einer fiktiven Situation

dargestellt, in der die Politik allein auf den Emissionshandel setzt. Es handelt sich also nicht um eine Beschreibung der realen Situation in Deutschland, da hier Förderinstrumente für erneuerbare Energien bestehen, insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Vielmehr soll dargestellt werden, welche Konsequenzen eine eingleisige, allein auf dem EU-Emissionshandel aufbauende Strategie hätte, wie sie Kritiker des deutschen Instrumentenmix fordern. Nachfolgend werden die Probleme einer solchen Strategie erläutert. Dabei wird unterschieden zwischen Problemen, die sich aus unrealistischen Annahmen der dem Emissionshandel unterliegenden Theorie ergeben, und solchen, die für den Stromsektor charakteristisch sind und dort die Realisierung eines langfristig kostenminimalen Emissionsvermeidungspfads erschweren.

#### Der Einfluss von Lernkurven- und Skaleneffekten auf die Kosteneffizienz des Emissionshandels

**419.** Vollständig neue Technologien haben – abgesehen von den bei allen Innovationen anfallenden FuE-Investitionen (FuE – Forschung und Entwicklung) – einen Nachteil durch die fehlende Marktdurchdringung zu Beginn des Produktlebenszyklus. Neue Technologien können durch Lernkurveneffekte und den Übergang zur Massenproduktion sehr hohe Kosteneinsparungen erreichen, allerdings erst längerfristig und nach vergleichsweise hohen Anfangsinvestitionen. Inkrementelle Innovationen dagegen erfordern häufig nur geringe Änderungen und können unter Umständen sehr schnell implementiert werden, sodass damit verbundene Kostensenkungen vergleichsweise schnell realisiert werden können.

Der Emissionshandel erhöht die Chance des Einsatzes von Technologien, die ohne Berücksichtigung von Umwelteffekten teurer sind als die etablierten Technologien. Da aber immer diejenige Technologie ausgewählt wird, die zum jeweiligen Zeitpunkt am günstigsten ist, werden fundamental neue Vermeidungstechnologien, die erst durch Marktdurchdringung und damit verbundene überbetrieblich verursachte Kostendegression die Konkurrenzfähigkeit mit anderen, bereits etablierten Vermeidungsalternativen erreichen können, nicht wettbewerbsfähig und damit auch nicht eingesetzt. Dies gilt selbst dann, wenn diese neuen Technologien langfristig (nachdem die Kosten durch Lerneffekte gesunken sind) kostengünstiger sind als andere Vermeidungsmaßnahmen. Denn der kurzfristige Entscheidungshorizont privater Akteure führt stets zu einer Bevorzugung inkrementeller Innovationen, die kurzfristig günstiger sind, gegenüber fundamentalen Innovationen, die sich erst langfristig als günstiger erweisen. Um Kosteneinsparungen durch Lernkurven- und Skaleneffekte zu ermöglichen, müssen Technologien aber in großem Maßstab verwendet werden (IEA 2000; STERN 2006). Da der freie Markt dies alleine nicht gewährleistet, ist eine Steuerung durch weitere Instrumente erforderlich.

In dem Maße, in dem Firmen von den Erfahrungen anderer lernen, also sogenannte Spillover-Effekte existieren, ist das Verhalten privater Akteure nicht mehr nur ein Problem

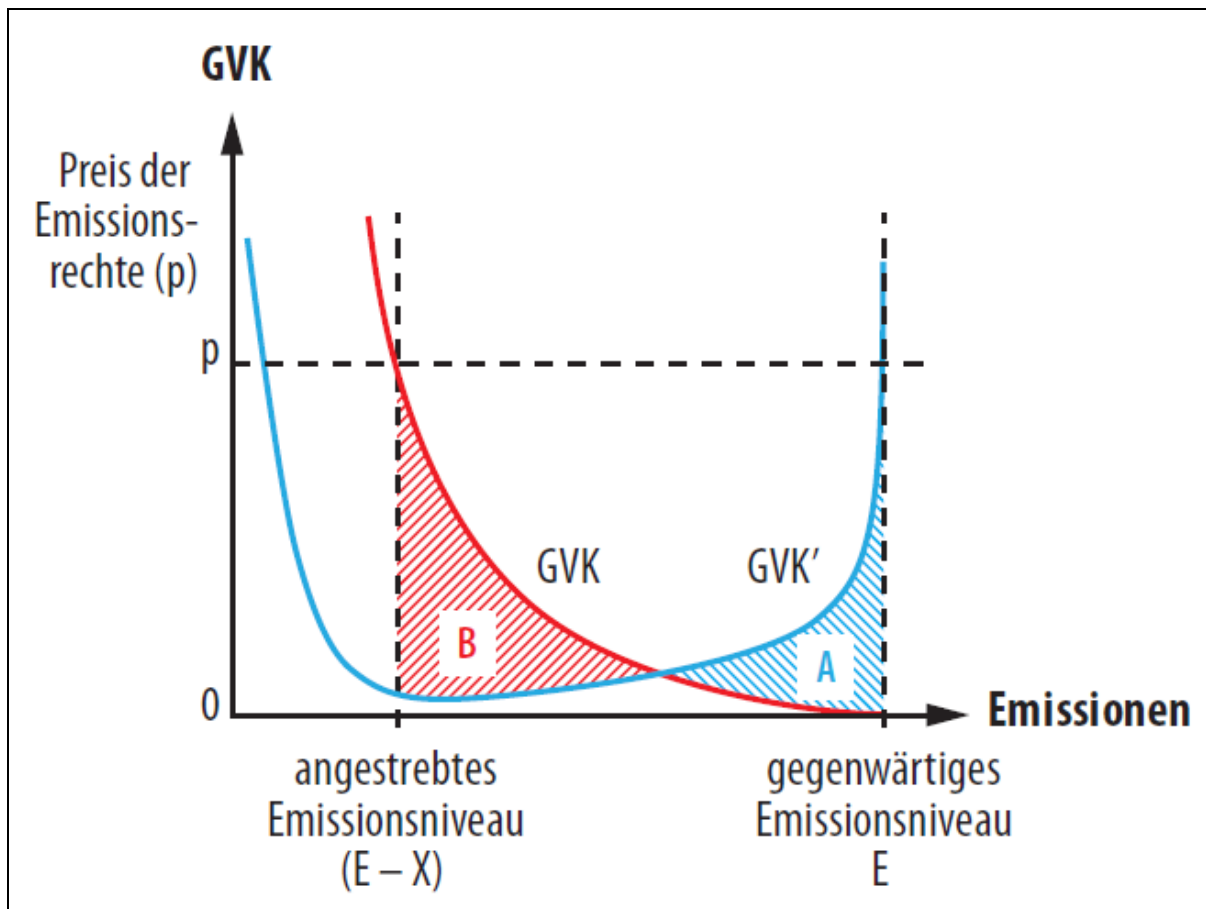
mangelnder Voraussicht. Überdies ist die Aufbringung der Mehrkosten in der ersten Periode, die sich für alle gemeinsam in der Zukunft lohnt, ein typisches Gefangenendilemma (prisoner's dilemma) (BLÄSI und REQUATE 2010; ARROW 1962; JAFFE et al. 2005). Dasselbe gilt auch für Kostendegressionen aufgrund von Skaleneffekten auf noch weiter vorne liegenden Produktionsstufen, die ebenfalls für die Branche als Ganzes auftreten, sodass auch hier die Erstanwender positive externe Effekte für die später Investierenden erzeugen.

**420.** In Anbetracht der möglichen Kostenentwicklung neuer Vermeidungstechnologien ist auch die in der klassischen Ökonomie angenommene Kostensuprematie des monoinstrumentellen Ansatzes durch den Emissionshandel zu hinterfragen. Abbildung 8-1 verdeutlicht dies. Die rot gekennzeichnete Grenzvermeidungskostenkurve GVK entspricht der Lehrbuchtheorie, wobei angenommen wird, dass die Grenzkosten mit weiteren Emissionsreduktionen steigen. Marktteilnehmer wählen zunächst die kostengünstigsten Emissionsvermeidungen, erst mit der Zeit müssen sie auf teurere Optionen zurückgreifen. Ein solcher Kurvenverlauf ist eine plausible Darstellung konventioneller Emissionsreduktionen, wie der Erhöhung der Wirkungsgrade fossiler Kraftwerke oder der Substitution von Kohle durch Erdgas (FISCHEDICK und SAMADI 2010). Alternativ ist aber auch eine Kostenkurve in Form der blau gekennzeichnete GVK' vorstellbar, die die Entwicklung neuer Vermeidungstechnologien besser widerspiegelt. Die Kosten dieser Technologien liegen zunächst deutlich über denen konventioneller Vermeidungstechnologien, sinken aber bei gegebener Nachfrage aufgrund von Lernkurven- und Skaleneffekten immer weiter ab und fallen mit der Zeit womöglich unter die steigenden Kosten konventioneller Vermeidungsoptionen. Eine klimapolitische Strategie, die ihre Instrumentierung entlang der Kurve GVK' orientiert, kann dabei wie in Abbildung 8-1 dargestellt, ein bestimmtes Klimaschutzziel theoretisch zu geringeren Kosten erreichen (wenn Fläche A < Fläche B) (FISCHEDICK und SAMADI 2010). Neben der erfolgreichen technologischen Weiterentwicklung neuer Vermeidungstechnologien ist dies insbesondere auch vom Emissionsreduktionsziel abhängig. Je strikter das angestrebte Klimaziel, desto kosteneffizienter erscheint eine Flankierung des Emissionshandels.



Abbildung 8-1

## Alternative Grenzvermeidungskostenkurven



Quelle: FISCHEDICK und SAMADI 2010

Del RIO GONZÁLEZ (2008) weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass eine frühzeitige Förderung neuer Technologien, die zu früher Kostendegression in der Produktion führt, einen starken Anstieg der Emissionspreise für den Fall vermeiden kann, dass die Ziele deutlich verschärft werden und mit den etablierten Technologien nicht mehr erreicht werden können.

Spezielle Förderprogramme für neue Technologien haben demnach den weiteren Vorteil, dass die gesellschaftlichen Vermeidungskosten bei steigender Vermeidungsanforderung nicht plötzlich steigen und erst später, wenn Lernkosteneffekte zu geringeren Kosten führen, wieder sinken. Dies ist besonders dann von Bedeutung, wenn der Emissionshandel – wie in der Europäischen Union (EU) – so gestaltet ist, dass die Emissionsvermeidungsziele über die Zeit immer strikter festgelegt werden. Eine frühe Förderung vielversprechender Technologien kann damit die Erreichung strikter Emissionsziele mit geringerem Widerstand erlauben.

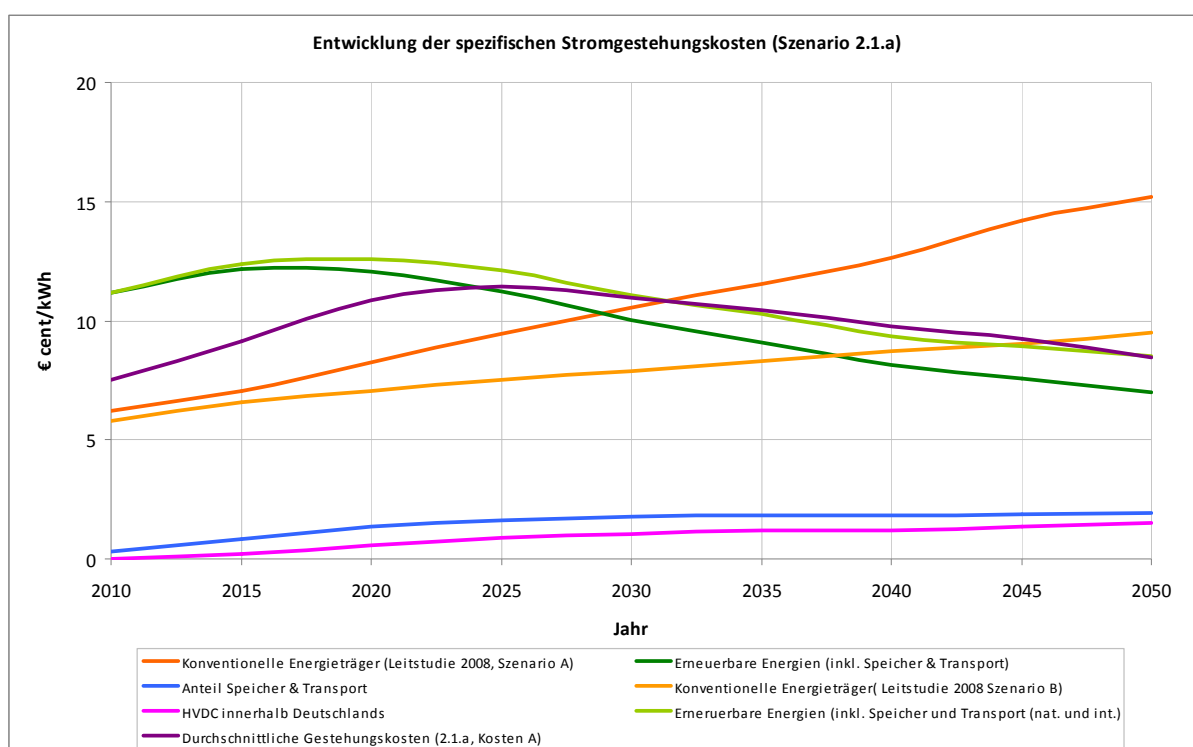
MÖST und FICHTNER (2010) versuchen, diesen Effekt zu quantifizieren und schätzen, dass eine Förderung erneuerbarer Energien die Knappheit von Emissionszertifikaten reduzieren und somit die marginalen Vermeidungskosten bis 2030 um bis zu 30 % verringern kann.

Die bereits eingetretenen und zu einem großen Teil durch das EEG hervorgerufenen Reduzierungen der spezifischen Energiekosten bei Wind, Sonne und Biogas zeugen ebenfalls von großen Kostensenkungspotenzialen durch Lernkurveneffekte und Economies of Scale (Abb. 8-2). Die deutlichsten Kostenreduktionen wurden so zum Beispiel bei der Photovoltaik (PV) erzielt, aber auch bei Windenergieanlagen haben sich die spezifischen Kosten je Kilowattstunde Jahresenergieertrag seit 1990 halbiert (vgl. Tz. 487).

Es kann davon ausgegangen werden, dass ohne eine Förderung dieser Energien ihr inzwischen großes Potenzial nicht hätte erschlossen werden können.

Abbildung 8-2

### Mögliche Kostenverläufe erneuerbarer und konventioneller Energien



Quelle: SRU 2010, S. 81, basierend auf NITSCH 2008; DLR 2010

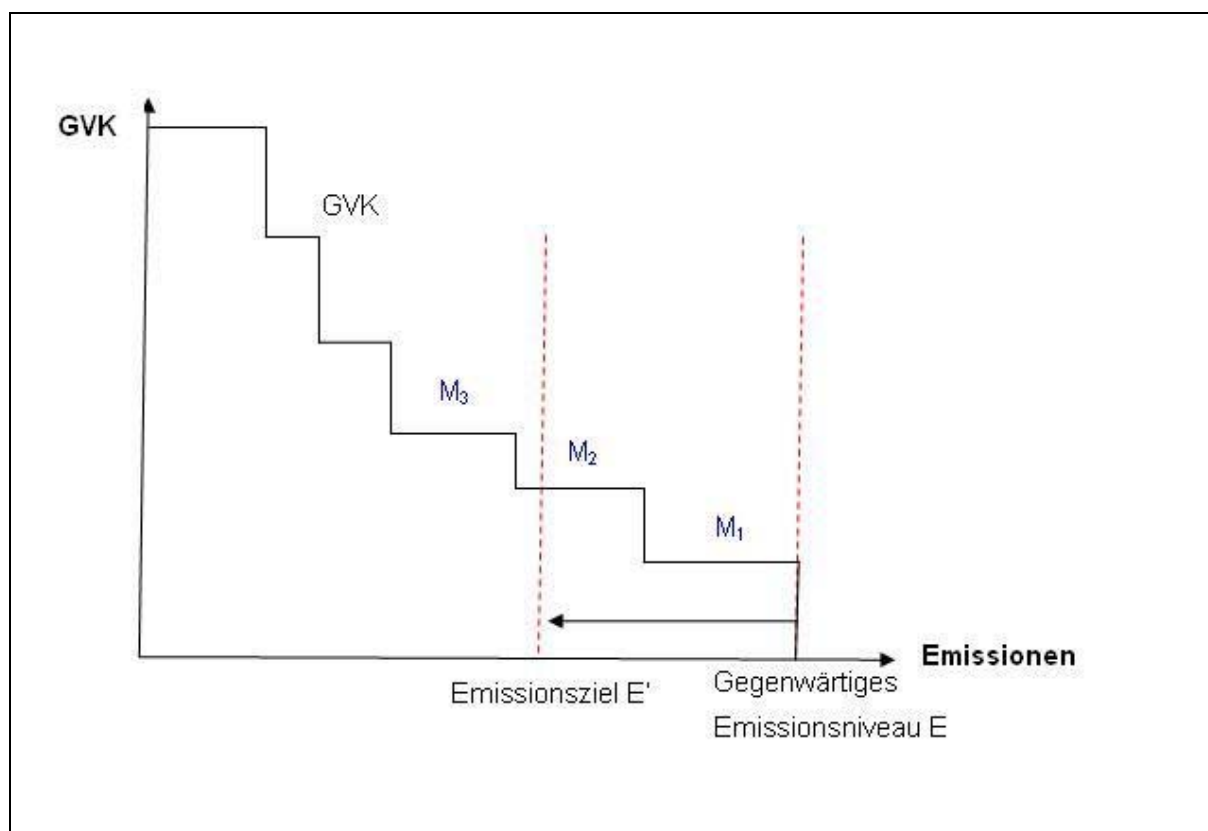
Aufgrund der großen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Kosten ist es letztendlich das Problem einer jeden Politik, die neue Technologien fördert, dass sie damit unter Umständen auch Technologien fördert, die langfristig nicht wettbewerbsfähig sein werden. Wie weit eine solche Förderung neuer Technologien von dem Ziel kurzfristiger Kostenminimierung abweichen darf, ist demnach eine politische Entscheidung. Ohne sie haben aber auch langfristig kostengünstige Technologien unter Umständen nie eine Chance. Mindestens aber wird der Zeitpunkt, an dem diese Technologien eingesetzt werden können, suboptimal weit in der Zukunft liegen.

Pfadabhängigkeiten von Investitionen bei Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen

**421.** Für eine Kosten minimierende Emissionsvermeidung durch den Emissionshandel wird in der gängigen Theorie unterstellt, dass Unternehmen die ihnen zur Verfügung stehenden Vermeidungsmaßnahmen in eine Rangfolge bringen: zuerst die insgesamt (d. h. über den gesamten relevanten Zeithorizont) kostengünstigsten Maßnahmen, mit denen ein bestimmtes Maß an Vermeidung erreicht werden kann, dann die etwas teureren, die weitere Emissionsreduktionen ermöglichen, schließlich noch Kosten aufwendigere etc. So werden zuerst alle kostengünstigsten Vermeidungsmöglichkeiten genutzt, bevor auf teurere zurückgegriffen wird. Für die Erreichung des Emissionsziels  $E'$  in Abbildung 8-3 kämen damit die Maßnahmen  $M_1$  und  $M_2$  zum Zuge. Bei einem strengeren Emissionsziel würde dann zusätzlich die Maßnahme  $M_3$  gewählt werden.

Abbildung 8-3

**Einzelne Maßnahmen bei einer klassischen  
Grenzvermeidungskostenkurve zur Erreichung eines  
Emissionsreduktionsziels  $E'$**



SRU/SG 2011-1/Abb. 8-3

Tatsächlich bestehen aber Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Maßnahmen. Teurere Alternativen, bei denen es zur Nutzung vollständig anderer Technologien kommt, machen die bisher getätigten Maßnahmen obsolet. So haben zum Beispiel technische

Verbesserungsmaßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung (z. B. Einsatz höherer Drücke im Dampfkreislauf) keinen Effekt mehr, wenn eine alternative Anlage genutzt wird.

**422.** Wenn Unternehmen immer langfristig unter vollkommener Voraussicht planen, ist dies kein Problem. Wenn sie wissen, wie sich über zukünftige Perioden der Zertifikatspreis und die Kosten der verschiedenen Alternativen entwickeln, wählen sie die Kombination von Alternativen, bei der sie über die Gesamtlaufzeit der Investition die niedrigsten Kosten haben, wo also die Differenz zwischen den eingesparten Zertifikatskosten (bei Auktionierung) und den (niedrigeren) aufzuwendenden Kapital- und Betriebskosten am größten ist. Wenn ihre Einschätzung die Realität richtig wiedergibt, wird das Emissionsziel auf dem langfristig kostengünstigsten Weg erreicht. Wenn dies jedoch nicht der Fall ist, und die Unternehmen beispielsweise die Entwicklung der Zertifikatspreise unterschätzt haben, entstehen im Nachhinein unnötige Kosten.

Tatsächlich ist vollkommene Voraussicht weder für den Staat noch für private Akteure, weder in der Emissionsvermeidung noch bei rein kommerziellen Investitionen gegeben, sodass solche „unnötigen“ Kosten immer wieder auftreten. Im Fall des Übergangs zu einer weitgehend dekarbonisierten Elektrizitätsversorgung gewinnen diese Probleme an Brisanz und können eine Ergänzung des Emissionshandels rechtfertigen. Dieses zusätzliche Problem ergibt sich aus der Faktorspezifität, das heißt dem Grad der alternativen Verwendbarkeit getätigter Investitionen (WILLIAMSON 1990, S. 60). Investitionen in der Energiewirtschaft sind sehr oft gekennzeichnet von einem hohen Grad an Faktorspezifität, sie sind also überwiegend nur für einen bestimmten Verwendungszweck vorgesehen und gelten, einmal getätigt, als irreversible Kosten (sunk costs).

**423.** Es ist davon auszugehen, dass die Preise für Emissionszertifikate bei einer schrittweisen Verschärfung des Emissionsminderungsziels steigen werden. Wenn Unternehmen sich aber hauptsächlich an den herrschenden Zertifikatskosten orientieren (oder den zukünftigen Zertifikatspreis stark unterschätzen), kommt es zu Investitionen, mit denen zwar Emissionen reduziert werden, die aber zum einen langfristig nicht ausreichend sind und zum anderen die relative Vorzüglichkeit weiterer Emissionsminderungsmaßnahmen zugunsten von Verbesserungen an den bestehenden Anlagen verändern.

Zur Erläuterung dieses Problems sei angenommen, dass der durch ein Unternehmen A getätigte Bau eines sehr effizienten Kohlekraftwerks zum Ersatz eines alten Braunkohlekraftwerks für einen erwarteten eher niedrigen Zertifikatspreis  $p_1$  die optimale Lösung ist. Bei einem höheren Preis  $p_2$  hätte das Unternehmen aber eine andere Lösung gewählt, zum Beispiel mehrere Gaskraftwerke gebaut oder auch in einen Windpark investiert. Wenn aber der Preis nun unerwartet auf  $p_2$  steigt, sind die Investitionskosten in das Kraftwerk sunk costs. Beim Vergleich der Kosten zur Anpassung an die neue Situation fallen sie nicht mehr ins Gewicht. Es werden also nur die zusätzlichen Kosten zur Aufrüstung des Kraftwerks – bei denen es sich wieder zu einem großen Teil um sehr spezifische

Investitionen handelt – den Gesamtkosten für die Errichtung der Gaskraftwerke oder des Windparks gegenübergestellt. Dieser Vergleich führt zu einer tendenziellen Bevorzugung des Kohlekraftwerks und auch dann zur Nutzung dieses Kraftwerks, wenn dies bei einem Vollkostenvergleich, bei dem von Anfang an mit dem höheren Preis  $p_2$  gerechnet wurde, nicht die kostenminimale Vermeidungsalternative dargestellt hätte. Durch die ursprüngliche Fehleinschätzung kommt es demnach auch in der Zukunft zu einem Festhalten an dem gesamtgesellschaftlich langfristig suboptimalen Vermeidungspfad.

Selbstverständlich verfügt auch der Staat nicht über vollständige Informationen, jedoch besteht hier ein zentraler Unterschied: Die Wirkungsweise des Emissionshandels beruht auf den staatlich gesetzten Emissionsobergrenzen. Die Unternehmen richten sich aber nicht an dem relativ klaren langfristigen Ziel aus, sondern an ihrer Einschätzung über die Preisentwicklung. Wie bereits dargestellt, geht bei einem Emissionshandelssystem alle Unsicherheit in den Preis ein. Damit ist die Basis von privaten Entscheidungen deutlich unsicherer und volatiler als die Basis der staatlichen Entscheidungen, nämlich das langfristige Emissionsziel.

Verstärkt wird diese Unsicherheit über den Preis noch dadurch, dass  $\text{CO}_2$ -Emissionen in besonders starkem Maße von der wirtschaftlichen Situation abhängen. Ein gegebenes Emissionsziel kann je nach wirtschaftlicher Situation entweder mit geringen Anstrengungen oder nur mit hohen Grenzvermeidungskosten zu erreichen sein. Die globale Wirtschaftskrise, die Europa 2008 in eine Rezession führte, zeigt dies deutlich. Der Einbruch der wirtschaftlichen Aktivität und damit auch der Elektrizitätsnachfrage führte zu einem reduzierten Emissionsausstoß zu Grenzkosten von Null, was zur Folge hatte, dass zur Erreichung der zurzeit vorgegebenen Emissionsminderungen in der EU viele Emissionsreduktionsmaßnahmen überflüssig wurden. Dies hatte wiederum Auswirkungen auf den Zertifikatspreis (vgl. auch Tz. 435). In Zeiten prosperierender Wirtschaft kommt es zur entgegengesetzten Wirkung.

Hinzu kommt in der Praxis auch noch eine Unsicherheit über die langfristige Glaubwürdigkeit politischer Vorgaben. Beides führt dazu, dass Aussagen über die langfristige Entwicklung des Zertifikatspreises mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Wie gezeigt, führen fehlerhafte und insbesondere nach unten abweichende Einschätzungen der langfristigen Entwicklung der Zertifikatspreise im Emissionshandelssystem sehr schnell zu Abweichungen von langfristig kostenminimalen Lösungen.

**424.** Die Problematik verschärft sich noch, wenn das Phänomen der Kostendegression über die Zeit (Lernkurven, Skaleneffekte) kombiniert mit dem Problem factorspezifischer Investitionen auftritt. Denn dann ist es, wie oben dargestellt, für die Unternehmen selbst bei vollständiger Voraussicht nicht effizient, neue Technologien einzusetzen, bevor es zur Kostendegression gekommen ist. Wenn diese aber zu einem späteren Zeitpunkt bei einem Vollkostenvergleich erreicht ist, dann konkurriert die neue Technologie immer noch mit ihren

vollen Kosten gegen die zusätzlichen, inkrementellen Kosten zur Verringerung der Emissionen bereits bestehender Anlagen. Die etablierte Technologie erhält auf diese Art immer noch einen „Bestandsschutz“, der vom Emissionshandel allein nicht aufgehoben werden kann.

Beides führt dazu, dass neue Technologien gegenüber inkrementellen Veränderungen bestehender Anlagen vom Emissionshandelssystem benachteiligt werden. Deshalb bleiben zusätzliche Maßnahmen notwendig, wenn eine langfristig kostenminimale Emissionsverminderung erreicht werden soll.

#### Probleme bei der Finanzierung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen

**425.** Im Grundmodell des Emissionshandels wird Finanzierungsproblemen keine Bedeutung beigemessen. Alle Investitionen, die eine entsprechende Kapitalrentabilität aufweisen, können theoretisch auch finanziert werden. Dies entspricht jedoch nicht der Realität. Banken können sich zwar die Übernahme höherer Kreditausfallrisiken durch entsprechend höhere Zinssätze vergüten lassen, sie sind aber schon aufgrund geltender Eigenkapitalvorschriften angehalten, relativ hohe Sicherheitsanforderungen an die Vergabe von Krediten zu stellen. Einer Studie des Chatham House zufolge ist es entscheidend, dass politische Maßnahmen die Faktoren adressieren, die in die Bewertung durch die Banken einfließen, wenn sie die Finanzierbarkeit von Projekten analysieren (HAMILTON 2009). Dabei müssen alle bestehenden Risiken berücksichtigt werden, auch solche, die durch staatliche Regulierung und Intervention und die Grenzen der bestehenden Infrastruktur entstehen. Von zentraler Bedeutung sind eindeutige Ziele sowie die langfristige politische Stabilität und die Präzision in der Ausgestaltung der Instrumente. Dies erklärt, warum der größte positive Einfluss auf die Investitionsfreudigkeit von Kapitalgebern bisher von einer Politik zur Förderung erneuerbarer Energien ausging, die verlässliche Einnahmen generierte (HAMILTON ebd.).

Dass hohe Preisunsicherheiten Investitionen stark erschweren, zeigen auch die Schwierigkeiten einer Quotenregelung (green certificates), wie sie in Großbritannien zur Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt wurde. Die Quotenregelung ist im Prinzip nichts anderes als ein Negativ des Emissionshandels. Sie verpflichtet die Energieversorger, einen bestimmten Teil ihrer Energieversorgung mit erneuerbaren Energien vorzunehmen. Die hohen Preisunsicherheiten dieses Instruments führten dazu, dass notwendige Investitionen nicht kredit finanzierbar waren. Dadurch wurde der Einsatz erneuerbarer Energien in Großbritannien teurer erkaufte als in Deutschland, obwohl die Quote theoretisch analog zum Emissionshandel zu einer kostenminimalen Zielerreichung führen sollte (MENDONÇA 2010, S. 152–154; DINICA 2006; Carbon Trust 2007; FOUQUET und JOHANSSON 2008, S. 4085). Dies deutet darauf hin, dass die Volatilität der Preise langfristig rentable

Investitionen ernsthaft behindern kann, sodass es sinnvoll sein kann, diese Preisunsicherheiten durch Ergänzungen des Emissionshandels zu reduzieren.

### **8.1.3 Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes**

**426.** Grundsätzlich weicht die Realität in allen Wirtschaftssektoren von den Annahmen des Grundmodells ab. Bestimmte Besonderheiten im Elektrizitätssektor tragen aber noch verstärkt dazu bei, dass der Emissionshandel mit weiteren Instrumenten flankiert werden muss, wenn kostensenkende Investitionen in Wind- und Solarenergie eine Chance haben sollen. Hier ist zum einen die Netzgebundenheit der Elektrizitätstransporte zu nennen, die die Wirkung des Emissionshandels in diesem Sektor einschränkt. Zum anderen benachteiligt die Volatilität der Erzeugung von Wind- und Solarstrom im Zusammenhang mit den Verhältnissen auf dem Strommarkt zumindest noch für längere Zeit diese beiden Energiequellen.

#### Netzgebundenheit von Elektrizität

**427.** Erneuerbare Energien – vor allem Wind- und Sonnenenergien – können in großem Maßstab nur eingesetzt werden, wenn sie in Zukunft zu jedem Zeitpunkt Versorgungssicherheit bieten können. Dies erfordert sowohl europaweit als auch national einen Zubau von Netzen, vor allem von Fernverbindungen zwischen den neuen Erzeugungs-, gegebenenfalls den Speicherzentren und den fortbestehenden Verbrauchszentren. Da Netze umso rentabler sind, je mehr Nutzer es gibt (Netzwerkeffekt), sieht sich der erste Nutzer sehr hohen Kosten gegenüber. Ohne weitere Maßnahmen neben dem Emissionshandel würden einer 100 % regenerativen Energieversorgung somit auch von dieser Seite deutliche Hemmnisse entgegenstehen.

Würde der Emissionshandel wirken, ohne dass – wie es in Deutschland der Fall ist – der Staat die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Netzausbau schafft, kämen Alternativen, für deren Nutzung zuerst Netze gebaut werden müssten, gar nicht oder erst sehr spät zum Tragen, weil die Produktion bereits der ersten neuen Anlage zusätzlich Netzkosten verursacht und damit kurzfristig gesehen keine wettbewerbsfähige Alternative darstellt. Fehlende Netze können damit ein wichtiger Punkt sein, warum sich kostengünstige Technologien nicht durchsetzen. Dies ist ein weiterer Grund, den Emissionshandel auch hinsichtlich des Ausbaus der Übertragungsnetze mit weiteren Instrumenten zu flankieren (vgl. Kap. 9).

#### Preisbildung im Strommarkt als Hindernis für Stromerzeugung aus Wind und Sonne

**428.** Aus den Besonderheiten der Strommärkte, vor allem des Stromangebots, ergibt sich ein zusätzliches Problem für die Stromerzeugung aus den stark fluktuierenden

Energiequellen Wind und Sonne. Dieses führt dazu, dass eigentlich effiziente Wind- und Solarkraftwerke nicht gebaut werden. Anders als die eben beschriebenen Probleme handelt es sich nicht nur um ein Problem der Markteinführung, sondern verstärkt sich, wenn die Elektrizitätsversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt würde, zumindest solange, bis ausreichend Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen.

Ausreichender Anreiz für den Bau einer Anlage besteht dann, wenn die diskontierten Einnahmen der Zukunft größer sind als die diskontierten Kosten. Wie BODE (2008) zeigt, ist das Problem bei Wind- und Sonnenenergie auf der Einnahmenseite zu finden. Die Einnahmen entsprechen dem Preis an der Strombörse zum Zeitpunkt des Verkaufs, multipliziert mit der abgegebenen Menge. Der Strompreis wiederum bildet sich auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung, das heißt den Kosten der zum jeweiligen Zeitpunkt am teuersten erzeugten Kilowattstunde.

Die folgende Argumentation stützt sich exemplarisch auf die Windkraft, die für Nordeuropa allen Schätzungen zufolge auch langfristig die bei weitem wichtigste erneuerbare Energiequelle sein wird. Sie ist aber für all diejenigen erneuerbaren Energien gültig, deren produzierte Menge je nach Wetterbedingungen stark schwankt und die weitgehend kostenlos zur Verfügung stehen, also insbesondere auch für die Solarenergie, die aller Voraussicht nach in Südeuropa und Nordafrika die vorherrschende erneuerbare Stromquelle sein wird. Zumindest in den kommenden Jahren werden kaum Speichermöglichkeiten für elektrische Energie zur Verfügung stehen. Die Auswirkungen dieser Situation auf die Rentabilität von Wind- (und Sonnen-)Kraftwerken wird in Szenario 1 dargestellt. Dabei wird zur Verdeutlichung der Argumentation davon ausgegangen, dass neben dem Emissionshandel kein weiteres Förderinstrument für erneuerbare Energien existiert. Es handelt sich also nicht um eine Beschreibung der realen Situation in Deutschland, sondern um ein fiktives Szenario, in dem die Politik allein auf den Emissionshandel setzt. Der Einfluss der Speichermöglichkeit von überschüssigem Strom wird in Szenario 2 deutlich, in dem ausreichend Speicherkapazitäten vorausgesetzt werden. Szenario 2 erfordert neben dem Bau oder einer besseren Nutzung vorhandener Speicher in erster Linie einen Zusammenschluss von Deutschland mit zum Beispiel Skandinavien, wofür bereits erste Anstrengungen unternommen werden.

#### Szenario 1: keine Speicher

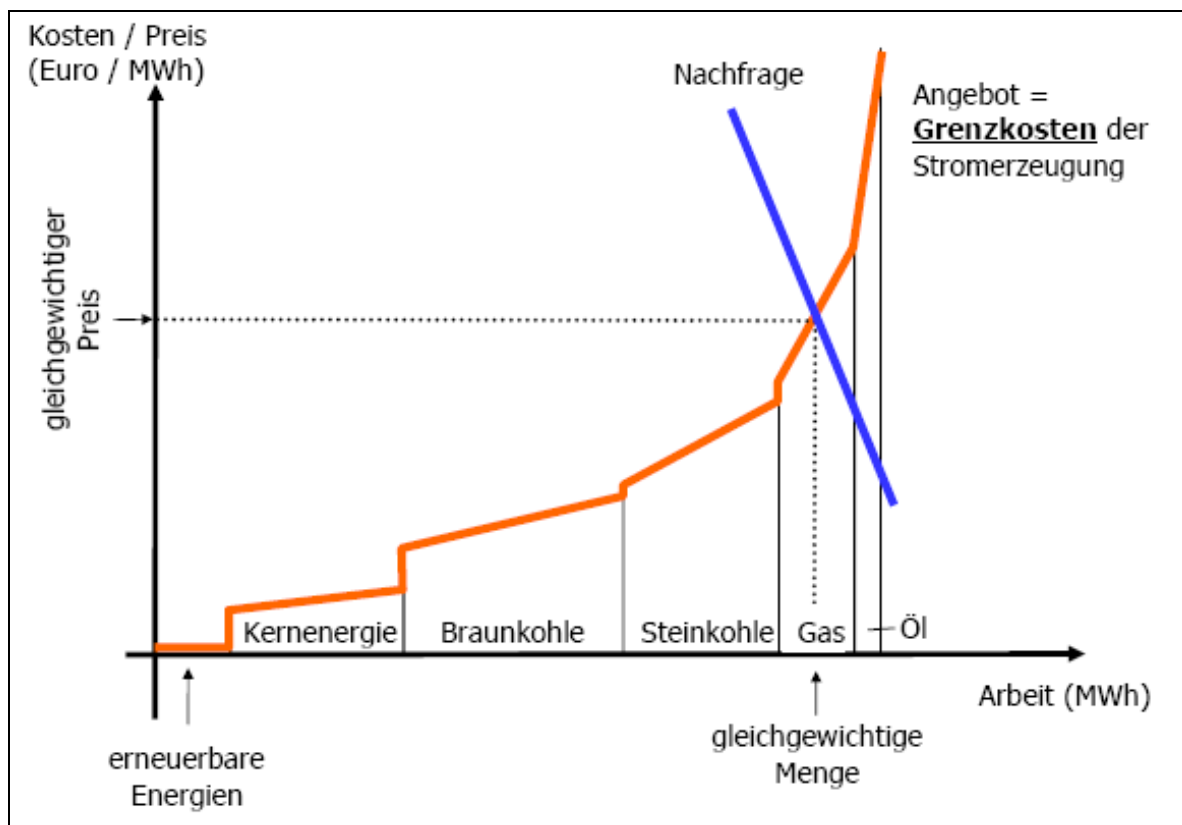
**429.** Auf börslich organisierten Strommärkten werden zur Preisfindung Kauf- und Verkaufsgebote aufsteigend bzw. absteigend sortiert. Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ergibt bei der sogenannten Einheitspreisauktion den Market Clearing Price (Abb. 8-4). Die Einheitspreisauktion ist die vorherrschende Preisregel auf Day Ahead Spotmärkten, so auch bei der European Power Exchange (EPX Spot). Ist der Spotmarkt wettbewerblich organisiert, so entsprechen die Verkaufsgebote den Grenzkosten der Strom



erzeugenden Kraftwerke und Anlagen. Die nach aufsteigender Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortierte Angebotskurve wird auch Merit Order Kurve genannt.

Abbildung 8-4

### Preisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: BODE 2008

Windenergie hat insbesondere im Offshorebereich wegen hoher Kapitalkosten hohe durchschnittliche Gesamtkosten. Dagegen tendieren ihre Grenzkosten gegen Null. Daher steht sie in der Merit Order ganz links. Strom aus Wind wird demnach immer benutzt, wenn er verfügbar ist.

Konventionelle Kraftwerke hingegen haben heute durchschnittlich niedrigere Gesamtkosten, wobei neben den Kapitalkosten vor allem Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten einen großen Anteil tragen. Die Grenzkosten sind aber deutlich höher als bei der Windenergie. Aufgrund ihrer höheren Grenzkosten kommen sie dann zum Zuge, wenn die verfügbare Strommenge aus Wasser, Wind und Sonne nicht ausreicht.

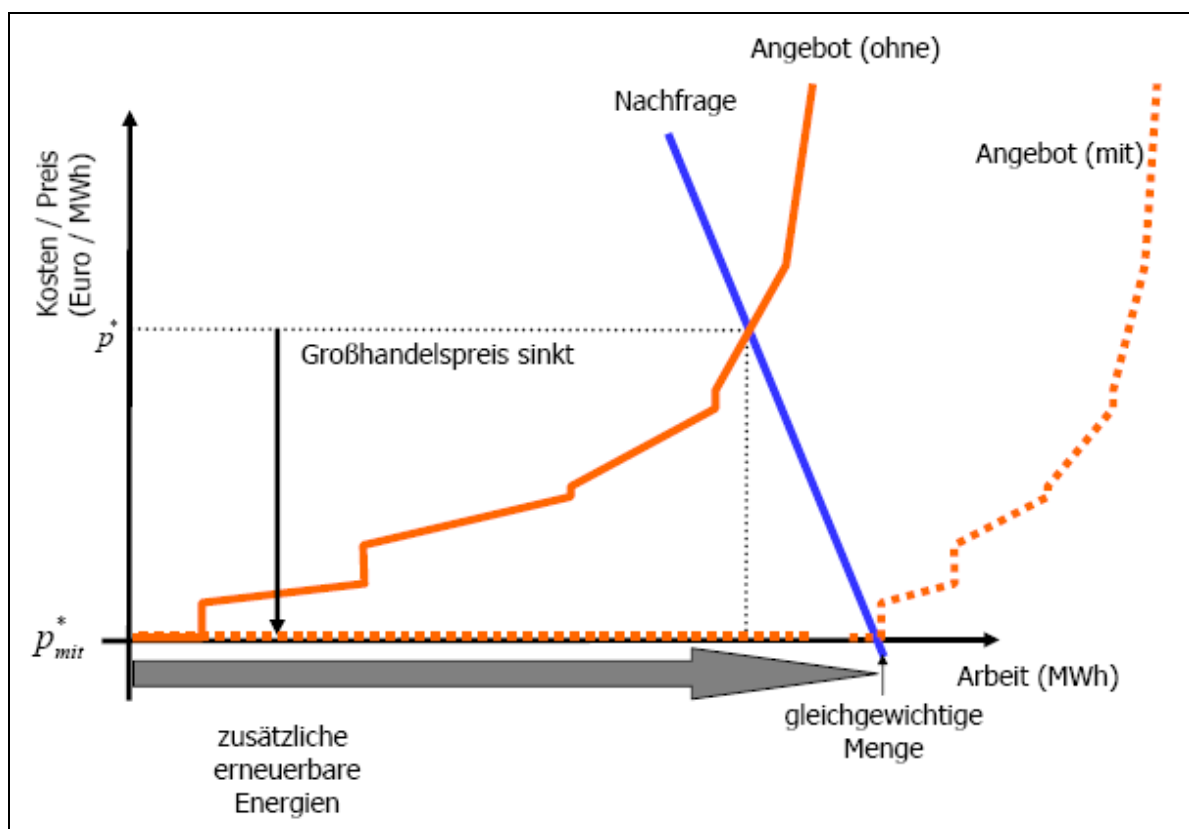
Wenn die Anteile von Windstrom klein sind, wird der gesamte von Windkraftanlagen produzierte Strom abgenommen, manchmal zu hohen, manchmal zu niedrigen Preisen. Der Emissionshandel führt in dieser Situation zu einer Verbesserung der Rentabilität der Windenergie, weil er die Grenzkosten der konventionellen Energie und damit die durchschnittliche Vergütung für Strom erhöht. Bei wachsendem Anteil von Windenergie kommt es aber dazu, dass zu bestimmten Zeiten das Angebot der erneuerbaren Energien

groß genug ist, um die gesamte Nachfrage zu decken. In diesem Fall sinkt der Strompreis auf Werte nahe Null und der Emissionshandel hat keinen Einfluss mehr auf den Preis an der Strombörse (vgl. Abb. 8-5).

**430.** Damit auch zu Zeiten eher geringer Windstromproduktion die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, müssen bei einem hohen Anteil stark fluktuierender erneuerbarer Energien im Netz relativ hohe Überkapazitäten vorhanden sein. Dann gibt es ohne weitere politische Maßnahmen und immer noch unter der Annahme fehlender Speicher positive Preise nur noch, wenn in Nordeuropa wenig Wind weht. Das würde bedeuten, dass Windkraftwerke auch dann, wenn sie insgesamt (die Überkapazitäten eingerechnet) gegenüber konventionellen Kraftwerken wettbewerbsfähig sind, ihre Vollkosten nicht decken können.

Abbildung 8-5

### Merit Order bei hoher Windstromeinspeisung



Quelle: BODE 2008

Bereits heute finden sich erste Anzeichen, dass eine solche Situation zukünftig bevorstehen könnte. Im Zeitraum von Oktober 2008 bis November 2009 herrschten in 71 Stunden sogar negative Preise an den deutschen Spotmärkten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die meisten konventionellen Kraftwerke nur schlecht regelbar sind und sie deshalb auch dann Strom produzieren, wenn dies teurer ist als ihre variablen Produktionskosten, aber billiger, als das Kraftwerk abzuschalten (für eine nähere Analyse dieser Ereignisse s. NICOLOSI 2010).

Für Windkraftanlagen ist dieses Problem (Grenzkostenpreise führen zu Kapitalunterdeckung) eine stärkere Belastung als zum Beispiel für Kohlekraftwerke. Diese können ebenfalls zu ihren Grenzkostenpreisen ihre Investitionskosten nicht decken, aber sie produzieren auch, wenn die Marktpreise hoch sind, und können dann positive Deckungsbeiträge erwirtschaften. Dagegen hat die Schwankung des Angebots an Windenergie selbst einen starken Einfluss auf den Preis. Je mehr Windenergie ins Netz gespeist wird, desto niedriger ist der Preis. Dies bedeutet, dass es beim Übergang in ein System, das hauptsächlich auf erneuerbaren Energien aufbaut, Zeiten gibt, in denen zwar neue und noch nicht abgeschriebene Grundlastkraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden können, weil sie zu häufig keine oder sogar negative Erlöse erwirtschaften, aber auch neue Windkraftwerke nicht gebaut werden, weil es nicht möglich ist, die Kapitalkosten über die Stromerlöse wieder hereinzuholen.

In dem Moment, in dem wir nicht nur eine fluktuierende Energiequelle, sondern neben dem Wind auch noch Sonnenenergie in einem großräumigen, unter Umständen über Europa hinausgehenden Verbund betrachten, verringert sich zwar das Problem des Aufbaus von Überkapazitäten, weil es möglich wird, Ausfälle an einer Stelle durch die Nutzung von Energie an anderer Stelle auszugleichen. Hier steht bei Ausbau der entsprechenden Technologien und Anlagen insgesamt ein Vielfaches der Energie zur Verfügung, die in Europa und Afrika genutzt werden kann. Gleichzeitig aber verschärfen sich die Schwierigkeiten bei der Finanzierung von Kapitalkosten. In dieser Situation produzieren praktisch alle Kraftwerke in dem Bereich, in dem die Grenzkosten unterhalb der Durchschnittskosten liegen und machen damit Verlust, wenn die Preise den Grenzkosten entsprechen. Da ihre Grenzkosten alle relativ nahe beieinander und nahe Null liegen, gibt es unter rein marktlichen Bedingungen auch keine Möglichkeit mehr, Investitionskosten über Erlöse zu decken. Wenn dies der Fall ist, bedarf es zum Aufbau und zur Erhaltung dieses Energiesystems langfristig und nicht nur im Übergang zusätzlicher Strukturen, die es ermöglichen, die Kapitalkosten zu refinanzieren.

Wenn in einem solchen Szenario so viele Anlagen zur Stromgewinnung gebaut wurden, dass ständig ein potenzieller Überschuss an Strom herrscht, dann benötigt man – technisch gesehen – keine Speicher, die den überschüssigen Strom nachfragen könnten. Es ist allerdings wahrscheinlich, dass es aufgrund hoher Kosten für den Anlagenbau zum Beispiel von Offshore-Windenergieanlagen auch einen Bedarf an Speichern gibt. Unter Umständen ist es kostengünstiger, Speicher einzurichten oder zu erhalten als zusätzliche Anlagen zu bauen, denn die Auffüllung der Speicher erfolgt wiederum mit (fast) kostenlosem Strom. Trotz praktisch unendlich zur Verfügung stehender Energiequellen kann es sein, dass ein Energiesystem aufgrund der Anlagenkosten dann am kostengünstigsten ist, wenn nicht angestrebt wird, zu jedem Zeitpunkt mit den bestehenden Anlagen den gesamten Strombedarf zu decken, sondern stattdessen Speicher einzusetzen. Dies entspricht der

Situation eines Verbundes in Nordeuropa und damit dem Szenario, welches der SRU mittelfristig für gut realisierbar und politisch am leichtesten durchsetzbar hält. Dieses setzt im Wesentlichen auf die Nutzung von Windenergie und Speichern.

Szenario 2: nur eine fluktuierende Energie, Nutzung von Speichern

**431.** Solange keine Speicher existieren, handelt es sich bei Strom um ein nicht lagerfähiges Gut. Bei diesen Gütern kann es relativ häufig zum Verschwinden von Knappheitspreisen kommen, sie haben dann einen Preis von Null. Nun ist zwar Elektrizität nicht direkt speicherbar, aber es gibt zum Beispiel in Verbindung mit Wasserkraft bzw. Druckluft Möglichkeiten, Strom in eine andere Form potenzieller Energie umzuwandeln (vgl. Abschn. 4.5.2).

Obwohl bei beiden Verfahren Energie verloren geht, lohnt sich die Speicherung einzel- und volkswirtschaftlich, da Energie zu Zeiten geringer oder fehlender Knappheiten verloren geht, während mehr Energie eingespeist werden kann, wenn die Knappheiten und damit die Preise für Strom hoch sind. Die Nutzung von Speichern entschärft nicht nur das Problem sehr niedriger Preise bei einem hohen Angebot von Windenergie, sondern sie sorgt auch dafür, dass weniger Überkapazitäten vorgehalten werden müssen und so das Gesamtsystem kostengünstiger werden kann.

Grundsätzlich erscheint es plausibel, dass Pumpspeicher und, die entsprechende technologische Weiterentwicklung vorausgesetzt, zukünftig auch adiabate Druckluftspeicher bei wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien rentabel genug sein werden, um auch unter reinen Marktanreizen gebaut zu werden. Wenn mehrere Speicheranbieter sich gegenseitig Konkurrenz machen, wird es auch dauerhaft positive Preise im Stromsektor geben, die eine Refinanzierung der Investitionskosten von Wind- und Solarstromanlagen erlauben. Zumindest für eine längere Übergangszeit gibt es dabei jedoch Probleme. Wie bereits erwähnt, nutzen sowohl Pump- als auch Druckluftspeicher besondere natürliche Gegebenheiten. Diese Nutzung unterliegt in allen europäischen Ländern einem Genehmigungsverfahren. Zudem sind die natürlichen Voraussetzungen zu ihrem Bau nicht überall gegeben. Für die Druckluftspeicher kommt in Europa vor allem Norddeutschland infrage, für Pumpspeicher benötigt man bedeutende Höhenunterschiede, wie wir sie in Österreich, der Schweiz und in Skandinavien vorfinden. Genutzt werden können diese Speicher aber nur, wenn sie auch mit hoher Leitungskapazität an das europäische Übertragungsnetz angebunden werden.

Zudem werden Speicher nur gebaut, wenn auf dem Strommarkt ein steter Wechsel zwischen Angebots- und Nachfrageüberhang mit deutlichen Preisdifferenzen auftritt. Ein solches Szenario ist bei hohen Kapazitäten fluktuierender Stromerzeugung zu erwarten. Ein dementsprechend starker Ausbau von Wind und PV erfordert seinerseits die Bereitstellung von Speicherkapazität zur Gewährleistung der Netzstabilität und zur dauerhaften

Versorgungssicherheit. All dies bedingt einen nicht unerheblichen Umbau der bestehenden Netze. Ein solcher Umbau eines gesamten Systems kann vom Markt allein nicht geleistet werden. Anders ausgedrückt: marktliche Anreize allein werden diesen Umbau auch dann nicht hervorbringen, wenn er volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Je besser der Ausbau aller notwendigen Systemkomponenten aufeinander abgestimmt ist, umso eher können marktliche Anreize wie zum Beispiel der Emissionshandel die weitere Steuerung übernehmen. Zumindest für die Übergangszeit bedarf es aber weiterer Anreize, um die notwendigen Kapazitäten überhaupt aufzubauen, die zu den „Überkapazitäten“ führen, die dann wieder Anlass geben, Speicher zu bauen und damit langfristig zu einem stabilen Stromversorgungssystem mit über die Zeit gesehen gutem Ausgleich von Nachfrage und Angebot beitragen. Aus diesen Ausführungen wird nach Ansicht des SRU sehr deutlich, dass bei einem weitgehenden Umbau der Elektrizitätsversorgung auch weitreichende Systementscheidungen getroffen werden, die ein über den Emissionshandel hinausgehendes Eingreifen des Staates erfordern.

#### **8.1.4 Zusammenfassung: Anforderungen an eine Flankierung des Emissionshandels im Stromsektor**

**432.** Es ist unbestritten, dass der Emissionshandel durch Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen die Rentabilität unterschiedlicher Stromerzeugungsalternativen nicht nur zugunsten weniger klimaschädlicher konventioneller Kraftwerke, sondern auch zugunsten der erneuerbaren Energien verbessert. In dem vom SRU geforderten Instrumentenmix bleibt er deshalb auch ein wichtiges Instrument, denn ohne ihn würden die Kosten für andere Instrumente, die für die Förderung von erneuerbaren Energien weiterhin unverzichtbar sind, deutlich steigen. Gleichzeitig fielen die positiven Anreize zur Effizienzsteigerung ebenso weg, wie die zur Erreichung internationaler Anstrengungen wichtige Emissionsobergrenze.

Dennoch ist der Einsatz zusätzlicher Instrumente gerade im Elektrizitätssektor wichtig. Bei der anstehenden Transformation des Energiesystems wird der Emissionshandel allein, selbst wenn er optimiert wird, nicht zur langfristigen Minimierung der gesellschaftlichen Kosten der Emissionsvermeidung führen können. Für diese unzureichende dynamische Effizienz des Emissionshandels gibt es verschiedene Gründe. Wichtig ist insbesondere, dass der Emissionshandel alleine eher zu inkrementellen Verbesserungen im langfristig klimaunverträglichen Kraftwerkpark beiträgt als zu grundlegenden Innovationen (Lock-in-Effekt). In der Übergangsphase wären erneuerbare Energien selbst dann nicht wettbewerbsfähig, wenn der Emissionshandel die richtigen Preissignale setzen würde. Sie werden es erst als Folge der Kostendegression durch eine breite Marktdurchdringung. Diese wird vom Emissionshandel alleine wiederum nicht hinreichend angereizt. Weiterhin ist es fraglich, ob Unternehmen bei ihren Entscheidungen heute bereits die Emissionspreise einberechnen, die notwendig wären, um die vorgegebenen Klimaschutzziele zu erreichen.

Investoren neigen aufgrund vieler Unsicherheiten über den zukünftigen Zertifikatspreis eher zu pfadabhängigen inkrementellen Verbesserungen konventioneller Kraftwerkstechnologie als zu einer grundlegenden radikalen Technologieinnovation. Neue konventionelle Kraftwerke sind in der Regel effizienter und stoßen geringere Mengen an CO<sub>2</sub> aus als alte. Das Emissionsniveau dieser Kraftwerke ist aber im Lichte der langfristigen Dekarbonisierungsziele dennoch zu hoch. Wenn dann zukünftig strenge Klimaziele ein vorzeitiges Abschalten solcher noch nicht abgeschriebener Kraftwerke erfordern, wäre damit eine unnötig kostspielige Kapitalvernichtung verbunden. Erschwerend kommen die Besonderheiten des Elektrizitätssystems hinzu. Zum einen erfordern Netzwerkeffekte in diesem stark verbundenen System eine frühzeitige Koordination von Entscheidungen über die Erzeugungstechnologie und die Infrastrukturentwicklung. Zum anderen erschweren die niedrigen grenzkostenbasierten Preise an der Strombörse eine Refinanzierung der Kapitalinvestitionen für Wind- und Solaranlagen.

Die Anforderungen an Instrumente, die zusätzlich zum Emissionshandel eingesetzt werden müssen, ergeben sich bereits aus dieser Problemdiagnose. Die Einführung von als langfristig kostengünstig eingeschätzten Alternativen zur konventionellen Stromproduktion ist darauf angewiesen, dass die Kosten durch Marktdurchdringung sinken. Solange noch keine Märkte existieren, auf denen diese Kostensenkungspotenziale realisiert werden können, ist demnach eine Förderung notwendig, wie sie zum Beispiel in Deutschland über das EEG erfolgt. Dabei sind auch die Anforderungen der Banken zur Sicherstellung von dringend benötigter Liquidität zu berücksichtigen. Dies gilt zumindest so lange, wie die Liquidität in erster Linie vom privaten Bankensystem bereitgestellt werden soll.

Auch die Problematik langlebiger Investitionen bei unvollkommener Voraussicht führt de facto zu einem Bestandsschutz für bestehende Anlagen und unterstreicht die Notwendigkeit zur speziellen Förderung fundamentaler Investitionen in der Übergangsphase. Zudem ist zumindest auf mittlerer Sicht, das heißt bis zum Aufbau entsprechender Speicherkapazitäten, die Unterstützung der Refinanzierbarkeit von Investitionen in effiziente Wind- und Solaranlagen notwendig.

Die Systemeigenschaften des Elektrizitätssektors machen stärker als in anderen Sektoren ein Handeln des Staates notwendig, der unter anderem die Grundlagen für einen aufeinander abgestimmten Ausbau von Kapazitäten, Netzen und Speichern schaffen muss. Der SRU hält es für wichtig, dass diese starke Stellung des Staates in der Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgung von der Öffentlichkeit kritisch begleitet und auf ein Minimum reduziert wird, aber aus seiner Sicht gibt es hierzu keine Alternative, wenn der Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien dekarbonisiert werden soll.

## 8.2 Ein unvollkommener Emissionshandel – Probleme der Ausgestaltung

**433.** Neben den hier aufgezeigten Grenzen auch eines ideal konzipierten Emissionshandels sieht der SRU einige Mängel bei der Ausgestaltung des Emissionshandels und sogar schwerwiegende Fehlentwicklungen, die durch die globale Wirtschaftskrise 2008 und 2009 weiter verschärft wurden. Eine Anpassung des bestehenden Systems ist erforderlich, wenn der Emissionshandel helfen soll, die Weichen für einen Übergang zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung zu stellen. Nur dann kann der Emissionshandel das Rückgrat des vom SRU geforderten Instrumentenmix bilden und im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen langfristig den Übergang zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft ermöglichen. In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Probleme des bestehenden Emissionshandelssystems erläutert, bevor dann in einem zweiten Schritt weitreichende Reformen empfohlen werden, die das System aus Sicht des SRU optimieren und eine angemessene Wirkung des Emissionshandels gewährleisten.

### 8.2.1 Emissionsziele

**434.** Die Effektivität des Emissionshandels hängt in erster Linie von der gesetzten Emissionsobergrenze ab. Der Emissionshandel wird in der Ökonomie als Mengeninstrument bezeichnet, da er Sicherheit in Bezug auf das politisch gesetzte Emissionsziel schafft. Die Reduktionsziele sollten dabei so gesetzt werden, dass sich die Wirtschaft stets auf einem Entwicklungspfad befindet, der mit dem häufig geforderten Ziel einer Anstiegsbegrenzung der globalen Durchschnittstemperatur auf 2 °C vereinbar ist (Europäischer Rat 2007; Europäische Kommission 2007; UNFCCC 2010; G8 2009; MEF 2009). Entscheidend für den Übergang zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung ist zudem, dass die Emissionsobergrenze frühzeitig Knappheitssignale bewirkt, die Unternehmen dazu bewegen, effizientere und sauberere Produktionsmethoden zu wählen. Grundsätzlich ist dafür erforderlich, dass die Menge der zugeteilten und zu versteigernden Emissionszertifikate geringer ist als die prognostizierten Emissionen (DETKEN et al. 2009). Je schärfer das Ziel festgesetzt wird, also je geringer die Menge an zugeteilten und zu versteigernden Emissionszertifikaten im Vergleich zu den prognostizierten Emissionen, desto mehr Druck entsteht auf Unternehmen, ihre Emissionen zu reduzieren.

Die derzeitigen Reduktionsziele der EU entsprechen weder einem nachhaltigen Entwicklungspfad noch sind sie stringent genug, um Unternehmen zu durchgreifenden Maßnahmen zu bewegen. Der mit der globalen Wirtschaftskrise einhergehende Einbruch der Produktion, insbesondere in der verarbeitenden und in der energieintensiven Industrie, verschärft dieses Problem noch.

Unter anderem aufgrund des schwachen Preissignals hat der Emissionshandel bisher auch nicht verhindern können, dass Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 11.508 MW gebaut

werden, die in den kommenden zwei bis drei Jahren in Betrieb genommen werden sollen (DUH 2010). Bisher ist nur bei einer dieser Anlagen (Grevenbroich-Neurath) CCS-Technik vorgesehen. Für die Anlage in Hamburg (Moorburg) wurde eine CCS-Nachrüstung angeordnet. Bei den restlichen Vorhaben sind teilweise Freiflächen für eine mögliche Nachrüstung vorhanden bzw. vorzuhalten. In anderen Fällen bleibt eine zukünftige Nutzung der CCS-Technik unklar. Zudem befinden sich noch 12 Kraftwerksprojekte mit einer Leistung von 13.620 MW in der Planung. Es ist allerdings noch abzuwarten, welche Auswirkungen die im Energiekonzept vorgesehene Laufzeitverlängerung der deutschen Atomreaktoren auf die Realisierung dieser Projekte haben wird. Die Leitstudie 2008 sagt aus, dass bei einem Emissionsreduktionsziel von 80 % lediglich ein Zubau von Kohlekraftwerken im Umfang von 9 GW Leistung vertretbar ist (NITSCH 2008). Bei ambitionierteren Minderungspfaden wären die vertretbaren Kapazitäten entsprechend noch geringer.

Unter der Annahme, dass bis 2050 keine ausreichenden Möglichkeiten zur Kohlendioxidabscheidung und -speicherung bestehen, werden diese Kraftwerke entweder zu sogenannten „gestrandeten Investitionen“, weil die Emissionszertifikatpreise mittel- bis langfristig so stark ansteigen würden, dass es nicht mehr rentabel wäre, die Kohlekraftwerke laufen zu lassen, oder die klimapolitischen Ziele könnten nicht erreicht werden.

Die Wirkung des bestehenden Emissionshandels auf langfristig wirksame Investitionen wird außerdem weiter durch ein nicht ausreichendes und politisch mit Unsicherheiten behaftetes Langzeitziel reduziert. Dem Ziel einer Emissionsreduktion von 21 % bis 2020 im Vergleich zu 2005 unterliegt ein jährlicher linearer Emissionsreduktionsfaktor von 1,74 %, der auch über das Jahr 2020 hinaus fortgesetzt wird. Die neue Emissionshandelsrichtlinie sieht vor, dass die Kommission den linearen Faktor überprüft und dem Europäischen Parlament und Rat gegebenenfalls einen neuen Vorschlag ab dem Jahr 2020 vorlegt (Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten). Würde ein Faktor von 1,74 % bis ins Jahr 2050 weitergeführt, dann würden bis 2050 Gesamtreduktionen von 73 % im Vergleich zu 2005 erreicht. Dies entspricht einer Gesamtreduktion von 79 % im Vergleich zum ursprünglichen Basisjahr 1990. Nach den Berechnungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) bedarf es bis 2050 Emissionsreduktionen von 80 bis 95 % der Industriestaaten gegenüber 1990. Der Emissionshandelssektor würde selbst die untere Zielmarke knapp verfehlen. Zu bedenken ist zudem, dass der Emissionshandel im Vergleich zu anderen Sektoren wie Verkehr und Landwirtschaft noch relativ leicht und kostengünstig zu reduzierende Klimagase erfasst. Der aktuelle Reduktionsfaktor ist damit bei Weitem unzureichend.

Es ist weiterhin zu beachten, dass das Reduktionsziel des Emissionshandels nicht nur durch Reduktionen in der EU selbst erreicht wird, sondern vor allem auch durch den Erwerb von



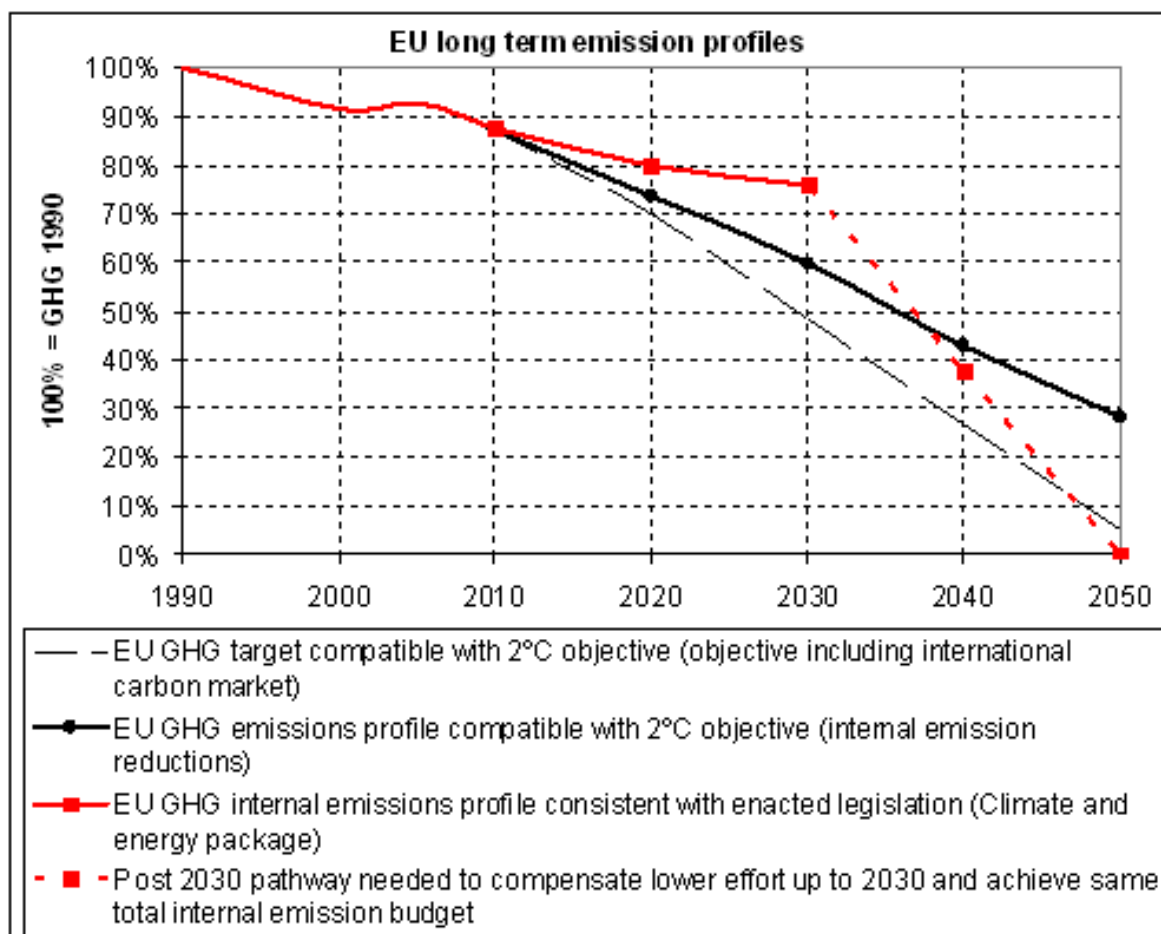
Gutschriften aus den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, die Industriestaaten kostengünstige Emissionsvermeidungen in Entwicklungs- und Schwellenländern ermöglichen. Ökonomisch erscheint dies zunächst sinnvoll, da Emissionen dort vermieden werden können, wo es am günstigsten ist. Problematisch könnten diese Regelungen jedoch insofern werden, wenn insbesondere den großen Schwellenländern die Möglichkeit genommen wird, die wirklich günstigen Vermeidungsmaßnahmen selbst durchzuführen, sobald sie sich zu möglichen Reduktionen verpflichten.

Gleichzeitig führt diese Verlagerung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen auf andere Länder dazu, dass es, wenn der Emissionshandel alleine wirksam wäre, in Deutschland selbst nicht zu einem Übergang zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Elektrizitätsversorgung käme. Hierzu wären mindestens ein schärferes innereuropäisches Ziel sowie eine Selbstbindung der Politik an langfristige Ziele notwendig. Nur so kann Unternehmen Sicherheit gegeben werden, dass klimafreundliche Investitionen in den langfristigen Kapitalstock rentabel sind.

Die Europäische Kommission hat erkannt, dass sich die EU zunehmend von einem kostenoptimalen Kurs zur Erreichung der für ein 2 °C-Ziel erforderlichen Emissionsreduktionen entfernt (Europäische Kommission 2010b, S. 6). Abbildung 8-6 verdeutlicht die Diskrepanz zwischen dem derzeitigen Entwicklungspfad gemäß des EU-Klima- und Energiepaketes – wie es 2008 beschlossen wurde – und dem von der EU-Kommission als erforderlich betrachteten, europaweiten Vermeidungspfad (Europäische Kommission 2010a, S. 41). Dieser Vermeidungspfad muss noch durch internationale Emissionsvermeidungszertifikate aufgestockt werden, um ein kumulatives EU-Vermeidungsziel zu erreichen, das mit dem 2°-Ziel vereinbar ist. Um das für 2050 angestrebte Niveau zu erreichen, müsste die EU nach 2030 deutlich aufholen, der Reduktionpfad würde dadurch steiler werden und die Gesamtkosten damit höher.

Abbildung 8-6

### Unzulänglichkeit derzeitiger Emissionsreduktionsziele



Quelle: Europäische Kommission 2010a, S. 41

Die Szenarien des SRU und die darin projizierten hohen Wachstumsraten erneuerbarer Energien sind nicht kompatibel mit einem Entwicklungspfad, der zunächst moderate und schließlich tiefer greifende Emissionsreduktionen verfolgt. Um kostengünstig eine auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung aufzubauen, sind stattdessen ambitionierte Ziele von Beginn an festzusetzen. Studien haben gezeigt, dass ein frühzeitig beginnender Emissionsreduktionspfad mit ambitionierten Zielen geringere Kosten verursacht als ein zeitlicher Aufschub der Vermeidungen in die Zukunft (STERN 2007; IEA 2009a).

## 8.2.2 Überangebot an Zertifikaten in der zweiten Handelsperiode und deren langfristige Auswirkungen

**435.** Neben den aus klimawissenschaftlicher Betrachtung nicht ausreichenden Emissionsobergrenzen existieren weitere Gründe für die geringen Knappheiten im Emissionshandel. Hierbei handelt es sich vor allem um die globale Wirtschaftskrise. Hinzu kommt die zu großzügige Vergabe von Zertifikaten an die Industrie in der zweiten

Handelsperiode, der Überschuss an Zertifikaten in der Neuanlagenreserve und das Angebot günstiger internationaler Emissionszertifikate im Rahmen des Clean Development Mechanism. Als Folge dieses Überangebotes liegt der gehandelte Marktpreis der Zertifikate derzeit um die 15 Euro, im Vergleich also deutlich unter dem im Impact Assessment der Europäischen Kommission antizipierten Preis von 32 Euro (Europäische Kommission 2008). Die Gefahren einer Überallokation von Handelszertifikaten sind aus der ersten Handelsperiode bekannt, als ein Unterbietungswettlauf (race to the bottom) bei Festlegung der nationalen Allokationspläne zu einer deutlichen Überallokation in fast allen Mitgliedstaaten führte (ELLERMAN et al. 2007). In der zweiten Handelsperiode wurde als Folge die Emissionsobergrenze verschärft. Mit der Reform der Emissionshandelsrichtlinie wurde für die dritte Handelsperiode ein EU-weites Emissionsbudget an Stelle der nationalen Allokationspläne eingeführt (Richtlinie 2009/29/EG). Dies waren sehr wichtige und richtige Schritte hin zu einem funktionsfähigen Emissionshandelssystem. Sie konnten aber eine erneute Überallokation nicht verhindern. Diese war insbesondere eine Folge der Wirtschaftskrise. Der Kommission zufolge lagen die geprüften Emissionen aus Anlagen des Emissionshandelssektors im Jahre 2009 um 11,6 % unter den Werten des Jahres 2008 (Europäische Kommission 2010b, S. 3). Das Handelssystem bewies Flexibilität und stellte sich schnell auf wechselnde wirtschaftliche Gegebenheiten ein. Grundsätzlich besteht aber – auch nach Auffassung der Europäischen Kommission – Handlungsbedarf, um die langfristige Funktionsfähigkeit des Emissionshandelssystems zu garantieren (Europäische Kommission 2010b).

Durch die Wirtschaftskrise wird ein signifikanter Anteil von Zertifikaten ungenutzt bleiben, die von den Unternehmen aufgrund der nach der ersten Handelsperiode eingeführten „Anspar“-Regeln mit in die dritte Handelsperiode übertragen werden dürfen. Eine britische NGO (Non-Governmental Organization) hat das Überangebot prognostiziert (vgl. Tab. 8-1). Dabei wird deutlich, dass selbst ohne Zertifikate aus den internationalen Projektmaßnahmen und aus der Neuanlagenreserve kaum Knappheit im Markt bestehen würde. Insgesamt wird ein Überangebot von 579 Mt erwartet. Die Europäische Kommission errechnet ähnliche Ergebnisse. Sie rechnet damit, dass Unternehmen ungefähr 5 bis 8 % (500 bis 800 Millionen) der Zertifikate aus dem Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 in die nächste Handelsperiode übertragen können (Europäische Kommission 2010b, S. 4). Während die Möglichkeit, Zertifikate in die nächste Handelsperiode zu übertragen, anders als zum Ende der ersten Handelsperiode einen drastischen Einsturz des Preises auf dem OTC-Markt für Zertifikate verhindert, so wird – ohne ein aktives Eingreifen der Politik in Form einer Verminderung dieser Zertifikate – der Preis über Jahre systemisch niedrig gehalten werden.

Tabelle 8-1

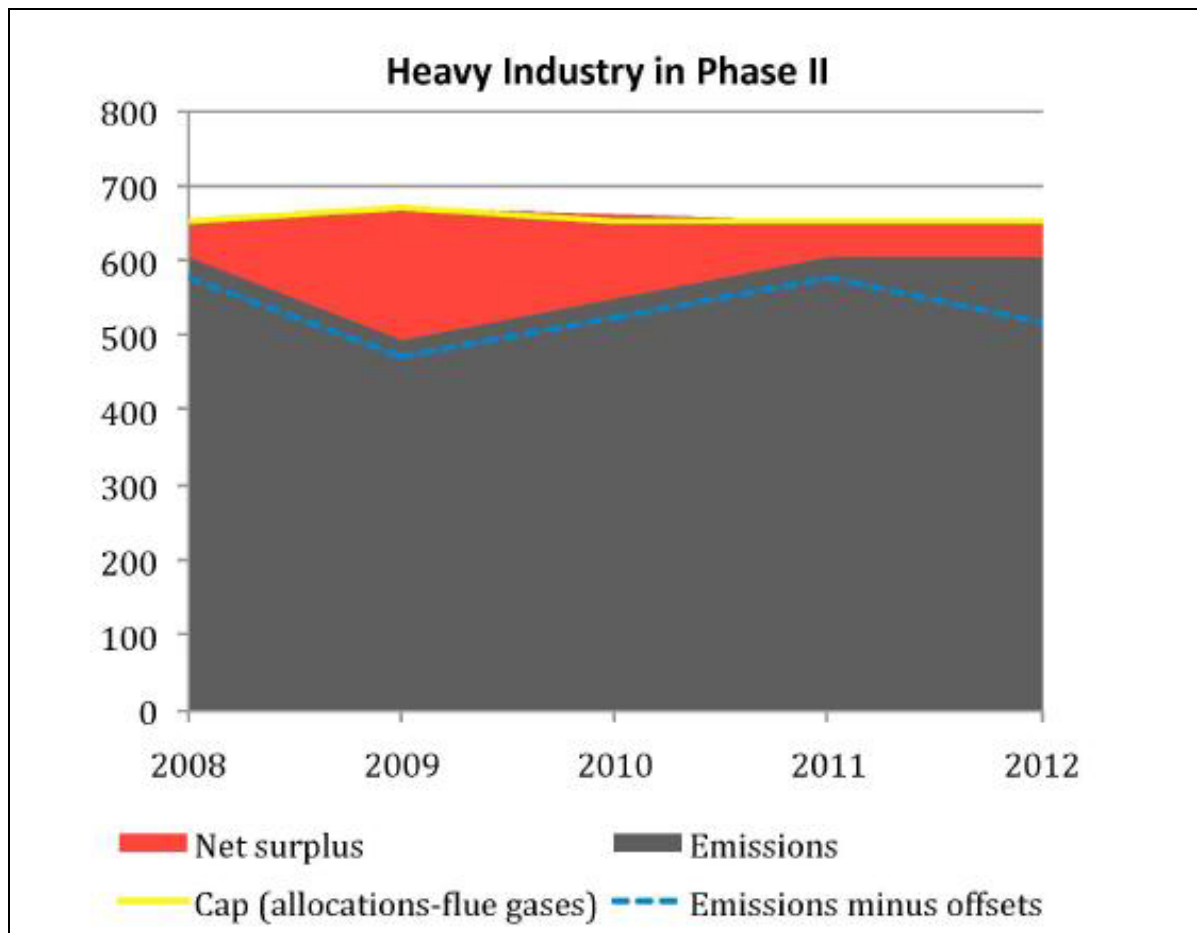
**2008-2012 prognostiziertes Überangebot (in Mt)**

	2008 Ist-Wert	2009 Ist-Wert	2010 Schätzwert	2011 Schätzwert	2012 Schätzwert	Gesamt
<b>Gesamtemissionen</b>	2.105	1.866	1.986	2.105	2.410	10.472
<b>Zugeteilte Emissionszertifikate</b>	1.944	1.952	1.948	1.943	2.153	9.942
<b>Versteigerte Emissionszertifikate</b>	44	66	66	66	66	307
<b>Internationale Zertifikate</b>	81	81	81	81	287	611
<b>Saldo ohne Einbeziehung Neuanlagenreserve</b>	-36	233	109	-15	96	387
<b>Zertifikate Neuanlagenreserve</b>						192
<b>Saldo Gesamt</b>						<b>579</b>

SRU/SG 2011-1/Tab. 8-1; Datenquelle: MORRIS und WORTHINGTON 2010

Diese Überallokation im Emissionshandelssystem ist vor allem auch auf eine beständig zu hoch angesetzte Zuteilung von Zertifikaten an die Industrie zurückzuführen (PEARSON und WORTHINGTON 2009; MORRIS und WORTHINGTON 2010). Auch wenn die Emissionsobergrenze in der zweiten Handelsperiode im Vergleich zur ersten deutlich angepasst wurde, werden Emissionsreduktionen allein vom Elektrizitätssektor gefordert, während bei der Industrie Raum für Wachstum besteht. Zur Verdeutlichung des Problems werden in Abbildung 8-7 die Emissionen der Schwerindustrie den ihr zur Verfügung stehenden Zertifikaten gegenübergestellt. Die deutliche, von Beginn der Handelsperiode an bestehende, Überallokation in diesem Sektor ist erkennbar und wird durch den Einbruch der Produktion 2008 und 2009 aufgrund der Wirtschaftskrise weiter verschärft. Dieser Überallokation an die Industrie steht eine relativ geringe Menge an Zertifikaten für den Elektrizitätssektor gegenüber. Dies reduziert die Anreize für eine Transformation hin zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung. Grund dafür ist, dass der Überschuss der Industrie an Zertifikaten zu niedrigen Preisen im Emissionshandel führt, sodass die Energieunternehmen die von ihnen benötigten Zertifikate vergleichsweise kostengünstig kaufen und sich dadurch teurere Vermeidungsoptionen an ihren eigenen Anlagen ersparen können.

Abbildung 8-7

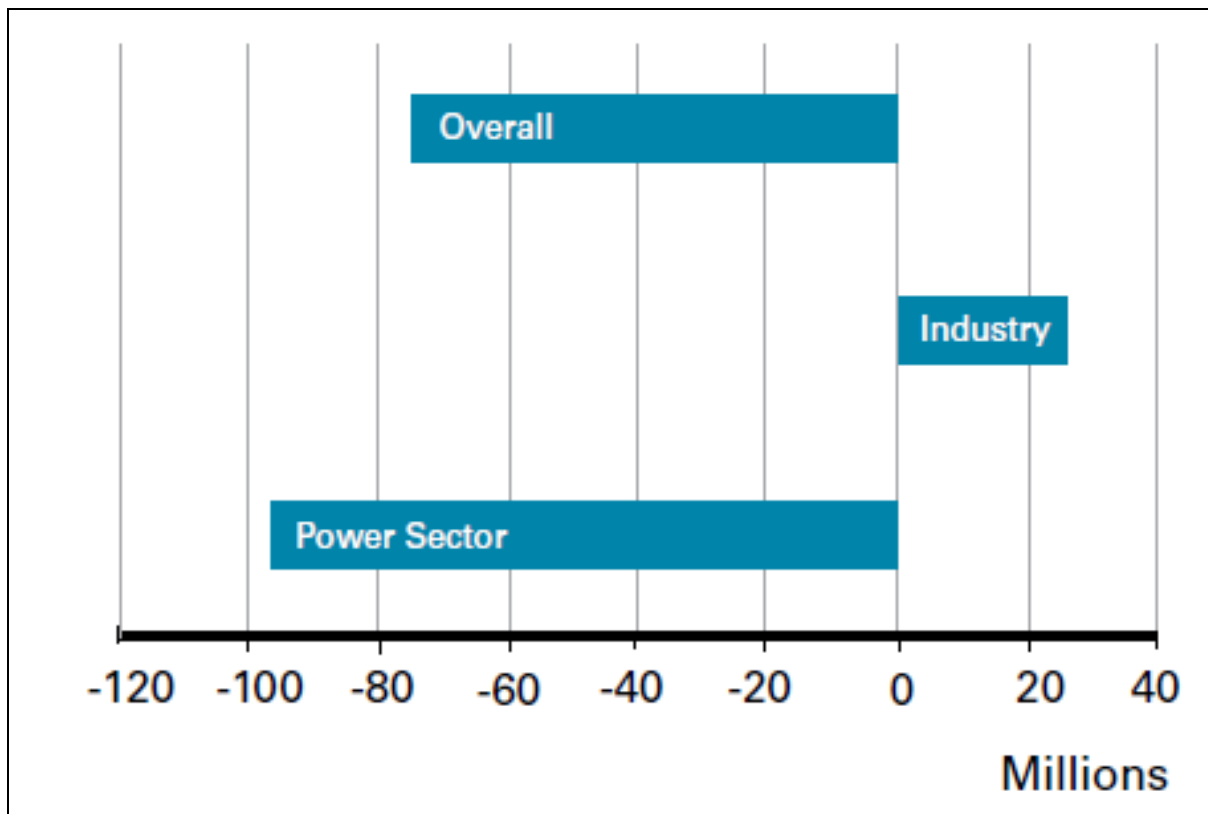
**Zuteilung von Zertifikaten und Emissionen der Schwerindustrie (in Mt)**

Quelle: MORRIS und WORTHINGTON 2010

Diese in Europa typische Zuteilung von Emissionszertifikaten ist auch in Deutschland erkennbar (Abbildung 8-8). Der Einbruch der industriellen Produktion in der Wirtschaftskrise hat diese Situation auch hier weiter verschärft (MORRIS und WORTHINGTON 2010, S. 55). Vor diesem Hintergrund verwundert es nicht, dass in einer Umfrage des KFW/ZEW-CO<sub>2</sub>-Barometers zu Determinanten von Investitionsstrategien 88 % der befragten Unternehmen angeben, CO<sub>2</sub>-Reduktionen seien nur ein Nebeneffekt der von ihnen durchgeführten oder geplanten Maßnahmen (DETKEN et al. 2009, S. 56). Nur 6 % gaben dagegen an, dass die CO<sub>2</sub>-Reduzierung der Hauptgrund für das Ergreifen einer Maßnahme gewesen sei.

Abbildung 8-8

### Verteilung der Emissionszertifikate in Deutschland (2008)(in Mt)



Quelle: PEARSON und WORTHINGTON 2009, S. 19

Neben der anfänglich zu großzügigen Allokation und der Wirtschaftskrise trägt außerdem auch ein Überschuss an Zertifikaten in der Neuanlagenreserve zu dem Überangebot bei. Die Reserve für neue Marktteilnehmer ist ein Pool von Zertifikaten, der aus 5 % der Gesamtmenge an Zertifikaten besteht. Diese werden für neue Marktteilnehmer zurückgelegt. Zudem fließen die Zertifikate von Anlagen, die geschlossen werden, in diese Reserve. Während Frankreich und Irland entschieden haben, Zertifikate nach Ablauf der Handelsperiode aus der Reserve zu löschen, wollen die meisten Mitgliedstaaten diese auktionieren oder verteilen. Die Folge wird ein weiterer Überschuss an Zertifikaten im Jahre 2012 sein, wodurch die Vermeidungspflichten 2012 leicht erfüllt werden bzw. Zertifikate für die dritte Handelsperiode zurückgehalten werden können. Die beschriebenen Probleme der Überallokation werden somit weiter verschärft.

### 8.2.3 Fehlentwicklungen aufgrund internationaler Projektmaßnahmen

**436.** Die Emissionshandelsrichtlinie (Art. 11a RL 2009/29/EG) erlaubt die Nutzung von Zertifikaten aus den internationalen Projektmaßnahmen des Kyoto-Protokolls, sogenannte zertifizierte Emissionsreduktionen (Certified Emission Reductions, CERs) im Rahmen des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism, CDM)

oder Emissionsreduktionseinheiten (Emission Reduction Units, ERU), die durch die gemeinsame Umsetzung von Klimaschutzprojekten (Joint Implementation, JI) erworben werden können. Die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls ermöglichen europäischen Unternehmen, ihre Emissionsreduktionsverpflichtungen statt durch zumeist teurere Maßnahmen an den eigenen Anlagen durch kostengünstige Vermeidungsoptionen in Schwellen- und Entwicklungsländern zu erfüllen. Die Nutzung internationaler Zertifikate setzt dabei europäische Emissionshandelszertifikate frei, die es Unternehmen erlauben, ihre Emissionen in Europa in einem geringeren Maß zu reduzieren, als sonst erforderlich wäre. Da das Erreichen eines Klimapolitikziels unabhängig vom Ort der Emissionsvermeidung ist, erscheint dies auch aus Kostengesichtspunkten zunächst sinnvoll. Eine weitere Analyse zeigt jedoch Fehlentwicklungen auf, die die Wirksamkeit des Emissionshandelssystems gefährden.

Grundsätzlich ist zunächst anzumerken, dass die Klimabilanz der internationalen Projektmaßnahmen häufig in Frage gestellt wird (SCHNEIDER 2007). Dabei wird bei vielen CDM-Projekten insbesondere an der Zusätzlichkeit der Emissionsvermeidungen gezweifelt (MICHAELOWA und PUROHIT 2007). Kritiker argumentieren, dass viele Projekte in Entwicklungs- und Schwellenländern auch ohne die Fremdfinanzierung stattgefunden hätten (SCHNEIDER 2007; WWF Deutschland 2008). Projekte, deren Zusätzlichkeit nicht gewährleistet ist, für die aber Zertifikate vergeben werden, führen letztlich zu mehr Emissionen.

Gleichzeitig führt die Anrechenbarkeit internationaler Vermeidungsmaßnahmen im europäischen Emissionshandel zu weniger Emissionsreduktionen in Europa und hemmt somit den Übergang zu einem regenerativen Zeitalter. In Verbindung mit der ohnehin mangelnden Knappheit an Zertifikaten führt der Erwerb von CERs/ERUs zu einem Überangebot an Zertifikaten und gefährdet damit auch die Transformationsanreize in der dritten Handelsperiode, sollte die Emissionsobergrenze nicht weiter verschärft werden.

Der beabsichtigte Umfang der Nutzung von ERU und CER in der zweiten Handelsperiode wurde von jedem Mitgliedstaat im Rahmen des nationalen Allokationsplanes (NAP) veröffentlicht. Jeder Mitgliedstaat legte den Prozentanteil der Zuteilung von Zertifikaten für jede einzelne Anlage fest, bis zu dem die Betreiber die internationalen Zertifikate einreichen dürfen (vgl. Richtlinie 2004/101/EG). Im Vergleich der NAP fällt auf, dass insbesondere den deutschen Betreibern mit 452,9 Mt eine verhältnismäßig große Nutzung internationaler Zertifikate ermöglicht wurde. Diese Summe entspricht 22 % aller zugeteilten Emissionszertifikate in Deutschland (LEWIS und CURIEN 2009). Deutsche Unternehmen können dadurch praktisch ihre gesamten Emissionsreduktionsverpflichtungen durch den Kauf internationaler Zertifikate erfüllen. Allein Spanien erlaubt von den größeren EU Mitgliedstaaten mit 20,6 % (160 Mt) einen ähnlich hohen Anteil CERs und ERUs in der

zweiten Handelsperiode. Frankreich bzw. Großbritannien akzeptieren hingegen mit 13,5 % (89,1 Mt) bzw. 8 % (92,3 Mt) relativ gesehen deutlich weniger internationale Zertifikate.

Allerdings haben europäische Unternehmen bisher diese weitgehenden Zugeständnisse nicht ausgeschöpft. 2008 und 2009 wurden in der EU jeweils CERs/ERUs im Wert von 81 Mt eingereicht (MORRIS und WORTHINGTON 2010, S. 19). Das derzeitig begrenzte Angebot an Zertifikaten auf dem internationalen Markt scheint einen noch größeren Zustrom verhindert zu haben. Weltweit wurden bisher 440 Millionen CERs ausgestellt (UNEP Risoe Centre 2010). Selbst die bisherige Nutzung von CERs/ERUs führt jedoch bereits zu einem Überangebot an Zertifikaten, welches für die dritte Handelsperiode angespart werden kann. Außerdem ist bis 2013 mit der Generierung weiterer internationaler Zertifikate zu rechnen, was zusammen mit der sehr hoch angesetzten Maximalbenutzung zum Ende der zweiten Handelsperiode zu einer weiteren problematischen Zunahme des Überangebots führen wird. Da Unternehmen befürchten müssen, dass die EU die Regeln für die Nutzung dieser Zertifikate zu Beginn der dritten Handelsperiode verschärft (vgl. Richtlinie 2009/29/EG), haben diese einen Anreiz neu angebotene CERs/ERUs noch vor 2013 zu erwerben, was die Menge an verfügbaren europäischen Emissionshandelszertifikaten in der dritten Handelsperiode erhöht. Der Status Quo der bestehenden Energiestrukturen in Europa wird daher durch das CDM und JI mittelfristig gefördert.

#### **8.2.4 Zusammenfassung und Reformvorschläge für einen effektiven Emissionshandel**

**437.** Insgesamt leidet der Emissionshandel der EU unter verschiedenen Unzulänglichkeiten. Insbesondere sind zu viele Zertifikate im System, um die langfristigen Emissionsreduktionsziele der EU auf einem kostengünstigen Pfad erreichen zu können. Wirkliche Knappheitspreise, die die Wirtschaftlichkeit klimafreundlicher und regenerativer Energieträger stärken, wurden dadurch verhindert. Aufgrund der Möglichkeit, Emissionszertifikate für die Zukunft anzusparen, droht auch die dritte Handelsperiode keinen Beitrag zum erforderlichen Umsteuern zu leisten. Verantwortlich dafür sind die nicht ausreichend ambitionierte Emissionsobergrenze sowie die fortbestehende Überallokation an den industriellen Sektor. Die Wirtschaftskrise in Verbindung mit dem bestehenden Überschuss an zusätzlichen Zertifikaten aus der Neuanlagenreserve und den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls verschärft die Situation. Außerdem verhindert ein hoher Anteil von CERs und ERUs an der Zertifikatgesamtmenge, dass in der EU die notwendigen Schritte eingeleitet werden, um eine Transformation der Energiewirtschaft herbeizuführen.

**438.** Der Emissionshandel ist das zentrale klimapolitische Instrument der EU. Durch eine Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen steigert das System tendenziell die Rentabilität klimafreundlicherer Produktionsmethoden. Eine wenig ambitionierte und in manchen Bereichen unzureichende Ausgestaltung des Emissionshandels hat bisher jedoch dazu



geführt, dass das Instrument seine Potenziale noch nicht ausschöpfen konnte. Der SRU macht deshalb die nachfolgenden Vorschläge für eine Reform des Emissionshandels.

Europäisches Klimaschutzziel verschärfen:

mindestens 30 % Reduzierung bis 2020

**439.** Die Analyse hat bestätigt, dass die Obergrenze des europäischen Handelssystems (wie auch das gesamtwirtschaftliche Reduktionsziel für Treibhausgasemissionen von 20 % gegenüber 1990) nicht ausreichend ist. Sie entspricht nicht dem Zielwert, der für notwendig erachtet wird, damit die europäische Wirtschaft bereits heute einen langfristig nachhaltigen Entwicklungspfad einschlägt. Der SRU fordert daher einen Beschluss zur unilateralen Reduktion von mindestens 30 % beziehungsweise zur multilateralen Reduktion von mindestens 40 % gegenüber 2005 (SRU 2008, S. 105). Statt des linearen jährlichen Reduktionsfaktors von 1,74 %, sollte daher mindestens ein Faktor von 2,5 % in der dritten Handelsperiode festgeschrieben werden, was einem Emissionsreduktionsziel von 30 % gegenüber 2005 entsprechen würde.

Die Kosten des Energie- und Klimapaketes der EU werden aufgrund der geringeren Emissionen in den letzten zwei Jahren nur noch auf 48 Mrd. Euro pro Jahr in 2020 (0,32 % des BIP in 2020) anstelle der Anfang 2008 geschätzten 70 Mrd. Euro berechnet (Europäische Kommission 2010b, S. 3). Neben dem Einbruch der Wirtschaft haben auch ein höherer Ölpreis und die Möglichkeit, Emissionszertifikate anzusparen, einen senkenden Effekt auf die Kosten. Die zusätzlichen Kosten, die entstehen, wenn das Emissionsziel auf 30 % erhöht wird, werden von der Europäischen Kommission (2010b, S. 9) auf 33 Mrd. Euro im Jahr 2020 geschätzt (0,2 % des BIP in 2020). Die Gesamtkosten des europäischen Energie- und Klimapaketes würden durch die Verschärfung des Klimaziels somit 81 Mrd. Euro betragen. Dies würde für die gesamte EU bis 2020 nur 11 Mrd. Euro mehr bedeuten im Vergleich zu den ursprünglichen Berechnungen von 70 Mrd. Euro für das Paket mit dem niedrigeren Emissionsziel (Europäische Kommission ebd.). Auch wenn diese Kosten unter der Annahme berechnet wurden, dass 50 % der zusätzlich zu erreichenden Emissionsreduktionen durch Zertifikate von internationalen Projektmaßnahmen erreicht werden – ein aus Sicht des SRU deutlich zu hoher Anteil – so zeigen die Berechnungen aber, dass ein ambitionierteres Klimaziel durch verhältnismäßig moderate zusätzliche Kosten erreicht werden kann.

Ein ambitioniertes, langfristiges Emissionsziel  
für den Emissionshandelssektor

**440.** Die EU muss ihre Klimapolitik an einer langfristigen Zielperspektive ausrichten, die im Einklang mit den für das 2°C-Ziel erforderlichen Reduktionen der Treibhausgasemissionen steht (vgl. dazu Abschn. 6.2.2.1). Dem Emissionshandelssektor fällt dabei aufgrund der im

Vergleich zu anderen Sektoren verhältnismäßig kostengünstigen Vermeidungsoptionen eine besonders wichtige Rolle zu. Auch wenn die 2009 in Kraft getretene Revision der Emissionshandelsrichtlinie so zu verstehen ist, dass der lineare Emissionsreduktionsfaktor über das Jahr 2020 hinaus weitergeführt werden wird und somit für die vom Handel betroffenen Unternehmen praktisch ein langfristiges Emissionsziel besteht, zeigen Hochrechnungen bis 2050, dass dieses Ziel nicht den von der Klimawissenschaft vorgeschlagenen Reduktionsverpflichtungen entspricht. Der Markt spiegelt demnach nicht diejenigen Knappheitssignale wider, die langfristig erforderlich sind. Daraus resultiert die Gefahr, dass das Preissignal unzureichende Anreize für die in den Handel einbezogenen Unternehmen schafft. Dies wiederum kann dazu führen, dass Entscheidungen getroffen werden, die sich bei ambitionierten Zielen langfristig als nicht wirtschaftlich herausstellen. Um zu gewährleisten, dass der EU-Emissionshandelssektor sich auf einem kosteneffizienten Emissionsvermeidungspfad bewegt, sollte das Emissionshandelssystem in Anbetracht der langfristig zu erbringenden Treibhausgasemissionsreduktionen revidiert werden. Weil Emissionsminderungen in Sektoren wie der Landwirtschaft schwieriger zu erreichen sind (vgl. Tz. 319), kann das gesamtwirtschaftliche Emissionsreduktionsziel von 80 bis 95 % bis 2050 wahrscheinlich nur erreicht werden, wenn der Stromsektor vollständig dekarbonisiert wird. Daraus folgt, dass sich das Emissionsziel für den Handelssektor am oberen Rand des gesamtwirtschaftlich empfohlenen Zielbereiches von 80 bis 95 % orientieren sollte.

#### Maßnahmen gegen Überangebot von Zertifikaten

**441.** Die beständig zu hoch angesetzte Zuteilung von Zertifikaten an die Industrie muss beendet werden. Die Entscheidung, dass in der dritten Handelsperiode die kostenfrei zu verteilenden Zertifikate nicht mehr nach dem „Grandfathering“-Prinzip, also der Orientierung an historischen Emissionen einer Anlage, sondern nach der besten verfügbaren Technologie anhand von ex-ante-Benchmarks verteilt werden, ist dabei eine positive Entwicklung und kann unter der Voraussetzung, dass die Benchmarks strikt festgesetzt werden, zu mehr Knappheit im System führen.

Während dies in der dritten Handelsperiode (2013 bis 2020) die Gefahren weiterer Überallokationen mindern kann, droht aber ein Überschuss an Zertifikaten in der zweiten Handelsperiode (2008 bis 2012), der die Wirkung des Emissionshandels ab 2013 stark beeinträchtigen würde. Zudem hat sich an der Möglichkeit, einen großen Anteil der Emissionsreduktionspflichten durch internationale Zertifikate zu erfüllen, bisher nicht viel verändert. Der SRU sieht daher weiteren (kurzfristigen) Interventionsbedarf. Folgende Möglichkeit steht dazu zur Verfügung: Übrig gebliebene Zertifikate aus der Neuanlagenreserve sollten nicht wie geplant verteilt oder versteigert, sondern am Ende der zweiten Handelsperiode aufgelöst werden (House of Commons Environmental Audit Committee 2010, S. 15; PEARSON und WORTHINGTON 2009, S. 17). Irland und Frankreich haben sich bereits zu diesem Schritt entschlossen. Durch eine ähnliche

Entscheidung der größten Wirtschaftsnation Europas könnte die Bundesregierung eine beachtliche Menge an überschüssigen Zertifikaten aus dem System nehmen und eine klare Botschaft an die restlichen Mitgliedstaaten senden.

#### Quantitative und qualitative Begrenzung internationaler Zertifikate

**442.** Der SRU sieht dringenden Handlungsbedarf beim Gebrauch von internationalen Zertifikaten aus den Projektmaßnahmen des CDM und JI. Die erlaubte Menge an Zertifikaten aus internationalen Projekten in der zweiten Handelsperiode trägt maßgeblich zu dem nun vorhandenen Überschuss an Zertifikaten bei. Da die Revision der Emissionshandelsrichtlinie die Nutzung dieser Zertifikate für Verpflichtungen von EU-Anlagen auch in Zukunft nur bedingt regelt, wird auch weiterhin mit Fehlentwicklungen zu rechnen sein. Zwar ist es ökonomisch durchaus sinnvoll, dass Emissionen dort vermieden werden, wo dies global am kostengünstigsten ist, also ein gewisser Anteil der Emissionsverpflichtungen durch ERU und CER-Gutschriften erbracht wird. Die geringen Emissionsvermeidungen innerhalb der EU führen aber dazu, dass sich die EU-Mitgliedstaaten vom langfristig kosteneffizienten Emissionsreduktionspfad wegbewegen. Außerdem verringern die von der EU in nicht EU-Ländern durchgeführten Reduktionsmaßnahmen die Möglichkeit dieser Länder, ihren unter einem möglichen Kyoto-Nachfolgeregime zu erwartenden Verpflichtungen kostengünstig nachzukommen, wenn Industrienationen die billigsten Vermeidungsoptionen bereits ausgeschöpft haben.

Überdies ist auch die Qualität der Gutschriften aus CDM- und JI-Projekten weiterhin fragwürdig. Eine mögliche quantitative Begrenzung könnte daher zum Beispiel durch striktere qualitative Kriterien erreicht werden. Auch ist zu überlegen, ob längerfristig weniger die Schwellenländer wie beispielsweise China und Indien, sondern eher ärmere Entwicklungsländer von den Projektmaßnahmen profitieren sollen (Europäische Kommission 2009b).

#### Hybridisierung des Emissionshandels durch einen Mindestpreis

**443.** Eine mangelnde Ausgestaltung des Emissionshandels spiegelt sich meist in einem niedrigen Marktpreis für Zertifikate wider. Es kann auch passieren, dass aufgrund unvorhergesehener Ereignisse wie der Wirtschaftskrise 2008 und 2009 die gewollten Knappheitspreise und damit Anreize für ein bestimmtes Verhalten nicht eintreten. Während es Priorität genießen sollte, gewisse systemische Fehlentwicklungen in der Ausgestaltung (z. B. unzureichende Emissionsziele oder eine Überallokation von Zertifikaten für die Industrie) zukünftig durch eine Reform des Emissionshandels zu verhindern, so wäre dennoch ein Mindestpreis für Zertifikate überlegenswert. Hierdurch könnten unerwartete Probleme abgemildert und ein erforderliches Mindestmaß an Sicherheit für Investoren garantiert werden. Forderungen nach einem Mindestpreis häufen sich (HELM 2008; WOOD

und JOTZO 2010; BURTRAW et al. 2009; HEPBURN 2006; GRUBB und NEUHOFF 2006). Es sollte ein Preis gewählt werden, der sicherstellt, dass zumindest ein Energieträgerwechsel von grundlastorientierter Kohle zum flexibleren Gas angereizt wird.

Ein Mindestpreis würde dem Emissionshandel gewisse Charakteristika einer Steuer verleihen, ohne ihn zu einer Steuer umzufunktionieren und ohne ihm dabei seine positiven Eigenschaften zu nehmen. Eine solche Hybridisierung des Emissionshandels wird derzeit vermehrt als die effektivste Ausgestaltung angesehen (ALDY et al. 2008; EKINS 2009; NORDHAUS 2007). Entscheidend ist, dass durch die verbleibende Möglichkeit von Preissteigerungen für Zertifikate die wichtigste Eigenschaft des Emissionshandels – die Einhaltung einer kontrollierbaren Obergrenze – nicht gefährdet ist, aber mit den Vorteilen eines Mindestpreises versehen wird.

In der dritten Handelsperiode könnte ein Mindestpreis relativ unkompliziert in den geplanten Auktionen eingeführt werden (House of Commons Environmental Audit Committee 2010; GRUBB 2004). Damit der Mindestpreis der Auktionen sich auch als ein Mindestpreis im gesamten Emissionshandel etablieren kann, muss die Menge an zu versteigernden Zertifikaten hoch genug sein. Aufgrund der Entscheidung, Auktionen außerhalb des Elektrizitätssektors nur sehr langsam einzuführen (die kostenlose Zuteilung wird bis 2020 schrittweise auf 30 % gesenkt, mit Ausnahmen für die von „Leakage“ bedrohten Industrien), könnte es womöglich lange dauern, bis sich ein fester Mindestpreis einstellen würde. Ab welcher auktionierten Menge sich ein Mindestpreis durchsetzen würde, müsste daher näher untersucht werden. Wenn erforderlich und gewünscht, könnten Mitgliedstaaten auch direkt eingreifen und Emissionshandelszertifikate zurückhalten. Bei einer kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten würde dies jedoch zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der EU führen, sodass eine Anpassung der Emissionsziele auf EU-Ebene die bessere Lösung wäre.

### **8.3 Ergänzende ordnungs- und planungsrechtliche Instrumentierung zur Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen**

**444.** Der Emissionshandel konnte bisher nicht verhindern, dass in neue Kraftwerke investiert wird, die klimaschädlich und ökonomisch-technisch nicht für einen sehr variablen Lastausgleich geeignet sind. Die Gründe dafür liegen vor allem bei Mängeln im derzeitigen Emissionshandelssystem, die ein schwaches Preissignal zur Folge haben. Dadurch wird nur bedingt ein Energieträgerwechsel von Kohle zu Gas oder zu erneuerbaren Energien bewirkt (Tz. 434). Selbst bei einer Behebung bestehender Mängel im Emissionshandelssystem (Kap. 8.2) ist unklar, ob langfristig klimaschädliche Investitionen allein durch den Markt verhindert werden können. Unternehmen richten ihre Investitionsentscheidungen nicht nach vorgegebenen Klimaschutzzielen, sondern nach ihren Einschätzungen über die Entwicklung des Emissionspreises. Ob Unternehmen dafür solche Emissionspreise einrechnen, die

letztendlich notwendig werden, um vorgegebene Klimaschutzziele zu erreichen, ist durchaus fraglich (Tz. 422 - 423).

Das Resultat dieses Investitionsverhaltens privater Unternehmen könnte der Neubau bzw. der Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken sein, die unter Umständen sogar noch über das Jahr 2050 hinaus in Betrieb sein werden. Da davon auszugehen ist, dass es in Deutschland mittelfristig keine ausreichenden Möglichkeiten der Kohlendioxidabscheidung und -speicherung geben wird (SRU 2009, S. 8), besteht die Gefahr, dass Deutschland sich auf einen Entwicklungspfad begibt, der mit langfristig ambitionierten Klimaschutzzielen nicht vereinbar ist.

Um einer solchen Entwicklung entgegenzuwirken und langfristig den Transformationspfad offen zu halten, könnte es daher erforderlich sein, neben dem Emissionshandel und Förderinstrumenten für erneuerbare Energien auch ergänzende ordnungsrechtliche Ansätze zu verfolgen (für ein Kombinationsmodell aus Anlagenrecht und Emissionshandel aus juristischer Perspektive KOCH/WIENEKE in: RENGELING 2001, S. 99, 119). Diese Einschätzung wird beispielsweise auch vom Umweltbundesamt geteilt. Nach dessen Auffassung muss die Bundesregierung weitere ordnungsrechtliche Instrumente, zum Beispiel Grenzwerte, zur Minderung der Treibhausgasemissionen des fossilen Kraftwerkparks in Betracht ziehen, falls abzusehen ist, dass die Signale des Emissionshandels nicht ausreichen, um die Umgestaltung des deutschen Kraftwerkparks im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung zu gewährleisten (UBA 2009, S. 71).

Dabei wird eine solche Flankierung vor allem dann in Betracht gezogen werden müssen, wenn sich die europäischen Mitgliedstaaten nicht auf eine angemessene Reform des Emissionshandelssystems einigen und die anspruchsvollen deutschen Ziele nicht erreicht werden können. Nachfolgend soll daher geprüft werden, welche ordnungsrechtlichen Möglichkeiten bestünden, um die Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen.

### **8.3.1 Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)**

**445.** Ein Ansatzpunkt, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor durch ordnungsrechtliche Regelungen zu senken und den drohenden Lock-in zu vermeiden, bestünde darin, die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen an Kraftwerke im geltenden Recht zu ändern. Dazu könnten beispielsweise Grenzwerte für CO<sub>2</sub>-Emissionen von Anlagen zur Erzeugung von Strom eingeführt werden, die so ausgestaltet sind, dass neue Kraftwerke zukünftig aufgrund ihrer vergleichsweise hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht mehr oder nur noch eingeschränkt genehmigungsfähig wären.

Anlagen zur Erzeugung von Strom unterliegen den Anforderungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG), wenn sie zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen

im Sinne der 4. Verordnung zur Durchführung des BImSchG (4. BImSchV) zählen. Dies trifft für alle Anlagen zur Erzeugung von Strom durch den Einsatz von Brennstoffen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 1 MW zu, ab 50 MW ist dabei ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich (vgl. Anhang Nr. 1.1 und 1.2 zur 4. BImSchV). Für diese Anlagen könnte im BImSchG ein CO<sub>2</sub>-Emissionshöchstwert festgesetzt werden. Die Genehmigung von neuen Kraftwerken wäre dann zu versagen, wenn der Grenzwert überschritten wird. Diskutiert werden darüber hinaus weitere Fragen: die gesetzliche Festsetzung von Mindestwirkungsgraden für Anlagen (DUH 2008), die Frage, ob Kohlekraftwerke bereits jetzt aufgrund der von ihnen hervorgerufenen Quecksilberbelastungen von Gewässern nicht mehr genehmigungsfähig sein könnten (KÖCK und MÖCKEL 2010; EKHARDT und STEFFENHAGEN 2010; a. A. REINHARDT 2010) sowie die konkrete Bedeutung des Klimaschutzes bei der Genehmigung von Kohlekraftwerken (VERHEYEN 2010). Diesen Ansätzen soll hier nicht weiter nachgegangen werden.

Gegenwärtig ist die Festsetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionshöchstwerten im Rahmen einer BImSchG-Genehmigung ausdrücklich ausgeschlossen. § 5 Abs. 1 S. 2, 3 und 4 BImSchG lauten:

- Zur Erfüllung der Vorsorgepflicht nach Satz 1 Nr. 2 sind bei genehmigungsbedürftigen Anlagen, die dem Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes unterliegen, die Anforderungen der §§ 5 und 6 Abs. 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes einzuhalten. Bei diesen Anlagen sind Anforderungen zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen nur zulässig, um zur Erfüllung der Pflichten nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 sicherzustellen, dass im Einwirkungsbereich der Anlage keine schädlichen Umwelteinwirkungen entstehen. Bei diesen Anlagen dürfen zur Erfüllung der Pflicht zur effizienten Verwendung von Energie in Bezug auf die Emissionen von Kohlendioxid, die auf Verbrennungs- oder anderen Prozessen der Anlage beruhen, keine Anforderungen gestellt werden, die über die Pflichten hinausgehen, welche das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz begründet.

Dieser Vorschrift zufolge sind zusätzliche Anforderungen an Treibhausgasemissionen ebenso wie andere Anforderungen zur Erfüllung der Pflicht zur effizienten Verwendung von Energie unzulässig. Etwas anderes würde nur dann gelten, wenn verhindert werden soll, dass im Einwirkungsbereich der Anlage schädliche Umwelteinwirkungen entstehen. Dies trifft jedoch auf CO<sub>2</sub> nicht zu, denn die Begrenzung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes soll globale Folgen verhindern, nicht dagegen lokale Auswirkungen, die vor Ort im Einwirkungsbereich der Anlage entstehen. WOLF (2010, S. 248) spricht im Hinblick auf § 5 Abs. 1 BImSchG von der „hermetischen Abschottung gegenüber alternativen Steuerungskonzepten“.

De lege lata wären solche ordnungsrechtlichen Anforderungen daher unzulässig, allerdings könnte das BImSchG entsprechend geändert werden. Problematisch ist insofern, dass die

Vorschrift des § 5 Abs. 1 BImSchG auf Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 der Richtlinie 2008/1/EG des Rates vom 15. Januar 2008 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-RL) beruht. Es ist also zu prüfen, ob eine entsprechende Änderung europarechtswidrig sein könnte.

### **8.3.1.1 Europarechtliche Zulässigkeit**

**446.** Nachfolgend soll zunächst geprüft werden, ob der nationale Gesetzgeber durch Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 der IVU-RL daran gehindert ist, im Rahmen der Anlagengenehmigung die Einhaltung von CO<sub>2</sub>-Grenzwerten zu verlangen. Falls diese Frage zu bejahen ist, soll sodann untersucht werden, ob trotz der entgegenstehenden Bestimmung in der IVU-RL die Einführung von national geltenden CO<sub>2</sub>-Grenzwerten für Anlagen zur Stromerzeugung zulässig wäre. Dies könnte nach Artikel 193 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) der Fall sein, wenn die nationalen CO<sub>2</sub>-Grenzwerte eine Maßnahme zum strengeren Schutz der Umwelt darstellen (sog. Schutzverstärkung). Soweit die Prüfung ergibt, dass strengere Anforderungen an Anlagen national nach Artikel 193 AEUV zulässig sind, ist allerdings anschließend zu klären, ob nationale CO<sub>2</sub>-Grenzwerte mit dem Emissionshandel konfliktieren. Abschließend soll kurz der Stand der Diskussion über die Einführung europaweiter CO<sub>2</sub>-Grenzwerte im Rahmen der Novellierung der IVU-RL zur Richtlinie über Industrieemissionen (IED-RL) skizziert werden.

Unzulässigkeit nationaler CO<sub>2</sub>-Grenzwerte  
wegen Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 der IVU-Richtlinie?

**447.** Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 der IVU-RL regelt, dass eine nach dieser Richtlinie zu erteilende nationale Anlagengenehmigung grundsätzlich keine Emissionsgrenzwerte für Gase enthalten soll, die der Emissionshandelsrichtlinie unterfallen. Er wurde 2003 durch Artikel 26 der Emissionshandelsrichtlinie in die damalige Fassung der IVU-RL eingefügt, um das reibungslose Zusammenspiel des Emissionshandels mit der IVU-RL zu gewährleisten.

Er lautet:

- Sind Treibhausgasemissionen einer Anlage in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft in Zusammenhang mit einer in dieser Anlage durchgeführten Tätigkeit aufgeführt, so enthält die Genehmigung keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen dieses Gases, es sei denn, dies ist erforderlich, um sicherzustellen, dass keine erhebliche lokale Umweltverschmutzung bewirkt wird.

Fraglich ist zunächst, ob aus Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 IVU-RL folgt, dass Mitgliedstaaten daran gehindert sind, nationale CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte einzuführen. WYATT und MACRORY (2010, S. 3 f.) vertreten die Auffassung, dass diese Bestimmung lediglich regelt,

dass die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der IVU-RL nicht verpflichtet sind, CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte in Genehmigungen vorzusehen, wenn eine Anlage unter das Emissionshandelsregime fällt. Sie meinen allerdings, dass Mitgliedstaaten dann eine Festsetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten für eben diese Anlagen erlaubt ist, wenn sie dies nicht in Umsetzung der IVU-RL tun. Diese Auslegung stützt sich auf Artikel 9 Abs. 7 der IVU-RL, der lautet: „Die Genehmigung kann andere spezielle Auflagen für die Zwecke dieser Richtlinie enthalten, die die Mitgliedstaaten oder die zuständige Behörde als zweckmäßig erachten.“ Die Auslegung erscheint allerdings deshalb nicht überzeugend, weil sie den Sinn der Regelung außer Acht lässt.

Grenzwerte für CO<sub>2</sub>-Emissionen – egal ob sie in einer Genehmigung auf der Grundlage der IVU-RL oder einer parallelen Genehmigung ergehen – haben tatsächlich Auswirkungen auf den Emissionshandel (s. unten Tz. 450). Diese Auswirkungen sollten durch den im Rahmen der Einführung des Emissionshandels in die IVU-RL eingefügten Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 begrenzt werden. Dies ergibt sich auch aus der Begründung des Vorschlags für die Emissionshandelsrichtlinie, in der es heißt:

- Um das reibungslose Zusammenspiel des Emissionshandels mit der IVU-Richtlinie zu gewährleisten ist eine Änderung der IVU-Richtlinie erforderlich. In dieser Änderung würde deutlich gemacht, dass für Schadstoffe einer Anlage, die unter diese Richtlinie fallen, nur dann im Rahmen der IVU-Richtlinie Emissionsgrenzwerte für die direkten Emissionen dieser Gase durch die Anlage festgesetzt werden, wenn sie erhebliche lokale Auswirkungen haben (Europäische Kommission 2001, S. 10).

Daher muss Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 IVU-RL so gelesen werden, dass er tatsächlich die Mitgliedstaaten daran hindern will, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Anlagen, die dem Emissionshandel unterfallen, anders als über eben diesen zu beschränken.

**448.** Trotz Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 IVU-RL könnten die Mitgliedstaaten allerdings berechtigt sein, CO<sub>2</sub>-Grenzwerte auch für Anlagen einzuführen, die dem Emissionshandel unterfallen, wenn Artikel 9 IVU-RL im Widerspruch zu Artikel 193 AEUV (ex-Artikel 176 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, EGV) steht. Artikel 193 AEUV erlaubt es den Mitgliedstaaten über die Umweltauflagen hinauszugehen, die von der EU auf der Grundlage des Artikels 192 (ex-Artikel 175 EGV) getroffen werden.

Daraus wird gefolgert, Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 IVU-RL als sekundärrechtliche Regelung könne die Mitgliedstaaten nicht daran hindern, strengere Grenzwerte festzulegen (EPINEY 2010, S. 242). Grundsätzlich entfaltet das Gemeinschaftsrecht zwar aufgrund seines Vorrangs eine Sperrwirkung gegenüber abweichendem nationalem Recht. Anders ist es aber im Fall einer Schutzverstärkung im Umweltbereich. Hier erlaubt Artikel 193 AEUV (ex-Artikel 176 EGV), dass die Mitgliedstaaten strengere Regelungen treffen.



CO<sub>2</sub>-Grenzwerte als Schutzverstärkung nach Artikel 193 AEUV zulässig?

**449.** Artikel 193 AEUV lautet:

- „Die Schutzmaßnahmen, die aufgrund des Artikels 192 getroffen werden, hindern die einzelnen Mitgliedstaaten nicht daran, verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen. Die betreffenden Maßnahmen müssen mit den Verträgen vereinbar sein. Sie werden der Kommission notifiziert.“

Artikel 193 AEUV wird seiner Funktion entsprechend als Schutzverstärkungsklausel bezeichnet. Die Norm räumt den Mitgliedstaaten einen Spielraum für ein den jeweiligen ökologischen Gegebenheiten angepasstes dezentrales „opting up“ ein (CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 176 Rn. 1).

Zu Problemen kann die Frage führen, inwieweit die Mitgliedstaaten an die Vorgaben des der Schutzverstärkung zugrunde liegenden Gemeinschaftsrechtsaktes, insbesondere hinsichtlich der Mittel und Methoden, aber auch der Instrumente gebunden sind. So wird beispielsweise behauptet, dass Gemeinschaftsrecht konkretisierendes mitgliedstaatliches Abfallrecht, das eine Unterscheidung von „Abfällen zur Verwertung“ und „Abfällen zur Beseitigung“ vornimmt, nicht als verstärkte Schutzmaßnahme angesehen werden könne (CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 176 Rn. 7).

Gegen eine solche enge Auslegung spricht schon der Wortlaut, der nur eine verstärkte Schutzmaßnahme verlangt. Gleichwohl ist systematisch das vom Europäischen Gerichtshof (EuGH) in ständiger Rechtsprechung betonte Gebot der einheitlichen Anwendung von EG-(Umwelt-)Recht zu beachten. Dies insbesondere deshalb, weil die Frage, ob ein völlig anderer Weg zu mehr Umweltschutz führt, in der Regel nicht einfach zu beantworten ist. Jedoch kann hieraus nicht generell gefolgert werden, dass nur „systemimmanente“ Konkretisierungen erlaubt sind oder, etwas weniger eng, nur Schutzmaßnahmen möglich sind, die nicht allein der Verbesserung desselben Umweltschutzzieles dienen, sondern unter Anwendung des vorgegebenen Instrumentariums strengere Bestimmungen treffen. Denn hiermit wird die Reichweite der Sperrwirkung sowie der Sinn und Zweck des Artikels 193 AEUV verkannt. Erforderlich ist daher eine Entscheidung im Einzelfall, die den Prinzipien und Zielen des Artikels 191 im Rahmen des jeweiligen Wortlauts der zugrunde liegenden sekundärrechtlichen Gemeinschaftsregelung systematisch Rechnung trägt. Im Ergebnis ist also eine mitgliedstaatliche Schutzverstärkung zulässig, wenn sie in dieselbe Richtung wie die Gemeinschaftsregelung zielt, diese in systematisch vergleichbarer Weise weiterführt und dazu beiträgt, den Zielen und Prinzipien des Artikels 191 AEUV näherzukommen (CALLIESS/RUFFERT 2007, Art. 176 Rn. 8).

Nationale CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte würden eine Schutzverstärkung im Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und eine Abweichung von Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 IVU-RL bzw. zukünftig der IED-Richtlinie darstellen. Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 der IVU-RL sieht vor, dass die nach der

Richtlinie zu erteilende Genehmigung ordnungsrechtliche Emissionsgrenzwerte für die Schadstoffe enthalten muss, die von der betreffenden Anlage in relevanter Menge emittiert werden können. Die IVU-RL sieht also ebenfalls nationale Emissionsgrenzwerte vor. Ordnungsrechtliche nationale Grenzwerte würden daher den Ansatz der Richtlinie in systematisch gleicher Weise fortführen. Nationale CO<sub>2</sub>-Grenzwerte würden überdies erlassen, um den Klimaschutz besser zu fördern und würden deshalb auch den Zielen und Prinzipien des Artikels 191 AEUV entsprechen.

Im Ergebnis wäre eine Schutzverstärkung zulässig. Grenzwerte für CO<sub>2</sub> zielen in die gleiche Richtung wie die Begrenzung von Emissionen durch die IVU- bzw. zukünftig die IED-RL. Es handelt sich also um einen im Verhältnis zu den Instrumenten der Richtlinie 2008/1/EG parallelen Ansatz und um zusätzliche, also strengere Emissionsgrenzwerte (EPINEY 2010, S. 242). Auch den Zielen des Artikels 191 AEUV (ex-Artikel 174 EGV), nämlich dem Umweltschutz, wird damit gedient.

#### Verhältnis zum Emissionshandel

**450.** Damit ist noch nicht die Frage beantwortet, ob Emissionsgrenzwerte auch in Anbetracht des bestehenden Emissionshandels zulässig sind. Es ist davon auszugehen, dass nationale CO<sub>2</sub>-Grenzwerte einen Einfluss auch auf den EU-weiten Emissionshandel hätten. Fraglich ist deshalb, ob die Einführung neuer nationaler Grenzwerte über die rechtliche Zulässigkeit nach Artikel 193 AEUV hinaus auch im Einklang mit dem Emissionshandel stehen müsste, ob CO<sub>2</sub>-Grenzwerte also ohne Kollision mit dem Emissionshandel erlassen werden können. Dagegen könnte sprechen, dass die Emissionshandelsrichtlinie eine grundsätzliche Systementscheidung des deutschen Klimaschutzrechts vorgibt, die eine Abkehr vom herkömmlichen ordnungsrechtlichen Ansatz des deutschen Industrieanlagenzulassungsrechtes darstellt (SRU 2008, Tz. 167) und die durch neue Grenzwerte nicht unterlaufen werden sollten. Nachfolgend soll deshalb dargestellt werden, warum CO<sub>2</sub>-Grenzwerte das Emissionshandelssystem nicht grundsätzlich infrage stellen.

**451.** Vorab ist darauf hinzuweisen, dass der Emissionshandel zwar, wie erwähnt, eine Systementscheidung hin zu einem Kontingentierungs- und Handelsmechanismus für einen Schadstoff darstellt (SRU 2008, Tz. 167). Diese Entscheidung basiert allerdings zunächst auf einer ordnungsrechtlichen Grundentscheidung, denn die Gesamtmenge der zuzuteilenden CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird durch das Cap definiert.

Der Emissionshandel ist in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung von einigen Mängeln gekennzeichnet (vgl. Kap. 8.2). Hervorzuheben sind an dieser Stelle ein mittelfristig zu niedriges Emissionsziel und ein Überangebot an Zertifikaten, was die Nachfrage nach Zertifikaten bis weit in die dritte Handelsperiode beeinflussen wird (ausführlich Abschn. 8.2.2). Beides hat zur Konsequenz, dass das Preissignal auch für die nächsten

Jahre zu schwach sein wird, als dass ein Neubau von Kohlekraftwerken den Energieversorgungsunternehmen unwirtschaftlich erscheint. Eine Transformation zu einer nachhaltigen Energiestruktur wird so, wenn überhaupt, viel zu spät und zudem nur zu unnötig hohen Kosten erreicht werden können. Wenn ausreichende Reformen der Ausgestaltung des Emissionshandels ausbleiben, könnten ordnungsrechtliche Instrumente wie CO<sub>2</sub>-Grenzwerte komplementär zum Emissionshandel bewirken, dass frühzeitig die Weichen zu einer neuen Energieversorgungsstruktur gestellt würden, und so später hohe Kosten oder ein Aufweichen der klimapolitischen Ziele vermieden werden.

**452.** Selbst wenn die EU-Mitgliedstaaten sich auf geeignete Nachbesserungen des Emissionshandelssystems einigen können, bestehen gute Gründe, Ordnungsrecht parallel zum Emissionshandel einzusetzen. Zunächst scheinen einige Argumente gegen einen solchen Grenzwert neben einem Nachschärfen des Emissionshandelssystems zu sprechen: Wie oft angeführt, würden CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für neue Kraftwerke aufgrund der bindenden Emissionsobergrenze über das Cap hinaus keine zusätzlichen Emissionen einsparen. Die Nachfrage nach Emissionszertifikaten und damit auch ihr Preis würden sogar sinken und Emissionen würden in andere Sektoren verlagert, die die nun günstigeren Zertifikate aufkaufen anstatt selber Emissionsreduktionen durchführen zu müssen.

Allerdings sollte dieser Effekt nicht überschätzt werden, denn es handelt sich erstens nur um die Verlagerung von Emissionen aus wenigen *neuen* klimaschädlichen Anlagen. Zudem hat ein CO<sub>2</sub>-Grenzwert den Vorteil, dass neben den Anreizen des Marktes, die aufgrund von Unsicherheiten und unvollständigen Informationen beim Emissionshandel nicht immer ausreichend sind, die langfristig richtigen Investitionen zu tätigen (Tz. 421 - 423), eine klare politische Zielführung vorgegeben werden kann.

**453.** Zweitens ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass nationale CO<sub>2</sub>-Grenzwerte, die ein Umsteuern auf eine Stromversorgung durch erneuerbare Energien verfolgen, neben dem Klimaschutz auch anderen Umweltzielen dienen. Nach wie vor ist die Energiewirtschaft einer der größten Verursacher von Stickoxid- und Schwefeldioxidemissionen in Deutschland (vgl. Tz. 41). Wie in Kapitel 2 ausführlich dargelegt, ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht nur mit weniger Auswirkungen auf das Klima verbunden, sondern auch nachhaltiger im Hinblick auf andere Umwelteffekte wie Schäden durch den Kohletagebau (Flächeninanspruchnahme und Verlust von Lebensräumen, Reliefveränderungen, Beeinträchtigungen des Grundwassers, Methanemissionen und das Entstehen von Industriebrachen und Altlasten). Bei der Umwandlung der fossilen Energieträger entstehen außer CO<sub>2</sub> weitere Luftschadstoffe, die zur Versauerung von Böden und Oberflächengewässern, zur Eutrophierung und zur Schädigung der Ozonschicht beitragen. Neben ihrem Zweck, Investitionen von klimaschädlichen und unflexiblen Kraftwerken auf weniger klimaschädliche umzulenken, dienen CO<sub>2</sub>-Grenzwerte

daher auch dazu, die sonstigen negativen Umweltfolgen der konventionellen Stromerzeugung zu vermindern.

#### Diskussion über die Einführung europaweiter CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte in die IED-Richtlinie

**454.** Für die grundsätzliche Kompatibilität von CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten mit dem Emissionshandel spricht auch, dass europaweit ebenfalls über die Einführung von CO<sub>2</sub>-Grenzwerten für den EU-Stromsektor (emission performance standards, EPSs) diskutiert wird. Dies erfolgte zuletzt im Kontext des derzeitigen Novellierungsverfahrens der IVU-RL zu einer Richtlinie über Industriemissionen (IED-RL) (ENDS Europe, IPPC „should include CO<sub>2</sub> limit for power plants“, 15. Oktober 2008). Mitglieder des Europäischen Parlaments hatten vorgeschlagen, ab 2010 einen Grenzwert von 450 g CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde für neue Kraftwerke einzuführen. Für Altanlagen sollte der Grenzwert ab 2025 gelten. Einer Studie von Ecofys für die European Climate Foundation zufolge können Grenzwerte von 500 g CO<sub>2</sub>/kWh beispielsweise von Gas- und Dampfkraftwerken und 350 g CO<sub>2</sub>/kWh beispielweise von modernen Gas- und Dampfkraftwerken oder Kohlekraftwerken mit CCS-Technologie eingehalten werden (WARTMANN et al. 2009, S. 6).

Ähnliche Anforderungen wurden bereits vor mehreren Jahren in Kalifornien, nachfolgend auch in Oregon, Washington und Montana eingeführt (WARTMANN et al. 2009, S. 4) und stehen auch in Großbritannien und Dänemark auf der Agenda (ENDS Europe, Can EU states set CO<sub>2</sub> limits for installations?, 4. Januar 2010). Auch auf EU-Ebene wurde im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses für die geplante IED-RL vorgeschlagen, EPSs einzuführen. Der Vorschlag bindende Emissionsgrenzwerte in die IED-RL aufzunehmen scheiterte aber (ENDS Europe, Game over for CO<sub>2</sub> limit in revised IPPC law, 28. Januar 2010). In der Folge wurde eine Diskussion über die Frage geführt, ob die Mitgliedstaaten stattdessen selbst das Recht haben, solche Grenzwerte festzulegen (ENDS Europe, Can EU states set CO<sub>2</sub> limits for installations?, 4. Januar 2010). So informierte die britische Regierung im Sommer 2009 die EU-Kommission darüber, dass sie plane, CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Industrieanlagen im Rahmen des Genehmigungsregimes festzuschreiben, weil sie der Auffassung war, das Emissionshandelssystem sei nicht ausreichend zur Erreichung ihrer klimapolitischen Ziele. CO<sub>2</sub>-Grenzwerte werden in der EU, aber auch in Großbritannien vor allem als Anreiz zur Weiterentwicklung und zum Ausbau der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -lagerung (Carbon Capture and Storage – CCS) diskutiert (WARTMANN et al. 2009, S. 6 f.). Die EU-Kommission reagierte mit Verweis auf den bestehenden Artikel 9 Abs. 3 UAbs. 3 der IVU-RL, der unverändert in Artikel 9 Abs. 1 der IED-RL übernommen werden soll (Gemeinsamer Standpunkt des Rates vom 15. Februar 2010, Interinstitutional File: 2007/0286 (COD), S. 40).

### **8.3.1.2 Verfassungsrechtliche Grenzen**

**455.** Verfassungsrechtlich wäre die Einführung von CO<sub>2</sub>-Grenzwerten zunächst für Neuanlagen unbedenklich. Artikel 14 Grundgesetz (GG) schützt nur konkret bestehende Eigentumspositionen, nicht aber zukünftig mögliche Positionen. Eigentum ist jedes vermögenswerte Recht, das einem Einzelnen privatnützig zur ausschließlichen Nutzung durch das einfache Recht zugewiesen ist. Der Inhalt und die Schranken des Eigentums werden nach Artikel 14 Abs. 1 S. 2 GG durch den Gesetzgeber förmlich durch Parlamentsgesetze bestimmt, die ihrerseits allerdings wiederum verhältnismäßig sein müssen. Das bedeutet, dass der Inhalt des Eigentumsrechts nicht für alle Zeit feststeht, sondern vom Gesetzgeber geändert werden kann, auch dahin gehend, dass der Betrieb bestimmter Anlagen zukünftig nicht mehr erlaubt sein soll.

Problematischer könnten die diskutierten Regelungen für Altanlagen sein. Insbesondere im Hinblick auf den Bestandsschutz bereits existierender Anlagen entstehen verfassungsrechtliche Fragen, die umfassend geprüft werden müssten, was hier nicht erfolgen kann. (Keine Probleme sieht die Deutsche Umwelthilfe (DUH 2008, S. 7). Dieser Auffassung zufolge überwiegt das Allgemeinwohlinteresse des Klimaschutzes das durch Artikel 14 GG geschützte Eigentumsinteresse des Kraftwerksbetreibers.)

### **8.3.2 Klimaverträglichkeitsprüfung**

**456.** Ein weiterer Ansatzpunkt, um einen politisch nicht gewollten Neubau von Kohlekraftwerken zu verhindern, wäre eine Klimaverträglichkeitsprüfung als Bestandteil der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und der Strategischen Umweltprüfung (SUP). Dabei könnte diese Prüfung sowohl auf der Ebene der Anlagenzulassung (UVP) als auch auf der planerischen Ebene (z. B. Raumplanung) ansetzen.

Grundsätzlich ist Zweck von UVPs, die Auswirkungen des hoheitlichen und privaten Handelns auf die Umwelt frühzeitig und umfassend zu ermitteln und bei allen behördlichen Entscheidungen über die Zulässigkeit von Vorhaben und bei der Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen so früh wie möglich zu berücksichtigen (§ 1 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPG). Sie dienen dem integrativen Schutz von Umweltfaktoren. In Deutschland ist die UVP unselbstständiger Teil anderer gesetzlich vorgesehener Genehmigungs- und Zulassungsverfahren (RAMSAUER in: KOCH 2007, Rn. 74) und als Entscheidungsvorbereitung unter Umweltgesichtspunkten zu verstehen, nicht als selbstständiges Verfahren (ERBGUTH und SCHLACKE 2008, Rz. 62). Grundsätzlich kommt auch nach der Durchführung einer UVP den Umweltbelangen somit bei der Zulassungsentscheidung kein abstrakter Vorrang gegenüber anderen durch die Zulassungsentscheidung betroffenen privaten oder öffentlichen Belangen zu (BECKMANN in: HOPPE 2002, § 12 Rn. 65).

Klima ist als Schutzgut der UVP und SUP in § 2 Abs. 2 Nr. 2 UVPG genannt. Dabei ist hier auch das Makroklima, nicht nur das Mikro- und Mesoklima zu betrachten. Teilweise wird vertreten, im Rahmen der UVP ließe sich die Auswirkung eines Vorhabens auf das Makroklima quantitativ kaum abschätzen. Für das Prüfverfahren der UVP seien deshalb vor allem die Auswirkungen des Vorhabens auf das lokale und regionale Klima von Bedeutung (APPOLD in: HOPPE 2002, § 2 Rn. 27). Diese Auffassung überzeugt jedoch nicht. Aufgrund der genauen Kenntnis des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes beispielsweise von neu zuzulassenden Kohlekraftwerken ist der exakte Beitrag jeder Anlage zum Gesamt-CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland quantifizierbar (VERHEYEN 2010).

Bereits jetzt ist entsprechend der gesetzlichen Regelung eine Prüfung der Klimaverträglichkeit von Vorhaben und Plänen erforderlich. Bislang ist diese Prüfung allerdings eher dahin gehend verstanden worden, zum einen die Klimawirkungen von typischerweise nicht vom Emissionshandel betroffenen Sektoren zu bewerten (Bebauung, Verkehr, Flächeninanspruchnahme) sowie zum anderen die erforderliche Anpassung an die nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels sicherzustellen (adaptation) (HEILAND 2008, S. 41 ff.).

### **8.3.2.1 Umweltverträglichkeitsprüfung**

**457.** Bei der Zulassung von Kohlekraftwerken mit einer Leistung von mehr als 200 MW ist obligatorisch eine UVP durchzuführen (§ 3 Abs. 1 S. 1 UVPG i. V. m. Anlage 1 UVPG Nr. 1.1.1). Bei einer Leistung von 50 bis 200 MW muss ein Screening nach § 3c UVPG durchgeführt werden (Anlage 1 UVPG Nr. 1.1.2). Je nachdem wie das Ergebnis des Screenings ausfällt, muss eine UVP im konkreten Fall erfolgen.

Bei allen großen und nach Vorprüfung regelmäßig auch bei größeren Kohlekraftwerken wird daher bereits eine UVP durchgeführt, die auch das Klima als Schutzgut einbeziehen muss. Auf der Ebene der UVP sollte somit auch eine Klimaprüfung erfolgen, die die Klimawirkung der einzelnen Anlage untersucht (empirisch zu zwischen 1995 und 2005 durchgeführten UVPs vgl. FÜHR et al. 2008). Dabei handelt es sich allerdings lediglich um eine Prüfvorgabe. Die UVP ist kein Verbotstatbestand, sondern soll dazu führen, dass sich die Behörde mit den Wirkungen der Anlage auf die Umwelt befasst, sie bewertet und bei der Entscheidung berücksichtigt. Das Ergebnis (die Bewertung der UVP) tritt nach § 12 Hs. 2 UVPG in den „normalen“ Entscheidungsvorgang des Trägerverfahrens ein (ERBGUTH und SCHLACKE 2008, Rz. 66). Schwierigkeiten bereiten rechtsdogmatisch aufgrund ihrer Entscheidungsbindung insbesondere gebundene Kontrollerlaubnisse. Darüber hinaus wird in § 12 UVPG eine gesetzlich angelegte Divergenz konstatiert zwischen dem ökologisch integrativen Maßstab im Hinblick auf eine wirksame Umweltvorsorge und der „Maßgabe der geltenden Gesetze“ (§ 12 Abs. 1 S. 2 und 4 UVPG), die „nicht nur ökologisch und keineswegs integrativ“ wirken (ERBGUTH und SCHLACKE 2008, Rz. 71). RUNGE und

SCHOMERUS (2007) weisen überdies auch auf die auftretenden Zielkonflikte zwischen dem Klimaschutz auf der einen und den Umwelt- und Naturschutzzielen auf der anderen Seite hin.

Zur rechtsdogmatischen Schwäche kommt die Problematik der mangelnden praktischen Durchschlagkraft der UVP hinzu. Diese reicht von der unterschiedlichen Qualität der Anwendung in der Praxis (FÜHR et al. 2008) bis zu der Tatsache, dass aufgrund der in Deutschland restriktiv erfolgten Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben eine fehlerhaft durchgeführte oder unterlassene UVP überwiegend lediglich als Verfahrensfehler gilt (KLOEPFER 2004, § 5 Rn. 378).

Im Ergebnis ist die UVP zwar nicht geeignet, eine Sperrwirkung gegenüber geplanten Projekten zu entfalten. Eine sorgfältig auf Projektebene durchgeführte UVP, die genaue Vorgaben im Hinblick auf die Klimawirkung abprüft, könnte aber zu einer verstärkten Sensibilisierung der Behörden und Öffentlichkeit im Hinblick auf das konkrete Projekt führen.

### **8.3.2.2 Strategische Umweltprüfung und Raumplanung**

**458.** In der Literatur wird die Auffassung vertreten, dass großräumige und langfristig angelegte Planungsebenen, wie die Raumordnung, dazu geeignet sind, dem Klimaschutz zur Wirkung zu verhelfen (RUNGE und SCHOMERUS 2007, S. 410; MITSCHANG 2008; VERHEYEN 2010). Ebenso wie bei der UVP ist Klima bereits Schutzgut der SUP. Aufgrund des oftmals großräumigeren Anwendungsgebiets eines Plans im Gegensatz zu der Genehmigung eines Vorhabens wird bei der SUP eher das Makroklima im Vordergrund stehen. Dabei können auch „quantitative Zielvorgaben in Gestalt vertraglich vereinbarter Richtwerte als Abwägungskriterien in der Planung richtungweisende Bedeutung erlangen“ (BVerwG, Urteil v. 13. März 2003, Rs. 4 C 4.02). Nach Anlage 3 Nr. 1 UVPG unterliegen Raumordnungsplanungen nach § 8 ROG und Bauleitplanungen nach §§ 6 und 10 des BauGB der obligatorischen SUP nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 UVPG. Die nach § 8 ROG n. F. in den Ländern aufzustellenden Raumordnungspläne sind nach § 9 ROG einer Umweltprüfung zu unterziehen. Auch § 9 ROG nennt Klima als Schutzgut.

**459.** Grundsätzlich sind somit auf der Ebene der Raumplanung bereits im Rahmen einer Strategischen Umweltprüfung die Auswirkungen auf das Klima einzubeziehen. Offensichtlich hat das jedoch bisher nicht dazu geführt, entsprechende Planungen zu ändern oder ganz davon abzusehen (vgl. die in § 14g Abs. 2 Nr. 3 3. Alternative UVPG vorgesehene „Nullvariante“). Möglich wäre es deshalb, stärkere inhaltliche Vorgaben für die Durchführung der SUP aufzustellen, wie sie zum Beispiel Handlungsanleitungen der britischen Umweltagentur enthalten (EPA 2004).

Die Strategische Umweltprüfung bedürfte entsprechend einer untergesetzlichen Konkretisierung durch Leitlinien, um eine wirksame Lenkungswirkung zu entfalten. Auch die

SUP ist allerdings nicht darauf ausgerichtet, Planungen zu verhindern, sondern nur sie zu optimieren. Es erscheint deshalb fraglich, ob sie im Ergebnis geeignet ist, einen klimapolitisch unerwünschten Neubau von Kohlekraftwerken zu verhindern. Da jedoch eine Strategische ebenso wie eine Umweltverträglichkeitsprüfung eine Öffentlichkeitsbeteiligung einschließt, können über Vorgaben zur Prüfung der Klimawirkung einer Raumplanung Informationen über erhebliche Entscheidungen auch in die Öffentlichkeit getragen werden und dort zu verstärkten Diskussionen beitragen.

**460.** Überdies können auf der Ebene der Raumplanung Klimaschutzziele so verankert und geprüft werden, dass sie gegenüber anderen relevanten Belangen Vorrang erfahren (zur Rolle der Kommunen im Rahmen der Bauleitplanung VERHEYEN 2010).

Hinweise dafür bietet das kürzlich ergangene Urteil des OVG Münster zum Steinkohlekraftwerk Datteln (Urteil v. 3. September 2009, NuR 2009, S. 801 m. Anm. Versteyl, ZUR 2009, S. 597 m. Anm. Klinger, bestätigt durch den Beschluss des BVerwG v. 16. März 2010 ZUR 2010 S. 311). Neben zahlreichen anderen Gründen, die das Gericht dafür anführt, dass der beklagte Bebauungsplan für unwirksam erklärt wird, konstatiert es einen Verstoß gegen die Anpassungspflicht an die Ziele des Landesentwicklungsplans (LEP NRW). Unter anderem wurden die planungsrechtlichen Vorgaben des Gesetzes zur Landesentwicklung (sog. Landesentwicklungsprogramm, LEPro NRW) für die Energiewirtschaft nicht beachtet. Das Gericht lässt offen, ob es sich bei diesen Vorgaben um Ziele in Sinne des Raumordnungsgesetzes handelt oder um Grundsätze der Raumordnung. Im ersten Fall wären sie für die Kommune bindend gewesen, im zweiten hätte sie sie zumindest in eine Abwägung einbeziehen müssen, was nicht geschehen ist. Nach diesen Vorgaben war anzustreben, dass „insbesondere einheimische und regenerative Energieträger eingesetzt werden.“ Weiterhin können laut LEPro, Kraftwerksplanungen nur realisiert werden, wenn damit in der CO<sub>2</sub>-Bilanz ein Fortschritt erreicht wird. Aus den Vorgaben der Landesplanung folgt daher, dass eine Kapazitätserhöhung ausgeschlossen war, denn nach Auffassung des Gerichts zielten die Vorgaben der Landesplanung „zumindest auch“ auf eine Reduktion von Treibhausgasen. Das Gericht weist darauf hin, dass die Planung unmittelbar auf die energiepolitische Entwicklung des Landes einwirkt. Damit habe sich aber die Kommune bei der Aufstellung des Bebauungsplans ebenso wenig auseinandergesetzt wie mit der Frage, ob die vom Landesentwicklungsprogramm angestrebte Kraft-Wärme-Kopplung im konkreten Fall zu verwirklichen sei. Diese Schlussfolgerung lässt sich aber nicht verallgemeinern, denn es existiert keine generelle rechtliche Vorgabe, die eine Verschlechterung der CO<sub>2</sub>-Bilanz auf regionaler oder nationaler Ebene ausschließt. Würde eine solche allerdings auf der jeweiligen Ebene des Bundeslandes oder sogar auf Bundesebene durch das ROG aufgestellt, könnten damit neue Kohlekraftwerksplanungen verhindert werden.



**461.** Das Urteil äußert sich auch zur Frage des Verhältnisses zwischen Bauleitplanung und immissionsschutzrechtlichem Genehmigungsverfahren. Nach der ständigen Rechtsprechung des BVerwG gilt, dass der Bebauungsplan keine Konflikte in das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren verlagern darf, die dort nicht mehr gelöst werden können. Das OVG Münster hat daraus in seiner Entscheidung gefolgert, bereits der Bebauungsplan hätte die Maßnahmen festlegen müssen, die die Vorgaben des Landesentwicklungsplans hinsichtlich einer klima- und ressourcenschonenden Energienutzung beim Bau des Kohlekraftwerks sicherstellen. Während im Anlagenzulassungsrecht nur geprüft werde, ob der Stand der Technik erreicht sei, müsse das vorgeschaltete Planungsverfahren entscheiden, ob es sich um die beste und schadstoffärmste Technik handele. Im Ergebnis kann ein Bundesland durch die Festsetzung von Zielen der Landesplanung, wie der Nutzung von einheimischen und regenerativen Energieträgern und dem Verhindern des weiteren Anstiegs der CO<sub>2</sub>-Emissionen, wirksam auf die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks in seinem Gebiet einwirken. Das OVG Münster hat in seiner Überprüfung des Bebauungsplans für das geplante Kohlekraftwerk Datteln dem Planungsrecht eine gerichtlich nachprüfbare Steuerungsdimension in der Energiepolitik zugewiesen (WOLF 2010, S. 248). Dabei ist jedoch zunächst eine politische Entscheidung zugunsten dieser Ziele erforderlich, die dann so gesetzlich verankert werden müssen, dass sie die gewünschte Sperrwirkung entfalten.

### **8.3.3 Ergebnis**

**462.** Im Ergebnis bestehen verschiedene Möglichkeiten, mithilfe ordnungs- und planungsrechtlicher Maßnahmen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Stromsektor zu reduzieren. Interessant erscheint vor dem Hintergrund der Diskussionen auf EU-Ebene und in anderen Mitgliedstaaten der Ansatz durch CO<sub>2</sub>-Grenzwerte Investitionen weg von dem Klimaschutz abträglichen Kraftwerken hin zu anderen Investitionen zu lenken.

Außerdem können einzelne Bundesländer durch die Festsetzung von Zielen der Landesplanung, beispielsweise durch die Vorgaben, dass einheimische und regenerative Energieträger zu nutzen sind und ein weiterer Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden soll, wirksam auf die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks in ihrem Gebiet einwirken. Dabei ist jedoch zunächst eine politische Entscheidung zugunsten dieser Ziele erforderlich, die dann so gesetzlich verankert werden müssen, dass sie die gewünschte Wirkung entfalten.

Erfolg versprechende ordnungsrechtliche Ansätze zur Vermeidung von Investitionen in klimaschädliche Kraftwerke weisen somit immer wieder auf das Primat der Politik hin. Anforderungen, die im Gesetz oder auf oberer planerischer Ebene angesiedelt sind, erscheinen aussichtsreicher als Ansätze, die lediglich die Verwaltung zur Prüfung verpflichten.

## 8.4 Instrumente zur Förderung eines kostenminimalen Einsatzes von erneuerbaren Energien

### 8.4.1 Kritische Würdigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

**463.** Das seit dem Jahr 2000 bestehende EEG dient nach § 1 Abs. 1 dem Zweck, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen. Es soll die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte verringern, fossile Energieressourcen schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien fördern. Ziel ist deshalb, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen (§ 1 Abs. 2 EEG).

Deutschland scheint dabei auf einem guten Weg zu sein (OSCHMANN 2010). Während erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 1999 lediglich 5,4 % des Stromverbrauchs deckten, hat sich dieser Anteil auf über 16 % im Jahr 2009 verdreifacht (BMU 2010b, S. 20). Im Zusammenhang mit der Grundsatzkritik an einer Doppelinstrumentierung durch EEG und Emissionshandel (vgl. Kap. 8.1; SINN 2008; Monopolkommission 2009; Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2009; Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2004; DONGES et al. 2009; FRONDEL et al. 2009) werden auch Zweifel am Kosten-Nutzen-Verhältnis des EEG artikuliert (Monopolkommission 2009, Tz. 63; FRONDEL et al. 2009, S. 6). Andere Untersuchungen gelangen dagegen zu positiven Ergebnissen hinsichtlich des Nutzens (WENZEL 2009b; 2007; BREITSCHOPF et al. 2010; KREWITT und SCHLOMANN 2006).

Eine Förderung von erneuerbaren Energien neben dem Emissionshandel, so wie dieser in der EU ausgestaltet ist, führt nur dann zu zusätzlicher Emissionsvermeidung, wenn bei der Festlegung der Emissionsobergrenze die Zusatzeinsparungen durch diese Förderung einberechnet werden (KEMFERT und DIEKMANN 2009). Die Notwendigkeit weiterer Förderinstrumente ergibt sich allerdings vor allem daraus, dass der Emissionshandel allein den Umstieg auf erneuerbare Energien auch dann nicht bewirken kann, wenn dieser langfristig mit geringeren Kosten verbunden ist als Emissionsminderungen bei konventionellen Anlagen (s. Kap. 8.1).

Aus diesem Grunde konzentriert sich die kritische Würdigung des EEG in diesem Sondergutachten auf die Frage, inwieweit das EEG zu einem Einstieg in die erneuerbaren Energien beigetragen hat. Diskutiert wird hier, inwieweit das EEG Kostensenkungspotenziale realisieren konnte. Ob dies allerdings auch zu den *geringstmöglichen* Kosten geschah, ist nicht überprüfbar und deshalb auch nicht Gegenstand der Ausführungen. Dennoch spielt die zukünftige Kostenentwicklung bei der Finanzierung des EEG auch für die langfristige

Akzeptanz der erneuerbaren Energien eine Rolle und ist deshalb ebenfalls Gegenstand der folgenden Diskussion.

Das EEG verpflichtet die Netzbetreiber dazu, Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, an ihr Netz anzuschließen (§ 5 Abs. 1 Satz 1 EEG). Sie müssen den gesamten Strom, der in diesen Anlagen erzeugt wird, vorrangig abnehmen (Einspeisevorrang), übertragen und verteilen (§ 8 Abs. 1 EEG). Außerdem müssen sie ihn für eine Betriebsdauer von zwanzig Jahren differenziert nach Technologien und Standorten zu gesetzlich festgelegten Tarifen vergüten (§§ 16 ff., 23 ff. EEG). Diese Regelungen gewährleisten den Anlagenbetreibern eine gute Kapitalrendite bei gleichzeitig geringem Risiko. Der Einspeisevorrang stellt darüber hinaus sicher, dass die bereits am Markt etablierten Unternehmen die neuen Anbieter nicht strategisch benachteiligen können. Seit seiner Einführung wurde das EEG mehrfach novelliert, blieb aber in seinen Grundzügen unverändert (weitere Einzelheiten finden sich in den folgenden Unterkapiteln zu den jeweiligen Technologien).

Mit den oben angeführten Elementen ist durch das EEG ein beispielloser Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich gelungen. Klammert man die Wasserkraft aus, hatte Deutschland im Jahr 2009 nach China und den USA die drittgrößte Kapazität erneuerbarer Energien installiert (REN21 2010, S. 13). Dabei erwies sich das EEG als besonders wirksam hinsichtlich der Förderung der Onshore-Windenergie, der Solarenergie und der Biomasse, deren erzeugte Menge an Elektrizität (Tab. 8-2) und installierte Leistung (Tab. 8-3) seit Beginn der 1990er-Jahre rapide angestiegen ist. Der Rückgang der Stromerzeugung aus Windenergie von 2008 zu 2009 trotz Bruttozubaues von 1.917 MW ist auf ein ungewöhnlich windschwaches Jahr zurückzuführen und spiegelt keinen Trend wider.

Tabelle 8-2

**Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie,  
Biomasse und Photovoltaik in Deutschland seit 1990**

	Windenergie	Biomasse <sup>1</sup>	Photovoltaik
	[GWh]	[GWh]	[GWh]
1990	71	222	1
1991	100	259	2
1992	275	297	3
1993	600	433	6
1994	909	570	8
1995	1.500	665	11
1996	2.032	759	16
1997	2.966	879	26
1998	4.489	1.642	32
1999	5.528	1.847	42
2000	7.550	2.893	64
2001	10.509	3.348	76
2002	15.786	4.089	162
2003	18.713	6.085	313
2004	25.509	7.960	556
2005	27.229	10.979	1.282
2006	30.710	14.840	2.220
2007	39.713	19.430	3.075
2008	40.574	22.872	4.420
2009	37.809	25.515	6.200

1) feste, flüssige, gasförmige Biomasse, Deponie- und Klärgas; bis 1998 nur Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorger

SRU/SG 2011-1/Tab. 8-2; Datenquelle: BMU 2010b

Tabelle 8-3

**Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus  
Windenergie, Biomasse und Photovoltaik seit 1990**

	Windenergie	Biomasse*	Photovoltaik
	[MW]	[MW]	[MW <sub>p</sub> ]
1990	55	85	1
1991	106	97	2
1992	174	105	3
1993	326	143	5
1994	618	178	6
1995	1.121	215	8
1996	1.546	253	11
1997	2.080	318	18
1998	2.871	432	23
1999	4.439	467	32
2000	6.104	579	76
2001	8.754	696	186
2002	11.994	826	296
2003	14.609	1.090	439
2004	16.629	1.444	1.074
2005	18.415	1.964	1.980
2006	20.622	2.619	2.812
2007	22.247	3.502	3.977
2008	23.897	3.973	5.994
2009	25.777	4.509	9.800

\* feste, flüssige, gasförmige, Biomasse, Deponie- und Klärgas

SRU/SG 2011-1/Tab. 8-3; Datenquelle: BMU 2010b

Bis vor wenigen Jahren „war Deutschland *der* Photovoltaik-Markt“ (CHEW 2010). In abgeschwächter Form ließe sich das auch für den Windenergiemarkt sagen (REN21 2005, S. 10, Abb. 6). Weltweit hat allein die durch das EEG induzierte Nachfrage im Bereich Photovoltaik (PV) in den vergangenen Jahren große Kostensenkungspotenziale in der Produktion von PV-Anlagen realisiert. Während Strom aus PV-Anlagen 1985 noch etwa 1,50 €/kWh kostete, liegen die Stromgestehungskosten selbst teurer Anlagen heute bei 30 % dieser Kosten. Damit ist es zumindest indirekt auch der Verdienst des EEG, dass die PV inzwischen weltweit und mit steigenden Wachstumsraten eingesetzt wird.

Im Bereich der Windenergie hatte Deutschland keine ganz so beherrschende Stellung wie im Bereich der Stromerzeugung aus PV, war jedoch vor Spanien der größte Markt in Europa (REN21 2010, S. 17). Auch bei der Onshore-Windenergie sind die spezifischen Kosten je Kilowattstunde Jahresenergieertrag seit 1990 um die Hälfte gesunken (BMU 2009, S. 70). Bei für Deutschland typischen Jahreswindgeschwindigkeiten von durchschnittlich 5 bis 6 m/s in zehn Metern über Grund an der Küste und 4 bis 5 m/s an guten Binnenlandstandorten können damit Stromgestehungskosten zwischen 0,05 und 0,12 €/kWh erreicht werden (BMU 2009, ebd.).

Einspeisevergütungen gelten als effektiv für die Förderung erneuerbarer Energien, insbesondere für die Förderung der Onshore-Windkraft, von PV sowie Biogas (IEA 2008, S. 102, 117, 123) und wurden inzwischen in ähnlicher Form von circa 45 Ländern weltweit übernommen (REN21 2010, S. 38 f., Tabelle 2).

Da durch das EEG Lernkurveneffekte angestoßen werden sollen, sieht es unterschiedliche Vergütungssätze für unterschiedliche Technologien sowie bestimmte Zusatzboni vor (zu letzterem vgl. insbesondere Abschn. 8.4.3.). Aus diesem Grunde werden teilweise heute noch unverhältnismäßig teure Technologien mit hohen Sätzen gefördert. Die jeweils für zwanzig Jahre garantierten Einspeisetarife müssen bei diesem Modell allerdings immer wieder an die Kostenentwicklung angepasst werden, um eine unnötige Belastung der Stromkunden zu verhindern und die Akzeptanz für die Förderung der erneuerbaren Energien sicherzustellen (GRÖSCHE und SCHRÖDER 2010). So sinken diese Sätze degressiv jährlich um einen in § 20 Abs. 2 EEG festgeschriebenen Prozentsatz, um mit den realen Kostensenkungen aufgrund von Lerneffekten und Economies of Scale Schritt zu halten. In den letzten Jahren hat sich allerdings gezeigt, dass die Anpassung an die Kostenentwicklung bei der Stromgewinnung aus PV, der Technologie mit den höchsten spezifischen Kosten und auch den höchsten Einspeisetarifen, nicht gelungen ist. Als Folge einer offensichtlichen Unterschätzung der Dynamik in den Produktionskosten für PV-Module stiegen die potenziellen Gewinne für Investoren und daraus resultierend die installierte Kapazität in Deutschland rasant an, was zu einem ebenfalls rasanten Anstieg der EEG-Kosten führte, ohne dass die gesamte aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge in einem ähnlichen Maße zunahm (FRONDEL et al. 2009; vgl. Abschn. 8.4.4).

Tabelle 8-4 zeigt die Entwicklung der Gesamtvergütung ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte seit 2000. Im Jahr 2009 wurden Vergütungen im Wert von 10,78 Mrd. Euro bezahlt. Für 2010 kann mit einem weiteren deutlichen Anstieg aufgrund des im Vergleich zu den Vorjahren sehr großen Zubaus bei der PV gerechnet werden.

Tabelle 8-4

### Wachsende Gesamtvergütung durch das EEG

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
EEG-Strommenge (GWh)	18145,50	24969,85	28417,10	38511,20	43966,60	51545,20	67010,00	71147,90	75053,40
<b>Wasserkraft</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)	6088,30	6579,28	5907,70	4616,10	4952,60	4923,90	5546,80	4981,50	4877,20
Anteil am EEG-Mix (%)	33,60	26,30	20,80	12,00	11,30	9,60	8,30	7,00	6,50
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)		476,76	427,45	337,67	364,10	366,56	417,70	378,81	382,38
Anteil an der Gesamtvergütung (%)		21,42	16,42	9,35	8,09	6,31	5,30	4,20	3,55
<b>Deponie-, Klär- und Grubengas</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)			mit bei Wass	2588,60	3135,60	2789,20	2751,10	2208,20	2019,50
Anteil am EEG-Mix (%)				6,70	7,10	5,40	4,10	3,10	2,70
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)				182,17	219,24	195,62	192,88	155,87	142,64
Anteil an der Gesamtvergütung (%)				5,04	4,87	3,37	2,45	1,73	1,32
<b>Biomasse</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)	1471,70	2441,95	3483,60	5241,00	7366,50	10901,60	15923,90	18947,00	22979,90
Anteil am EEG-Mix (%)	8,10	9,80	12,30	13,60	16,80	21,10	23,80	26,60	30,60
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)		231,67	326,68	508,46	795,19	1337,37	2162,13	2698,74	3699,99
Anteil an der Gesamtvergütung (%)		10,41	12,55	14,08	17,68	23,02	27,44	29,93	34,32
<b>Geothermie</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	0,40	0,40	17,60	18,80
Anteil am EEG-Mix (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)		0,00	0,00	0,03	0,03	0,05	0,06	2,64	3,73
Anteil an der Gesamtvergütung (%)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
<b>Onshore-Wind</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)	10509,20	15786,19	18712,50	25508,80	27229,40	30709,90	39713,10	40573,70	38542,20
Anteil am EEG-Mix (%)	57,90	63,20	65,80	66,30	61,90	59,60	59,30	57,00	51,40
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)		1435,34	1695,88	2300,48	2440,68	2733,77	3508,44	3561,04	3388,90
Anteil an der Gesamtvergütung (%)		64,50	65,13	63,70	54,26	47,05	44,53	39,50	31,44
<b>Offshore-Wind</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)									37,50
Anteil am EEG-Mix (%)									0,00
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)									5,62
Anteil an der Gesamtvergütung (%)									0,05
<b>Solare Strahlungsenergie</b>									
Erzeugte Strommenge (GWh)	76,20	162,43	313,30	556,50	1282,30	2220,30	3074,70	4419,80	6578,30
Anteil am EEG-Mix (%)	0,40	0,70	1,10	1,40	2,90	4,30	4,60	6,20	8,80
EEG-Vergütungszahlungen (Mio. Euro)		81,71	153,67	282,65	679,11	1176,80	1597,48	2218,62	3156,52
Anteil an der Gesamtvergütung (%)		3,67	5,90	7,83	15,10	20,25	20,28	24,61	29,28
<b>EEG-Gesamtvergütung (Mio. Euro)</b>	1576,62	2225,48	2603,68	3611,46	4498,35	5810,17	7878,69	9015,72	10779,78
vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)				33,94	102,89	204,65	270,01	298,73	321,88
Vergütung nach Abzug verm. NE (Mio. Euro)				3577,52	4395,46	5605,52	7608,68	8998,59	10457,90
EEG-Quote (%)	3,91	5,37	6,019	8,48	10,028	12,008	15,682	17,134	18,582
Durchschnittvergütung (Cent/kWh)	8,69	8,91	9,161	9,29	9,995	10,875	11,36	12,253	13,945

SRU/SG 2011-1/Tab. 8-4; Datenquelle: 50HERTZ Transmission et al. 2010a

Ausschlaggebend für die Kostendiskussion des EEG und die Mehrkosten der Endverbraucher sind jedoch nicht die Vergütungskosten direkt, sondern die zusätzlichen Kosten für die Verbraucher. Dies liegt daran, dass der erneuerbar produzierte Strom auch einen Marktwert besitzt, der für eine volkswirtschaftliche Betrachtung der Kosten von den Vergütungskosten abgezogen werden muss. Entscheidend sind die sogenannten Differenzkosten und die daraus resultierende EEG-Umlage. Die Differenzkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen der Gesamtvergütung aus dem EEG und dem entsprechenden Börsenpreis auf dem Spotmarkt. Für die Prognose wird hier der Jahresfuture für das maßgebliche Kalenderjahr als Referenzpreis herangezogen (§ 54 EEG) (WENZEL 2009a; WENZEL und NITSCH 2010). Die EEG-Differenzkosten wiederum werden dann auf alle nicht begünstigten Stromkunden umgelegt, indem die gesamten Differenzkosten durch den umlagepflichtigen Letztverbrauch geteilt werden (EEG-Umlage). Mit der Veränderung des Ausgleichsmechanismus zum 1. Januar 2010 durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) werden die EEG-Strommengen diskriminierungsfrei und transparent an der Strombörse vermarktet (§ 1 Nr. 1 bis 3 und § 2 Abs. 1 S. 1 AusglMechV) (BMU 2010a). Die Vertriebsunternehmen müssen (nur noch) die Differenz zahlen zwischen den Verkaufserlösen, die die Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse für den EEG-Strom erzielen, und den Vergütungen, die sie an die

Anlagenbetreiber entrichtet haben (ROSTANKOWSKI 2010; BUCHMÜLLER und SCHNUTENHAUS 2009). Diese Differenz wird jetzt als Umlage für das jeweils kommende Jahr pauschaliert im Voraus bis zum 15. Oktober des Vorjahres für das Folgejahr berechnet. Die EEG-Umlage ist von den Stromvertriebsunternehmen zu tragen und kann von diesen an die Stromkunden weitergegeben werden (§§ 3 Abs. 1, 8 AusglMechV i.V.m. §§ 53, 54 EEG). Eventuell getätigte Über- oder Unterzahlungen bei der Festlegung des neuen Umlagesatzes werden bei der Ermittlung der Umlage für das darauf folgende Jahr verrechnet.

Diese Neuregelung sorgt prinzipiell für mehr Transparenz im System, denn die EEG-Umlage ist nun keine unbekannte Größe mehr, sondern wird bundesweit einheitlich festgesetzt. Dies wird aller Wahrscheinlichkeit nach die Diskussion um die Akzeptanz der Umlage noch verstärken.

Deshalb ist es wichtig, darauf hinzuweisen, dass der Preis der zu einem bestimmten Zeitpunkt gehandelten Elektrizität durch die variablen Kosten des teuersten gerade noch benötigten Stroms bestimmt wird. Diese Kosten sinken tendenziell durch den Einsatz erneuerbarer Energien, weil erneuerbare Energien mit häufig sehr niedrigen variablen Kosten (vor allem Wind- und Sonnenenergie) den Einsatz von Energieträgern mit hohen variablen Kosten zu bestimmten Zeiten unnötig machen. Man bezeichnet diese Wirkung als „Merit-Order-Effekt“ (vgl. Tz. 429). In der Realität führt dieser Effekt zu einer erheblichen Senkung der Strompreise an der Börse. Daraus kann für den Stromendverbraucher ein Nutzen aus dem Einsatz erneuerbarer Energien entstehen, wenn die günstigeren Börsenpreise durch die Versorgungsunternehmen an ihre Kunden weitergegeben werden. Allerdings verringert er gleichzeitig den für erneuerbare Energien erzielbaren Preis und erhöht damit die zu zahlende EEG-Umlage. Der volkswirtschaftliche Nutzen des Merit-Order-Effektes wird damit für die Endverbraucher abgeschwächt und spiegelt sich stattdessen in einer Erhöhung der Umlage wider, die von den Gegnern des EEG als Beweis für seine hohen Kosten herangezogen wird.

Auch wenn die Mehrkosten durch das EEG gelegentlich als Grund für Strompreiserhöhungen angegeben werden (Solarboom lässt Strompreise explodieren, Spiegel Online v. 19. März 2010), hatten sie bisher keine große Wirkung auf den Strompreis für den Endkunden. Zwar erfolgte ein Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2010. Dieser Anstieg geht jedoch nur zu etwa einem Drittel auf die gestiegene Förderung der erneuerbaren Energien (insbesondere der PV) zurück. Der weitaus größere Anteil resultiert zum einen aus der Umstellung des Umwälzmechanismus für EEG-Strom durch die AusglMechV sowie – paradoxerweise – aus einem Einbruch der Börsenstrompreise, der rechnerisch die Differenz zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung erhöht hat (BMU 2010a, S. 8 f.). Der Anteil der EEG-Umlage am Endpreis einer Kilowattstunde Strom bei Haushalten und Kleingewerbe betrug im Jahr 2010 lediglich rund 9 % (WENZEL und NITSCH 2010, S. 45). Der Anstieg der Elektrizitätspreise in der Vergangenheit kann daher nicht hauptsächlich auf den Ausbau



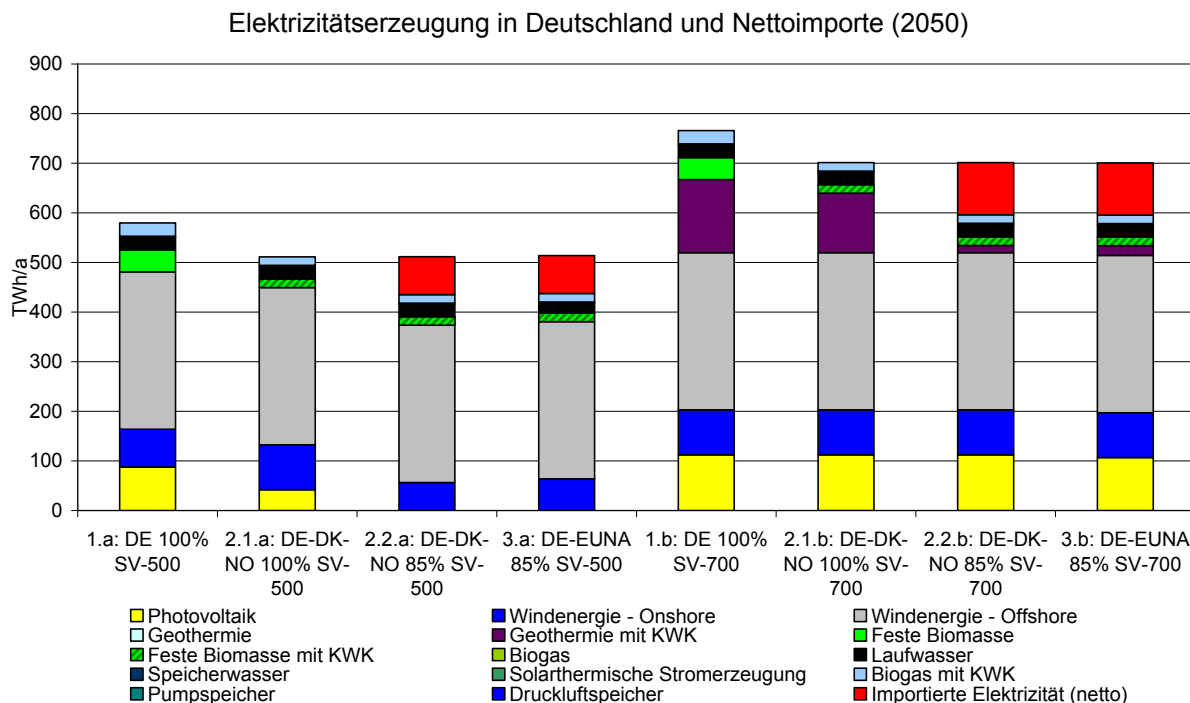
erneuerbarer Energien zurückgeführt werden (BMU 2010a). Begründet werden die Strompreiserhöhungen einzelner Unternehmen entsprechend in erster Linie mit den gestiegenen Beschaffungskosten der Energieversorger bzw. unterschiedlichen Beschaffungszeitpunkten an der Börse und differierenden Netzgebühren (Hildegard Müller, Geschäftsführerin des BDEW im Tagesspiegel v. 30. November 2009). Inwieweit diese Begründung tragfähig ist, ist allerdings ebenfalls umstritten (HARMS 2010). Die für 2011 ermittelte Umlage beträgt 3,530 ct/kWh und steigt demnach gegenüber 2010 (2,047 ct/kWh) erneut an. Dies ist vor allem ein Resultat des hohen Ausbaus der PV, aber auch der Biomasse.

Dementsprechend ist es unbestritten, dass die Entwicklung der Förderung der PV als problematisch angesehen werden muss. Je größer der Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung wird und je wichtiger der Einfluss anderer Nachfrager auf den Märkten für erneuerbare Energien und damit auch für die Kostenentwicklung wird, umso stärker kann und muss das EEG dazu genutzt werden, das langfristig kostengünstigste Portfolio an erneuerbaren Energien herbeizuführen, mit dem eine vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung zu akzeptablen internen und externen Kosten bereit gestellt werden kann.

Die Szenarien des SRU sind keine Prognosen, auf deren Basis schon heute eine Entscheidung über einzelne Technologien getroffen werden kann. Sie deuten aber auf Basis des heutigen Technologie- und Wissensstandes Tendenzen an, die nicht vernachlässigt werden und schon heute in die klimapolitische Instrumentierung einfließen sollten. Aus den Berechnungen des SRU ist deutlich zu erkennen, dass die Offshore-Windenergie im kostenoptimierten Strommix aller Szenarien die größte Rolle spielt (vgl. Abb. 8-9). Eine umfangreiche Förderung schon heute lässt sich damit gut begründen. Sie muss aber eine Reihe von Voraussetzungen erfüllen, um mögliche Umweltkosten zu minimieren (zur Förderung der Offshore-Windenergie s. Abschn. 8.4.2). Andere regenerative Energieträger werden laut den Modellergebnissen nur gering bzw. abhängig von den Szenarien unterschiedlich stark ausgebaut (vgl. Abb. 8-9). Für sie sollte ein eher mäßiger Entwicklungspfad angestrebt werden. Bei einem solchen sollte ein weiterer Zubau für den Fall möglich bleiben, dass er aufgrund von Technologiesprüngen oder der energiewirtschaftlichen Entwicklung erforderlich wird. Zu den Unsicherheitsfaktoren gehört beispielsweise der zukünftige Strombedarf, der unter anderem durch das Ausmaß der Elektrifizierung des Mobilitätssektors und den Erfolg der Effizienzpolitik beeinflusst wird.

Abbildung 8-9

### Szenarioergebnisse: Elektrizitätserzeugung in Deutschland und Nettoimporte (2050)



SRU/SG 2011-1/Abb. 8-9

Die Minimierung externer Kosten steht bei der weiteren Förderung von Onshore-Windenergie und der Gewinnung von Strom aus Biomasse und Biogas im Mittelpunkt (vgl. Abschn. 8.4.4.2 und 8.4.3). Die Biomasse steht vor der Herausforderung, Systemdienstleistungen anzubieten (Regelenergie durch Lastfolgebetrieb). Biogas stellt eine der wenigen erneuerbaren Energien dar, die nach Bedarf Strom erzeugen können (vgl. Abschn. 8.4.3.). Das verlangt ein Umsteuern auch im EEG. Auch die Weiterentwicklung von derzeit noch kostenintensiven Speichertechnologien wird in Anbetracht der zu erbringenden Regelleistung und Reservehaltung in einem rein regenerativen Stromversorgungssystem erforderlich sein (vgl. Kap. 8.6). Der SRU beschäftigt sich an dieser Stelle nicht gesondert mit der Förderung der Stromerzeugung durch Geothermie oder Wasserkraft. Die Nutzung der Geothermie ist auf Basis der Szenarioergebnisse zunächst vernachlässigbar. Ihr Potenzial liegt nach Ansicht des SRU verstärkt im Wärmesektor. Die Wasserkraft wiederum hat in Deutschland schon heute ihre Kapazitätsgrenzen erreicht. Es ist daher nicht erforderlich, Überlegungen anzustellen, wie der Ausbau noch weiter gefördert werden könnte.

## 8.4.2 Förderung der Offshore-Windenergie

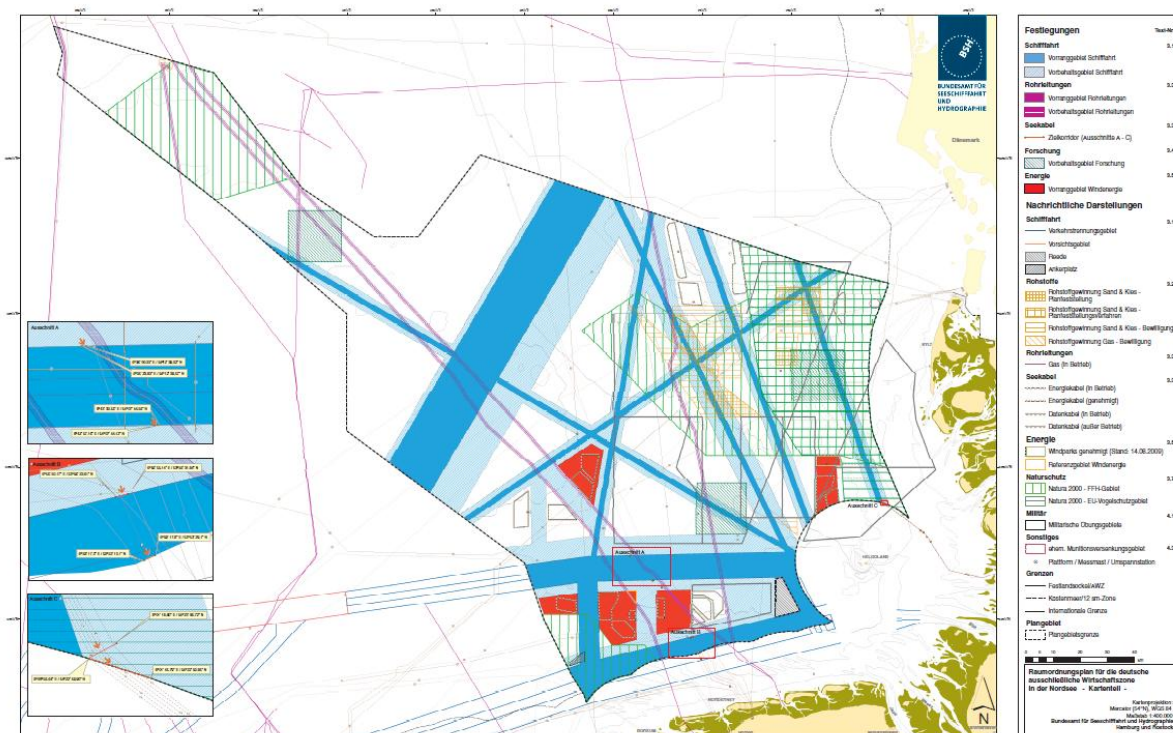
### Einleitung

**464.** Die Offshore-Windenergie ist in allen Szenarien des SRU der anteilig wichtigste Energieträger. Die technisch-ökonomischen Potenziale auf See liegen aufgrund hoher Windgeschwindigkeiten an deutlich mehr Betriebsstunden im Jahr um ein vielfaches höher als bei Windenergieanlagen an Land. Aufgrund der geringen spezifischen Kosten wird deshalb in allen Szenarien die Offshore-Windenergie bis an die zugelassene Potenzialgrenze ausgenutzt. Der Zubau ist unabhängig von den in den Szenarien getroffenen Annahmen bezüglich zukünftiger Entwicklungen beim Stromverbrauch oder beim grenzüberschreitenden Handel. Es erscheint folglich schon heute sicher, dass ein ambitionierter Ausbau der Offshore-Windenergie benötigt wird. Solange die Netzanbindung und der erforderliche Übertragungsnetzausbau gelingen, negative Auswirkungen auf die Schutzgüter des Meeres vermieden werden (vgl. Abschn. 3.4.2) und Nutzungskonkurrenzen nicht entgegenstehen, handelt es sich um eine kosteneffiziente Minderungsoption.

Die Bundesregierung formuliert als Ziel für die Windenergienutzung auf See, dass bis 2025 beziehungsweise 2030 bei Erreichen der Wirtschaftlichkeit etwa 20 bis 25 GW Leistung installiert werden können (BMU et al. 2002, S. 7). Aus Sicht des SRU ist ein stärkerer Ausbau möglich und erforderlich. Ausgehend von einem erforderlichen Zubau von ungefähr 70 GW bis 2050 (vgl. Kap. 4.4) wäre bis 2020 ein Zubau zwischen 25 und 30 GW nötig.

Abbildung 8-10

### Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee



Quelle: BSH 2010b

Der vom SRU in den Szenarien vorgesehene Ausbau der Windenergie auf See steht nicht im Widerspruch zu der gegenwärtigen Raumordnung der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee und Ostsee (vgl. Abschn. 9.2.6.1.1.). Die Raumordnungsverordnungen (RVO) enthalten drei („Nördlich Borkum“, „Östlich Austergrund“ und „Südlich Amrumbank“, vgl. AWZ Nordsee-ROV) beziehungsweise zwei („Kriegers Flak“ und „Westlich Adlergrund“, vgl. AWZ Ostsee-ROV) Vorranggebiete für die Windenergienutzung, in denen eine andere Nutzung nur zulässig ist, sofern sie mit der Windenergie vereinbar ist (vgl. Abb. 8-10 Raumordnungsplan Nordsee). Die Raumordnungspläne zusammen mit den schon bestandskräftig genehmigten Windenergieanlagen sichern eine erste Tranche von circa 12 GW (über 8 GW davon durch die Vorranggebiete und circa 4 GW durch die bereits genehmigten Anlagen) (BMVBS 2010). Der Bau von weiteren Windenergieanlagen (WEA) ist auch außerhalb der Vorranggebiete möglich. Entsprechende Anträge für Genehmigungen für Windparks außerhalb der Vorranggebiete liegen der für die AWZ zuständigen Genehmigungsbehörde, dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), bereits vor (AWZ Nordsee-ROV und AWZ Ostsee-ROV jeweils Abschn. 3.5.2; vgl. auch Tab. 8-5). Windparks auch außerhalb der derzeitigen Vorranggebiete befinden sich in Planung und sind auch erforderlich, wenn der von der Bundesregierung aufgestellte Zielkorridor erreicht werden soll. Abbildung 8-11 zeigt sämtliche Nutzungen und Schutzgebiete in der Nordsee inklusive aller in Betrieb bzw. im

Bau befindlichen, genehmigten oder geplanten Offshore-Windparks. Im Jahr 2011 soll zudem überprüft werden, ob die Ausweisung weiterer Vorranggebiete für Windenergie notwendig ist (BMVBS 2010). Diese Prüfung stellt sicher, dass die Planung weiteren Herausforderungen flexibel angepasst werden kann. Voraussetzung für den zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie ist aber, dass dabei alle Anforderungen an die Umweltverträglichkeit (vgl. Abschn. 3.4.2) erfüllt werden.

Tabelle 8-5

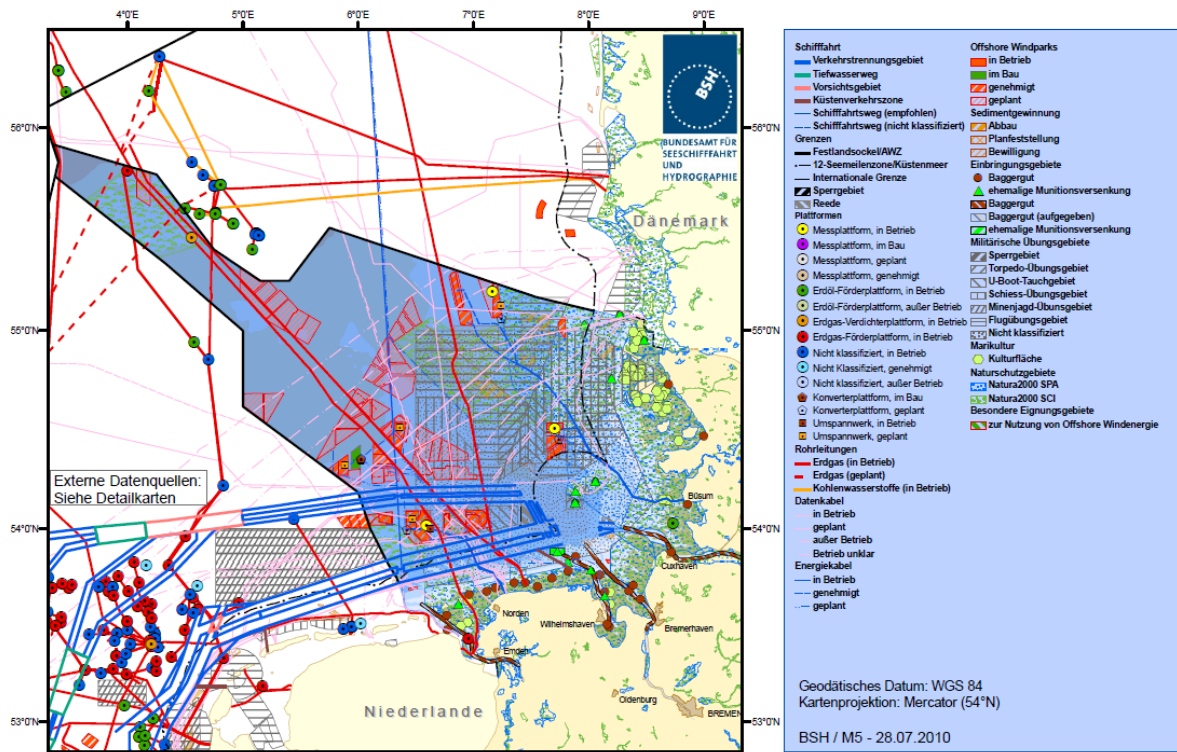
**Planung des Ausbaus von Offshore-Windparks  
in Nord- und Ostsee (Stand März 2010)**

	Zahl der Windparks	Anzahl der WEA	Max. MW (MW je WEA)
<b>Erteilte Genehmigungen</b>			
AWZ	26	1.850	8.695 (4,7)
Küstenmeer	3	44	171,6 (3,9)
<b>Anhängige Genehmigungsverfahren</b>			
AWZ	68	5.178	25.890 (5)
Küstenmeer	-	-	-
<b>Gesamt</b>			<b>34.757</b>

SRU/SG 2011-1/Tab. 8-5; Datenquelle: Deutscher Bundestag 2010

Abbildung 8-11

**Nordsee: Sämtliche Nutzungen und Schutzgebiete**



Quelle: BSH 2010a

**Charakteristika des Offshore-Windenergieausbaus**

**465.** Charakteristisch für die Finanzierung von Offshore-Windparks ist, dass potenzielle Finanziere vor allem Großinvestoren beziehungsweise Konsortien aus mehreren Unternehmen sind. So finden sich unter den Antragstellern für die Windparkgenehmigungen beispielsweise deutsche Energieversorgungsunternehmen, Verbände von Stadtwerken, aber auch Fondsgesellschaften und ausländische Investoren. Die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten für einen Offshore-Windpark in der AWZ können nach Stand 2007 zwischen 2,5 und 3 Mio. Euro pro MW installierte Leistung oder sogar mehr betragen (STEIN und GOTTSCHALL 2010, S. 89). Darin sind neben den Kosten für die WEA auch die Kosten für das Umspannwerk und für die Errichtung, einschließlich der Schallschutzmaßnahmen und der parkinternen Verkabelung, enthalten. Die Kosten für den Rückbau sind dagegen in der Regel in diesen Berechnungen nicht berücksichtigt. Bei einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 5 MW pro WEA und einer Parkgröße von circa 80 WEA ergeben sich Gesamtinvestitionskosten für einen Offshore-Windpark zwischen 1 und 1,5 Mrd. Euro. Die Größenordnung von mehr als 1 Mrd. Euro pro Windpark wird auch von dem Finanzinvestor Blackstone bestätigt (Pressemitteilung des Investors Blackstone v. 15. Juli 2008, Blackstone Group Announces Partnership to Build and Manage 400 MW Offshore Wind Farm in Germany). In der Praxis ist es jedoch üblich, dass nicht nur ein Investor in einen Park

investiert. Der Park wird in „Tranchen“ zum Beispiel à 20 WEA (100 MW Leistung) aufgeteilt und an verschiedene Investoren verkauft. Allerdings beläuft sich selbst eine Investition in eine „Windparkscheibe“ innerhalb eines Konsortiums noch immer auf mindestens 250 Mio. Euro und ist von hohen Investitionsrisiken begleitet, sodass eine solche Anlage in der Regel nur von Großinvestoren mit entsprechender Eigenkapitalquote realisiert werden kann. Der Bau von Offshore-Windparks nimmt zudem im Vergleich zum Bau von Windenergieanlagen an Land oder von PV-Anlagen relativ lange Zeiträume in Anspruch, die nur von kapitalstarken Großunternehmen oder Finanzinvestoren wie Banken oder Rentenfonds überbrückt werden können.

Beim Ausbau der Windenergie auf See besteht ein zentraler Planungsbedarf. Nur so kann garantiert werden, dass die vorhandene Fläche auch unter Umweltsichtspunkten so effektiv wie möglich genutzt wird. Zudem kann der mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie verbundene Netzausbau und -umbau effizient gestaltet werden, indem mehrere Parks an Knotenpunkten zusammengeschlossen werden. Mit den in der Nordsee im Durchschnitt anzutreffenden Wassertiefen haben auch andere Länder bislang noch keine ausreichenden Erfahrungen. Aufgrund der besonderen Bedingungen (große Entfernungen zum Land und große Wassertiefen) ist in Deutschland bisher nur ein Offshore-Windpark ans Netz gegangen. Wegen der deutlich günstigeren Rahmenbedingungen etwa in Bezug auf Wassertiefe und Landentfernung sind in Dänemark bereits Offshore-Windparks mit einer Leistung von circa 600 MW und in Großbritannien von circa 1 GW realisiert worden (REN21 2010, S. 17).

Ende 2009 wurde Deutschlands erster Windpark, Alpha Ventus, ein Testpark mit zwölf Windenergieanlagen in 30 m Wassertiefe 45 km nördlich der Insel Borkum, von der Deutschen Offshore Testfeld- und Infrastruktur GmbH & Co. KG, einer Tochtergesellschaft der Unternehmen EWE AG, E.ON Climate & Renewables GmbH und Vattenfall Europe New Energy GmbH in Betrieb genommen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) hat dieses Projekt mit Fördergeldern unterstützt. Alpha Ventus gibt Windparkherstellern, Anlagenbetreibern und Investoren die Möglichkeit, wichtige Erfahrungen mit dieser neuen Technologie zu sammeln. Probleme sind dabei nicht ausgeschlossen und müssen als ein Schritt in dem erforderlichen Lernprozess betrachtet werden (DOTI 2010). Es sind gerade auch diese unvorhergesehenen technischen Schwierigkeiten, die eine staatliche Unterstützung rechtfertigen.

#### Gegenwärtige EEG-Förderung der Offshore-Windenergie

**466.** Mit der Novellierung des EEG 2009 wurde die Vergütung für Offshore-Windenergie erhöht, um den mit dieser Technologie verbundenen Herausforderungen besser gerecht zu werden (§ 31 EEG). Für die ersten zwölf Jahre beträgt die gezahlte Anfangsvergütung nun 13 ct/kWh (bei bis zum 31. Dezember 2015 in Betrieb gegangenen Anlagen 15 ct/kWh) im

Vergleich zu 8,74 ct/kWh im EEG 2004. Dies stellte eine notwendige Anpassung an die realen Kostenverhältnisse dar, durch die sich die Voraussetzungen für die Wirtschaftlichkeit der Offshore-Windenergiegewinnung wesentlich verbessert haben. Die bis 2009 geltenden Vergütungssätze boten Anlagenbetreibern nicht die Möglichkeit, Offshore-Windparks wirtschaftlich attraktiv zu betreiben (STEIN und GOTTSCHALL 2010, S. 87 f.). Insbesondere die aus Gründen des Naturschutzes erforderliche küstenferne Errichtung in Deutschland erforderte eine Weiterentwicklung der Technologie und verursachte deutlich höhere Kosten als der küstennahe Bau (ebd., S. 88). Die deutschen Rahmenbedingungen führten zu Verzögerungen gegenüber anderen europäischen Ländern, in denen die Offshore-Windkraft schon erfolgreich zur Stromgewinnung genutzt wird.

Bei weiter von der Küste und/oder in größeren Wassertiefen liegenden Windparks verlängert sich der Zeitraum, in dem der Anfangsvergütungssatz gilt. Ab einer Entfernung von zwölf Seemeilen (Beginn der AWZ) erhält der Anlagenbetreiber die Anfangsvergütung für jede zusätzliche Seemeile 0,5 Monate länger, wenn die Anlage in einer Wassertiefe von mindestens zwanzig Metern errichtet wurde (§ 31 Abs. 2 S. 3 EEG). Der Zeitraum verlängert sich zudem ab einer Wassertiefe von zwanzig Metern um 1,7 Monate je zusätzlichen Meter Wassertiefe. Nach Ablauf der ersten Phase sinkt die Grundvergütung auf 3,5 ct/kWh und liegt damit niedriger als im EEG 2004 (5,95 ct/kWh) und unter dem durchschnittlichen Strompreis der letzten Jahre am Spotmarkt der EEX. Anlagenbetreiber sollen so zur Direktvermarktung bewegt werden (ANDOR et al. 2010). Die jährliche Degression bei Offshore-Windkraftanlagen setzt zudem erst 2015 ein, beträgt dann allerdings 5 %. Im EEG 2004 war vorgesehen, dass sie 2008 in einer Höhe von 2 % einsetzen sollte.

Tabelle 8-6

#### **Vergütung von Offshore-Windenergie nach dem EEG**

Inbetriebnahme der Anlage	Anfangsvergütung für die ersten 12 Jahre	Bonusvergütung für die ersten 12 Jahre	Grundvergütung für die Jahre 13 bis 20
Vor 2015	13 ct/kWh	2 ct/kWh	3,5 ct/kWh
Vor 2016	12,35 ct/kWh	1,9 ct/kWh	3,33 ct/kWh
Vor 2017	11,73 ct/kWh	-	3,16 ct/kWh
Vor 2018	11,15 ct/kWh	-	3,00 ct/kWh

Quelle: STEIN und GOTTSCHALL 2010, S. 89

Zusätzlich zu den Vergütungsregeln wurde für Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung eingeführt, die Kosten für den Netzanschluss für Anlagen, mit deren Errichtung bis Ende 2015 begonnen wurde, bis unmittelbar zum Offshore-Windpark zu übernehmen (§ 17 Abs. 2a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)). Die Netzanbindung muss zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein. Durch diese Regelung wurde ein großes finanzielles Hemmnis für den Ausbau von Offshore-



Windparks behoben (STEIN und GOTTSCHALL 2010, S. 89). Die Netzanbindungspflicht des § 17 Abs. 2a EnWG ist ein wichtiger Schritt in Richtung der Wirtschaftlichkeit der Offshore-Windenergie. Sie wirkt allerdings einer besseren Bündelung der Netzanschlüsse entgegen. Zudem resultierte aus § 17 Abs. 2a EnWG ein Abstimmungsproblem, denn die Offshore-Windparkbetreiber müssen für die Finanzierung ihrer Anlagen eine Netzanbindungszusage des Übertragungsnetzbetreibers vorlegen, gleichzeitig macht dieser aber den Anschluss vom Finanzierungsnachweis der Banken abhängig. Während die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur der Auffassung sind, dass dieses Problem durch das Positionspapier der Bundesnetzagentur zu § 17 Abs. 2a EnWG von 2009 gelöst worden ist (Bundesnetzagentur 2009; Deutscher Bundestag 2010, S. 2), kann man noch nicht von einer Optimierung bei der Netzanbindung im Hinblick auf die Bündelung von Anlagen sprechen (vgl. Abschn. 9.2.6).

Weiterentwicklung der Förderung: EEG plus staatlicher Risikofonds

**467.** Das derzeitige Fördersystem bestehend aus Einspeisevergütungen in Verbindung mit einem Anschluss- und Abnahmезwang wie es derzeit im EEG geregelt ist (§ 2 Nr. 1 und § 9 EEG) sowie der Übernahme der Anschlusskosten durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 17 Abs. 2a EnWG, vgl. Abschn. 9.2.6.1.3) ist aus Sicht des SRU zumindest für die kommenden Jahre ein geeignetes Instrumentarium. Zusätzlich sollte die Einführung eines staatlichen Risikofonds in Erwägung gezogen werden, der Anlagenbetreiber vor unvorhergesehenen, unverschuldeten Problemen schützt und ihnen bei Betriebsstörungen ermöglicht, weiterhin ihren Kreditzahlungen nachzukommen.

Die Technologie der Offshore-Windenergie steht grundsätzlich zur Verfügung, sie muss aber in der Praxis getestet und weiterentwickelt werden. Das staatlich geförderte Testfeld erlaubt erste wichtige Erkenntnisse. Dennoch ist auch bei den nächsten Windparks mit möglichen Betriebsproblemen zu rechnen. Die Folge sind unsichere Renditen, die bei kapitalintensiven Großinvestitionen wie Offshore-Windparks ein Investitionshemmnis für Anlagenbetreiber, aber insbesondere auch für die Kredit gebenden Banken, darstellen. Bauverschiebungen oder sogar Stornierungen wiederum gehen zulasten der Herstellerindustrie und können im Extremfall die Existenz mittelständischer Unternehmen und damit auch den Wettbewerb in der Lieferindustrie gefährden. Um einen umfangreichen Ausbau der Offshore-Windenergie zu gewährleisten, ist daher eine teilweise staatliche Risikoübernahme erstrebenswert.

Der bis 2015 im EEG festgeschriebene erhöhte Vergütungssatz (vgl. Tab. 8-5) kompensiert die Anlagenbetreiber in diesem Sinne für kleinere Risiken in der Einführungsphase. Kurzzeitige Probleme werden dabei durch Mehreinnahmen zu Normalzeiten ausgeglichen. Die ersten Anlagenbetreiber erhalten hiermit Investitionssicherheit und gegebenenfalls einen Vorsprung gegenüber Wettbewerbern, die sich dazu entschieden haben, mit Investitionen zu warten, bis weitere Erfahrungen mit der Offshore-Technologie gemacht wurden.

Der Risikofonds sollte allerdings eine Absicherung gegen größere unverschuldete Betriebsausfallrisiken wie Serienschäden, unvorhersehbar hohe Wartungskosten oder Netzzusammenbrüche bieten. Insbesondere könnte das Risiko für die Kredit gebenden Banken dadurch deutlich minimiert werden, denn die Anlagenbetreiber könnten mithilfe des Fonds sicherstellen, dass sie selbst bei schwerwiegenden Betriebsausfällen ihren Kreditzahlungen nachkommen können. Im Gegenzug ist zu erwarten, dass die Gewährung von Krediten für Offshore-Windenergieprojekte durch die Banken erleichtert wird und die Risikoaufschläge sinken.

Der SRU ist der Ansicht, dass durch die Verringerung der Risiken ein zügiger, ambitionierter Ausbau ermöglicht wird. Mit wachsendem Kapazitätsausbau sollte der Fokus dann jedoch bei der Kosteneffizienz liegen. Dafür ist entscheidend, dass die Vergütungshöhe sich stets im Rahmen der entstandenen Kosten bewegt und zügig an Kostensenkungen durch Technologiesprünge angepasst werden kann. Der SRU befürwortet daher nach einer anfänglichen Lernphase in den nächsten Jahren ab 2015 einen Wechsel zu einem Ausschreibungsmodell, das nachfolgend vorgestellt wird.

#### Staatliche Ausschreibungen für Offshore Windenergie

**468.** Um die Kosten der Offshore-Windenergie niedrig zu halten, befürwortet der SRU langfristig die staatliche Ausschreibung von „Fixkostenkompensationen“. Für ein solches Modell sprechen verschiedene Argumente. Erstens könnte mit einem solchen Modell der weitere Ausbau besser gesteuert und somit sichergestellt werden, dass langfristig der erforderliche hohe Zubau auch tatsächlich stattfindet. Zweitens könnte der Netzanschluss der Anlagen gebündelt nach ausgeschriebenen Gebieten erfolgen. Drittens kann bei richtiger Ausgestaltung die Ausschreibung durch den Staat sicherstellen, dass der Ausbau kosteneffizient erfolgt, weil die Anbieter bei ausreichendem Wettbewerb durch den Mechanismus dazu veranlasst werden, ihre erwarteten Kosten offen zu legen. Die Gefahr einer Überförderung besteht daher nicht.

Bei diesem Verfahren bekommt das Unternehmen, das einen Offshore-Windpark am günstigsten betreiben kann, die Betriebsbefugnis für den Windpark. Das staatliche Ausschreibungsmodell baut auf dem Erfolg der Einspeisevergütungen auf, verfolgt aber gleichzeitig das Ziel, mehr marktähnliche Strukturen in das EEG zu bringen, um dadurch einen kostenoptimalen Ausbau zu gewährleisten.

Ausschreibungsmodelle zur Förderung erneuerbarer Energien sind grundsätzlich nicht neu. Die britische Regierung zum Beispiel führte 1990 die NFFO (Non Fossil Fuel Obligation) ein, bei der der Kaufpreis für erneuerbar erzeugten Strom in einem auf Wettbewerb beruhenden Ausschreibungsprozess festgelegt wurde (SAWIN 2004). Auch in Frankreich wurde zeitweise ein ähnliches Fördersystem eingeführt (LAALI und BENARD 1999). In der Vergangenheit haben staatliche Ausschreibungen in diesen Ländern jedoch nicht zu dem

Ausbau geführt, der von Regierungen als Ziel vorgegeben wurde, weil keine entsprechenden Mechanismen zur Sicherstellung der Umsetzung der beantragten Windparks existierten. Auch wurden Vorplanungen zu Windparks akzeptiert, die bei genauer Analyse des Standorts nur extrem geringe Realisierungschancen hatten. Als Folge ersetzte die britische Regierung die NFFO 2002 durch ein System handelbarer Erzeugungsquoten für erneuerbare Energien (MENANTEAU et al. 2003; MITCHELL et al. 2006; SCHÖPE 2010). In Frankreich wurden aufbauend auf dem deutschen Modell Einspeisevergütungen eingeführt (MENANTEAU et al. 2003).

In der Literatur werden staatliche Ausschreibungsmodelle häufig negativ bewertet (LEHMANN und PETER 2005). Neben hoher Volatilität beim Zubau und geringen Realisierungsquoten abgeschlossener Verträge wird kritisiert, dass Anlagen mit Verzögerung gebaut werden, um die zwischen Ausschreibung und Installation stattgefundenen Kostensenkungen auszunutzen (LEHMANN und PETER ebd.). Während die Kritik an vergangenen Ausschreibungsmodellen durchaus berechtigt war, beruhte sie auf der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibungsmodelle und daraus resultierender Schwächen. Nicht ohne Grund tendieren auch heute wieder Staaten, unter anderem Großbritannien, Dänemark, Irland und Brasilien, zu staatlichen Ausschreibungen. Auch Frankreich plant neuerdings wieder, eine staatliche Ausschreibung mit einem Volumen von 15 Mrd. Euro für mindestens 600 Offshore-Windkraftanlagen durchzuführen („Eoliennes en mer: plus de 15 milliards d'euros d'investissements en vue“, Les Echos v. 4. August 2010).

In den nächsten Abschnitten wird der Vorschlag des SRU für ein Ausschreibungsmodell näher erläutert. Das Modell integriert positive Merkmale anderer Ausschreibungsmodelle, schlägt aber Verbesserungen in der Ausgestaltung vor, um Fehler, die in anderen Ländern gemacht worden sind, zu vermeiden.

### Non Fossil Fuel Obligation

**469.** Die Non Fossil Fuel Obligation wurde 1990 zur Förderung von Kernkraftwerken und erneuerbaren Energien in England und Wales eingeführt und nach unzureichendem Erfolg 2002 durch neue Instrumente ersetzt. Durch die NFFO wurden öffentliche Elektrizitätsversorger dazu verpflichtet, von NFFO-Projekten erzeugten Strom zu kaufen. Die Vergabe der NFFO-Verträge und der Kaufpreis für den erneuerbar erzeugten Strom wurden in einem auf Wettbewerb beruhenden Ausschreibungsprozess festgelegt. Ausschreibungen bezogen sich immer nur auf eine Technologiesparte, sodass ein Windenergieprojekt auch nur gegen andere Windenergieprojekte antreten konnte. Den Vertrag bekam jeweils derjenige Bieter, der zum günstigsten Preis eine Kilowattstunde Strom anbieten konnte. Die regionalen Elektrizitätsunternehmen zahlten den NFFO-Erzeugern dann den vertraglich festgelegten Preis. Allerdings mussten sie den erneuerbaren Strom nur jeweils zum aktuellen

Marktpreis kaufen. Die Differenz wurde durch die Fossil Fuel Levy, eine Abgabe auf fossile Brennstoffe, beglichen, die auf alle Stromrechnungen erhoben wurde.

Grundvoraussetzung: klare Ausbauziele und Planungen

**470.** Bevor Gebiete für die Offshore-Windenergie auktioniert werden, muss der Staat angemessene Rahmenbedingungen schaffen. Dabei sind mittel- und langfristig ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien, aber auch spezifische Ziele für die Offshore-Windenergie eine Grundvoraussetzung. Die Bundesregierung sollte daher einen Ausbauplan für Offshore-Windenergie erstellen, der dem Ziel einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung entspricht und sich in einer europäischen Roadmap für erneuerbare Energien widerspiegelt (vgl. Tz. 322). Ein Ausbauplan für Offshore-Windenergie gäbe Unternehmen nicht nur Investitionssicherheit, sondern würde auch eine frühzeitige Infrastrukturplanung für den damit einhergehenden Netzausbau ermöglichen.

Um einen Ausbauplan für Offshore-Windenergie zu erstellen, sollte der Staat die verbleibenden Kapazitäten für deutsche Nord- und Ostseeregionen untersuchen und diese in angemessene Gebiete aufteilen. Die in den Raumordnungsplänen der AWZ konkurrierender Nutzung vorbehaltenen Gebiete (wie für die Seeschifffahrt und zum Schutz der Meere) sind dabei von Anfang an ausgeschlossen (BMVBS 2010).

Ein Defizit vieler vergangener Ausschreibungsmodelle wie auch der NFFO war, dass das nach dem Gewinn einer Ausschreibung von den Unternehmen noch durchzuführende Genehmigungsverfahren häufig scheiterte (MITCHELL 2000, S. 297; SAWIN 2004). Für Investoren und Anlagenbetreiber war es ein schwieriger Balanceakt, sich bei *den* Ausschreibungsverfahren zu beteiligen, bei denen zum einen ein niedriger Bieterpreis möglich war, auf der anderen Seite aber auch eine hohe Wahrscheinlichkeit für eine Genehmigung des Baus bestand (MITCHELL ebd.). Diese Gefahr ist in Deutschland allerdings gering einzuschätzen. Die Ausweisung von Vorrangflächen für die Windenergie, wie dies in den Raumordnungsplänen für die Nord- und Ostsee geschehen ist, stellt sicher, dass dem Bau der Windparks keine anderweitigen Nutzungen entgegengehalten werden können. Wünschenswert wäre entsprechend, dass 2011 geprüft wird, ob weitere Vorranggebiete ausgewiesen werden sollten.

Zum anderen stellt nach derzeitigem Kenntnisstand das Genehmigungsverfahren der Windparks nach Seeanlagenverordnung anders als die Genehmigungsverfahren, an denen die Realisierung von ausgeschriebenen Windparks früher in anderen Ländern wie in Großbritannien gescheitert ist, keine entscheidende Hürde dar (zum Genehmigungsverfahren DAHLKE 2002; JARASS et al. 2009, S. 119 f.; MÜLLER 2008). Die Genehmigungen erfolgen zügig; das Verfahren zwischen Einreichung der Planungen und der Erteilung der Genehmigung dauert im Regelfall etwa zwei Jahre (Deutscher Bundestag 2010, S. 5). Im Jahr 2010 hatte das BSH bereits 26 Windparks mit insgesamt 1.850

einzelnen WEA in der AWZ genehmigt (Stand März 2010, vgl. Tab. 8-5). Die ersten Genehmigungen stammen von 2001/2002. Das BSH hat die bestehenden Genehmigungen befristet und mit Auflagen versehen (in der Regel muss innerhalb von drei Jahren mit dem Bau begonnen werden). Die Verlängerung der Genehmigungen knüpft das BSH seit 2009 an bestimmte Meilensteine (z. B. Bestellung von Fundamenten), die von den Genehmigungsinhabern eingehalten werden müssen, um den Bau der Windparks sicherzustellen und um zu verhindern, dass Flächen „auf Vorrat reserviert“ werden. Das Nichterfüllen dieser Meilensteine kann zum Erlöschen der Genehmigung führen (Deutscher Bundestag 2010, S. 3 f.).

Das konkrete Genehmigungsverfahren für den zu errichtenden Windpark sollte von den Investoren selbst durchgeführt werden, weil der jeweilige Windpark mit seinen technischen Besonderheiten von den Investoren geplant wird und den Betreibern anderenfalls zu viele Vorgaben im Bezug auf technische Entscheidungen gemacht werden müssten. Möglich wäre auch, bei der staatlichen Ausschreibung der Offshore-Windparks zunächst die Projektentwicklung und erst anschließend den Bau und die Betriebsgenehmigung des Parks auszuschreiben. Dies hätte den Vorteil, dass die Risiken aufgrund der jeweils kürzeren Zeiten für die Realisierung überschaubarer würden. Dieses Vorgehen könnte zudem den Kreis der Bieter für den jeweiligen Vorhabenschritt erweitern. Es ist zu erwarten, dass beispielsweise mehrere kleinere Bieter für die Projektentwicklung auftreten würden, es dagegen schwieriger wäre, viele Bieter für das Gesamtprojekt zu finden.

Überdies können Bestimmungen in die Ausschreibungen aufgenommen werden, die sicherstellen, dass Bieter das Projekt auch tatsächlich durchführen. Beispielsweise kann beim Zuschlag vorgesehen werden, dass die Betriebsbefugnis automatisch an den zweitbesten Bieter übergeht, wenn der Projektfortschritt nicht nach zeitlich vorher genau definierten Meilensteinen erfolgt, ohne dass der Zweitbieter den ursprünglichen Gewinner für die für ihn entstandenen Kosten kompensieren muss. Zudem kann vorgesehen werden, dass der ursprüngliche Auktionierungsgewinner bei mangelnder Umsetzung des Projekts eine Konventionalstrafe bezahlen muss. Dies würde verhindern, dass Unternehmen Windareale nur erwerben, um einen Ausbau der Windenergie aus eigenem betriebswirtschaftlichem Interesse auf anderen Gebieten zu verzögern. Wichtig ist auch vorzusehen, dass nach dem Betriebsende einer Anlage diese so weit rückgebaut werden muss, dass das Areal erneut für eine Windenergieproduktion genutzt werden kann. Der Zustand der Fundamente und Türme muss dabei begutachtet werden. Danach kann eine neue Ausschreibung für Anlagen an dieser Stelle durchgeführt werden und der Prozess beginnt wieder von vorne.

#### Marktähnliche Verhältnisse durch Auktionen

**471.** Mit der Ausschreibung einer Fläche mit einer entsprechenden Mindestkapazität werden Unternehmen dazu aufgefordert, in einer Auktion einen Vergütungssatz pro

gelieferter Kilowattstunde anzubieten. Das Unternehmen, das den geringsten Vergütungssatz anbietet, erhält das Recht, Windparksanlagen in diesem Areal zu errichten und Strom zu produzieren. Der Vergütungssatz wird für die Mindestlebensdauer einer Offshore-Windkraftanlage von 15 Jahren bezahlt (GASCH und TWELE 2007, S. 535). Die Vergütung ist eine „Fixkostenkompensation“, denn diese Subvention ermöglicht es den Offshore-Windparksanlagenbetreibern, ihre Investitionskosten zu refinanzieren. Nach einer Betriebsdauer von 15 Jahren sollten funktionstüchtige Anlagen nur noch einen reduzierten Satz erhalten, um die gesamte Lebensdauer einzelner Anlagen ausschöpfen zu können, gleichzeitig Unternehmen aber die Chance zu geben, ein Gewinn bringendes Geschäft zu machen.

Ein solches Ausschreibungsmodell garantiert bei Vorliegen von Wettbewerb im Gegensatz zum EEG immer die kostengünstigste Übernahme der Fixkosten (MENANTEAU et al. 2003; MITCHELL 2000; MITCHELL und CONNOR 2004). Die Auktionierung der Vergütungssätze schafft einen Wettbewerb zwischen den am Verfahren beteiligten Unternehmen und garantiert, dass Unternehmen den aus ihrer Sicht niedrigsten Satz anbieten, bei dem sie noch davon ausgehen können, dass sich ihre Investitionen amortisieren. Selbst wenn sich aufgrund der Höhe der Investitionskosten hauptsächlich Großinvestoren an den Auktionierungen beteiligen würden, wäre doch mit einer ausreichenden Anzahl an Bewerbern zu rechnen.

Das Ausschreibungsmodell birgt allerdings das Risiko, dass Unternehmen ihre wirklichen Kosten unterschätzen und sich nach dem Gewinn einer Auktion herausstellt, dass der gebotene Vergütungssatz zu niedrig ist, um das Projekt zu refinanzieren. Diese Problematik gleicht dem in der Ökonomie unter dem Begriff *winner's curse* bekannten Phänomen (THALER 1988). Der Gewinner einer Auktion (*common value auction*) tendiert aufgrund unvollständiger Informationen dazu, zu viel zu bezahlen bzw. in diesem Fall einen zu günstigen Vergütungssatz anzubieten. Beispiele dafür waren in der Vergangenheit die Vergabe von Konzessionen für Ölfelder oder die Versteigerung von Mobilfunkfrequenzen in Deutschland. Je mehr Teilnehmer eine Auktion hat, umso gravierender tendiert der *winner's curse* zu sein. Auch beim NFFO besteht durchaus die Vermutung, dass zu niedrige Vergütungssätze geboten und deshalb einige Projekte nicht durchgeführt wurden. MITCHELL (2000, S. 296 f.) hebt hervor, dass Anreize im NFFO so gesetzt worden waren, dass Unternehmen mögliche Ausfälle oder Verzögerungen nicht in ihre Gebote einrechneten (*best-scenario-Gebote*), um ihre Gewinnchancen zu erhöhen. Sie hatten vielmehr die Höhe ihrer erforderlichen Vergütungssätze am Idealfall berechnet. Um den *winner's curse* abzumildern, könnte die vom zweitbesten Bieter geforderte Vergütung als Vergütung für den Gewinner einer Auktion gelten. Die zu übernehmenden Kosten für die Planungsverfahren und die drohende Strafe bei Nichtbau bieten zudem einen Anreiz, die wirklichen Kosten nicht zu unterschätzen, da diese Kosten auch bei Nichtrealisierung des Projekts anfallen.

### 8.4.3 Förderung der Stromerzeugung aus Biogas

**472.** Im Vergleich zur Erzeugung von Strom aus Windenergie (und Photovoltaik) ist die Stromerzeugung aus Biomasse unabhängiger von meteorologischen Einflussfaktoren. Da Biogas bei mangelndem Strombedarf ohne weitere Umwandlung gespeichert und je nach Bedarf wieder verstromt werden kann (MACKENSEN et al. 2008, S. 9), ist die Stromproduktion aus gasförmiger Biomasse besonders gut geeignet, Ausgleichs- und Speicherfunktionen zu erfüllen. Für 2050 ergibt sich für den Stromsektor in den für den SRU berechneten Szenarien eine Stromproduktion aus Biogas, die in etwa dem heutigen Ausmaß entspricht und somit keinen weiteren Zubau erfordern würde. Die Stromproduktion aus Biomasse macht insgesamt in den SRU-Szenarien nur einen geringen Anteil aus (vgl. Abschn. 3.3.3 und Kap. 4.4). Der Zubau zusätzlicher Biogasanlagen während des Übergangs zu einer Stromerzeugung aus 100 % erneuerbaren Energien stellt jedoch eine Möglichkeit dar, sich gegen unvorhergesehene Schwierigkeiten bei der Errichtung von Speichern abzusichern. Angesichts der hohen Risikoaversion gegenüber Stromausfällen stellt der Bau dieser Anlagen während des Übergangs somit volkswirtschaftlich auch dann eine sinnvolle Strategie dar, wenn sie letztendlich in 2050 nicht mehr in vollem Maße benötigt werden. Die folgenden Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf die Stromproduktion aus Biomasse. Innerhalb der energetischen Nutzung von Biomasse macht der Bedarf zur Stromerzeugung etwa ein Drittel aus; zwei Drittel werden hingegen zur Produktion von Wärme- und Kraftstoff eingesetzt. Strategien zur Förderung der Wärme- und Kraftstoffproduktion aus Biomasse sind gemäß des Fokus' des Sondergutachtens nicht Gegenstand dieses Kapitels. Es sei jedoch angemerkt, dass bei der Förderung der energetischen Biomassenutzung seitens der Politik ein ganzheitlicher Ansatz gewählt werden und eine Optimierung über alle Verwendungen stattfinden sollte (SRU 2007a, S. 102 ff.). Auch die Stromproduktion aus fester und flüssiger Biomasse kann nicht differenziert in diesem Kapitel behandelt werden. Aufgrund ihrer besonderen Eignung zur Erfüllung von Ausgleichs- und Speicherfunktionen wird somit ein Fokus auf die Stromproduktion aus gasförmiger Biomasse gelegt.

Abschnitt 3.4.5 hat dargestellt, dass von der energetischen Nutzung von Biomasse besondere Risiken für die biologische Vielfalt auf landwirtschaftlichen Flächen ausgehen. Jede Art von Förderung muss deshalb auch darauf abzielen, diese Risiken auf ein Minimum zu reduzieren, was insbesondere durch den Einsatz von land- und forstwirtschaftlichen, bei entsprechender Eignung aber auch städtischen oder industriellen Reststoffen erreicht werden kann. Innerhalb dieses Reststoffpotenzials hat sich das Wirtschaftsdüngerpotenzial (Gülle) als zum einen relativ groß und zum anderen aufgrund weiterer Vorteile für den Natur- und Umweltschutz als besonders erschließungswürdig für eine verstärkte energetische Nutzung herausgestellt. Die Biogasproduktion, die sich in den für den SRU berechneten Szenarien für 2050 ergibt, kann vollständig auf Basis land- und forstwirtschaftlicher

Reststoffe erfolgen. Lediglich in den nur zu Vergleichszwecken entwickelten Szenarien 1a und 1b reichen diese Potenziale nicht aus und es kommt dort zum Einsatz von Energiepflanzen (DLR 2010, S. 21; vgl. Abschn. 3.3.3).

Der zukünftige nachhaltige Einsatz von Biogas zur Stromgewinnung ist deshalb davon abhängig, dass sowohl der Übergang zu einer vorrangigen Reststoffnutzung als auch die Übernahme von Ausgleichsfunktionen für die Schwankungen von Sonnen- und Windenergie gelingt. Die gegenwärtige Förderung setzt hierfür jedoch keine entsprechenden Anreize und sollte daher umgestaltet werden. Da bestehende Anlagen, denen die gewährten Einspeisetarife für die nächsten zwanzig Jahre garantiert sind, von einer Umgestaltung nicht betroffen wären, würde eine Umstellung der Förderung zunächst zu einem weiteren Ausbau und allmählich zu einem Umbau der Stromproduktion aus Biogas führen.

Da der SRU sich dafür ausspricht, auch in Zukunft zur Gewährleistung der Planungssicherheit von Investitionen die Vergütungssätze für einen längeren Zeitraum vorzugeben, müssen Änderungen, die in zwanzig Jahren wirksam werden sollen, heute bereits eingeleitet werden. Die im Folgenden vorgeschlagenen Änderungen an der Förderung sollten deshalb möglichst bald umgesetzt werden.

#### **8.4.3.1 Ziel 1: Lastfolgebetrieb**

**473.** Je vollständiger die bei der Stromproduktion aus Biogas entstehende Wärme genutzt wird, desto effizienter ist das Gesamtsystem. Durch den Einsatz von Wärmespeichern können Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) produzieren, sowohl ihre Wärme vollständig nutzen als auch Systemdienstleistungen anbieten. Dies wird in Dänemark bereits erfolgreich praktiziert (FRAGAKI et al. 2005, S. 4; SIEVERS 2007, S. 1; RITTER 2007, S. 1). Somit sind KWK-Anlagen für einen Ausgleich der Schwankungen im regenerativen Stromsystem einsetzbar.

Auch heute wird das erzeugte Biogas schon vor der Stromerzeugung zwischengespeichert. Das geschieht zum einen durch Einspeisung in das Erdgasnetz oder direkt am Ort der Biogaserzeugung. Gasspeicher werden heute mit einem durchschnittlichen Speichervolumen von 6 h Gasproduktion erstellt (BOFINGER et al. 2010, S. 21), was somit bereits heute eine Verschiebung der Stromproduktion über den Tag erlaubt, allerdings nur, wenn gleichzeitig die Motorenleistung erhöht wird. Für eine residuallastgeführte Stromproduktion muss das Speichervolumen allerdings nochmals deutlich erhöht werden.

Die festen Vergütungssätze im geltenden EEG setzen keinen Anreiz, auf Marktsignale des Stromsystems zu reagieren (SENSFUß und RAGWITZ 2009, S. 2). § 17 EEG erlaubt es Anlagenbetreibern aber auch heute schon „den in der Anlage erzeugten Strom kalendermonatlich an Dritte zu veräußern (Direktvermarktung), wenn sie dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt haben.“



Dann entfällt der Vergütungsanspruch nach EEG in dem Kalendermonat für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom. Gleichzeitig wird der Zeitraum, in dem Strom direkt vermarktet wird, auf die Vergütungsdauer angerechnet. Es ist auch möglich, nur einen bestimmten Prozentsatz des in der Anlage erzeugten Stroms kalendermonatlich direkt zu vermarkten. Im darauf folgenden Kalendermonat kann der Vergütungsanspruch nach § 16 EEG wieder geltend gemacht werden.

Jedoch zeigen Bewertungen der Lastprofile anhand von Marktpreisen (SENSFUß und RAGWITZ 2009, S. 6), dass die Marktwerte des momentan über das EEG eingespeisten Stroms für fast alle Anlagenklassen im Durchschnitt unterhalb des Fördersatzes der EEG-Vergütung liegen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass ein Erzeuger regelbarer erneuerbarer Energie sein Einspeiseprofil so ausgestalten könnte, dass er höhere Marktwerte als die der hier unterstellten gleichmäßigen Einspeisung erwirtschaften könnte. Die mangelnde Annahme dieser Regelung durch die Anlagenbetreiber zeigt aber, dass bei der bestehenden Regelung der Anreiz für Anlagenbetreiber fehlt, auf die sichere Vergütung durch das EEG zu verzichten und den Strom direkt zu vermarkten.

Ein zukünftiges Fördersystem sollte die bisher nur in Ansätzen vorhandenen Steuerungssignale stärken. Gleichzeitig sollten Anreize für eine Vergrößerung vorhandener Biogasspeicher und zur Nutzung des Erdgasnetzes als Speicher gesetzt werden.

Hierbei ist zu unterscheiden zwischen bestehenden Anlagen, denen bereits ein fester Einspeisetarif garantiert wurde, und Anlagen, die neu erstellt werden. Für erstere wird die Höhe notwendiger Anreize durch die Einspeisevergütung bestimmt. Soll für die bestehenden Anlagen eine Direktvermarktung attraktiv werden, müsste über die Markterlöse hinaus eine Marktprämie gezahlt werden, die der Differenz zur EEG-Vergütung Rechnung trägt. So würde der Stromerzeuger im jeweiligen Monat die gleiche Vergütung wie unter den fixen Sätzen des EEG erhalten, wenn er gleichmäßig über die Tage und Nächte verteilt einspeisen würde, könnte jedoch über geschickte Einspeisung in Hochpreiszeiten und Inanspruchnahme der Marktprämie einen höheren Erlös erwirtschaften. Damit die Schwankungen des Marktpreises nicht zu einer deutlichen Über- oder Unterförderung führen, wäre es ratsam, eine solche Prämie an einen Marktpreisindikator zu binden (SENSFUß und RAGWITZ 2009, S. 6 ff.). Diesen höheren Erlösen sind allerdings auch höhere Kosten gegenüberzustellen. Neben den Kosten für die Umrüstung der Anlage und den Ausbau der Speicher sowie den Kosten der Fahrplanerfüllung (Optimierung der Tagesfahrpläne) kommen Kosten der Marktbeobachtung und der Vermarktung hinzu. Diese zusätzlichen Kosten sollten in die Prämie eingerechnet werden.

Für neue Anlagen sollte von vornherein nur ein Aufschlag auf die Markterlöse gezahlt werden. Die Anlagenbetreiber haben damit einen unmittelbaren Anreiz, die Preisschwankungen am Energiemarkt auszunutzen bzw. auf dem Regelenergiemarkt anzubieten. Gleichzeitig stellt der Preisaufschlag eine Untergrenze für den Erlös je

produzierter Kilowattstunde Strom dar. Der Übergang von einem im Voraus gesicherten Erlös zu einem (niedrigeren) festen Aufschlag je Kilowattstunde mag zwar die Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber verringern, angesichts der von der Biomasse notwendig zu erfüllenden Systemdienstleistungen stellt dies jedoch aus Sicht des SRU eine notwendige Änderung der Biogasförderung dar.

Eine Optimierung der Tagesfahrpläne der Stromerzeugungsanlagen dürfte für viele der dezentralen kleineren Biogasanlagen, die im „Nebenerwerb“ durch Landwirte betrieben werden, zu aufwendig sein. Da die Einspeisung ins Gasnetz aufgrund der notwendigen Gasaufbereitung für kleine Anlagen bis auf Weiteres keine Option darstellt, wird es für sie nur dann möglich sein, von den Möglichkeiten eines an die Erfordernisse des Marktes angepassten Vergütungssystems zu profitieren, wenn sie diese Aufgabe abgeben können. Eine Möglichkeit zur Entlastung des Einzelnen wäre die Bildung von Vermarktungspools, die sich aus verschiedenen Erzeugern von Strom aus Biogas zusammensetzen könnten und deren Stromproduktion dann gemeinsam überwacht und vermarktet würde. Software Tools können Hilfe bieten bei der Vermarktung am Spotmarkt bzw. bei der Bestimmung der Höhe der abzugebenden Gebote am Regelenergiemarkt (ANDERSEN und LUND 2007, S. 291 ff.; FRAGAKI et al. 2005, S. 4 ff.).

Eine andere Option wäre eine zentrale Koordination der Tagesfahrpläne einer Vielzahl von Anlagen durch zum Beispiel den Bilanzkreisverantwortlichen. Hierfür sind aber noch zahlreiche institutionelle Detailfragen zu klären. Dagegen sind die technischen Voraussetzungen, um eine Vielzahl von Anlagen zentral zu steuern, bereits gegeben.

Die Einspeisung ins Erdgasnetz bietet ebenfalls Speichermöglichkeiten und erfordert keine der oben beschriebenen Umrüstungen und keine Übertragung von Verfügungsrechten. Allerdings muss das Biogas dann vor der Einspeisung zunächst zu Biomethan aufbereitet werden, wofür die Installation einer Aufbereitungsanlage mit den damit verbundenen Kosten notwendig wird. Eine Förderung erfolgt zurzeit über das EEG, indem für den Strom, der aus Biogas produziert wird, ein Technologiebonus bei Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität bzw. bei Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz und Verstromung an anderer Stelle, gezahlt wird. Diese Förderung sollte nach Ansicht des SRU beibehalten werden, da sie in erster Linie der Weiterentwicklung von Technologie dient und damit Lerneffekte unterstützt.

**474.** Aufgrund der hohen spezifischen Kosten lohnt zurzeit die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz in der Regel nur für Anlagen mit einer stündlichen Rohbiogasproduktion von mindestens 500 Nm<sup>3</sup> (URBAN 2010, S. 16). Soll die Einspeisung auch für kleinere Anlagen lohnend sein, bietet sich der Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen mit einer gemeinsamen Anlage zur Aufbereitung und Einspeisung an. Da ein vermehrter Einsatz von Gülle, wie er nach Ansicht des SRU erstrebenswert wäre (vgl. Abschn. 8.4.3.2), wiederum den Anlagengrößen enge Grenzen setzt, ist zu erwägen, die Kooperation von Landwirten

direkt zu fördern. Zudem ist zu überlegen, mit welchen technischen oder institutionellen Innovationen die Gaseinspeisung von kleineren Anlagen ins Netz gefördert werden kann.

Anreize zur Einspeisung werden aber nicht nur im EEG, sondern insbesondere auch durch entsprechende Rahmenbedingungen außerhalb des EEG gesetzt. Durch die Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Jahr 2008 wurden die Rahmenbedingungen für die Ein- und Ausspeisung sowie den Transport von Biomethan verbessert: Die Verordnung regelt den vorrangigen Netzanschluss mit einem transparenten Netzanschlussverfahren, Kostenerleichterung und Angaben zur Qualität des Gases und wurde im Mai 2010 nochmals novelliert. Die Verordnung legt fest, dass die Kosten des Netzanschlusses zu 25 % vom Anschlussnehmer und zu 75 % vom Netzbetreiber getragen werden, soweit eine Verbindungsleitung 10 km nicht überschreitet (in diesem Fall hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen, § 33 GasNZV). Erzeuger von Biomethan erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar einspeisen, ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,007 €/kWh eingespeisten Biogases für vermiedene Netzkosten (§ 20a GasNZV). Zudem ist festgelegt, dass Planungs- und Ausschreibungsunterlagen gegenseitig offenzulegen sind. Auch werden Vereinfachungen geregelt, wie zum Beispiel für die Bilanzierung der Biomethanmengen. Insgesamt wurden damit Marktanreize für die Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz geschaffen.

#### **8.4.3.2 Ziel 2: Reststoffverwertung**

**475.** In der Novelle des EEG von 2009 wurde bereits versucht, Anreize zur stärkeren Nutzung des Wirtschaftsdüngerpotenzials zu setzen, indem ein Bonus eingeführt wurde, der ausbezahlt wird, wenn der Anteil an Wirtschaftsdünger mindestens 30 % der Masse des eingesetzten Substrats beträgt. Dies hat zusammen mit der Anhebung der Gesamtförderung dazu geführt, dass sich insbesondere in den viehdichten Regionen die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion erhöht hat und damit gleichzeitig die Nachfrage nach nachwachsenden Rohstoffen, die schließlich bei Bezug des Güllebonus' bis zu 70 % ausmachen dürfen, weiter angestiegen ist (ISERMEYER 2009, S. 12 ff.). Somit hat sich durch diesen zusätzlichen Bonus für Gülle der Druck auf die Fläche weiter erhöht und damit auch die Tendenz zur Intensivierung der Flächennutzung.

**476.** Aus Naturschutz- wie auch aus ethischen Gründen ist es erstrebenswert, Biogas in sehr viel höherem Maße auf der Basis von Reststoffen zu produzieren, als dies zurzeit der Fall ist, bzw. den Anteil intensiv angebaute Energiepflanzen stark zu reduzieren. Um dies zu gewährleisten, muss der Bonus für nachwachsende Rohstoffe (sogenannter NawaRo-Bonus) abgeschafft werden. Die Höhe der Vergütung sollte zudem an den Anteil der Reststoffe an der Masse der eingesetzten Substrate gekoppelt werden. Dadurch wird ein gesonderter Güllebonus, wie er zurzeit gezahlt wird, unnötig und kann daher abgeschafft werden. Dabei ist die Vergütung so zu gestalten, dass in Zukunft nur eine weitgehend auf

Reststoffen basierende Biogasproduktion gefördert wird. Zu den Reststoffen würden im Bereich der Biogasproduktion beispielsweise Wirtschaftsdünger, Landschaftspflegemittel und industrielle Reststoffe zählen. Mit einer Konzentration der Förderung auf den Reststoffeinsatz könnte somit auch der Landschaftspflegebonus entfallen. Da Gülle allein jedoch eine relativ niedrige Methan-Ausbeute ergibt, müssen unter Umständen für eine kosteneffiziente Biogasproduktion der Vergärung Zusatzsubstrate zugeführt werden. Um zu verhindern, dass dafür überwiegend Intensivkulturen (z. B. Mais) angebaut werden, wäre zu erwägen, zusätzlich die Nutzung von Anbauformen zu fördern, die gleichzeitig natur- und klimaverträglich sind, wie zum Beispiel der extensive Anbau ausdauernder Kulturen oder von Wildpflanzen mit einer angepassten Artenwahl.

Eine auf Reststoffnutzung und damit im ländlichen Raum auf Wirtschaftsdüngernutzung konzentrierte Förderung ist besonders für kleine Anlagen interessant. Größere Anlagen benötigen zur Erreichung höherer Gülleanteile sehr große anlagennahe Viehbestände, da Gülle einen hohen Wassergehalt und damit einen niedrigen Energiegehalt aufweist und nicht wirtschaftlich über weite Strecken transportiert werden kann. Chancen, die Transportwürdigkeit zu erhöhen, bieten Separationstechniken, die den Wassergehalt in der zu transportierenden Masse stark reduzieren und somit den effizienten Einsatz in Großanlagen ermöglichen. Diese sind jedoch zurzeit noch nicht ausgereift (LOOTSMA und RAUSSEN 2008, S. 1; ALBERS 2010). Geht man von der Verteilung der Bestandsgrößenklassen Vieh haltender Betriebe in Deutschland aus, so ist derzeit bereits bei einem Anteil von 50 % Gülleinsatz die Verfügbarkeit entsprechend großer ortsnaher Viehbestände selbst für kleine 150 kW-Anlagen häufig nicht mehr gegeben (VOGT et al. 2008, S. 373). Das heißt, dass nur relativ kleine Anlagen hauptsächlich auf Güllebasis betrieben werden können. Auch wenn relativ kleine Betriebsstrukturen aus technischer Sicht ohne Probleme im Lastfolgebetrieb durch zentrale Steuerung gefahren werden können und somit das zuvor genannte Ziel des Lastfolgebetriebs nicht gefährdet wird, sollten die sich aus der Förderung von Reststoffen ergebenden strukturellen Entwicklungen kritisch verfolgt werden. Es ist darauf zu achten, dass eine solche Struktur nicht zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt.

Neben diesen güllebasierten Anlagen sollten vor allem stadtnahe Anlagen industrielle Reststoffe und Bio- und Gartenabfälle nutzen. Dies kann die klassische Kompostierung ergänzen (vgl. Tz. 154). Bei diesen Anlagen wird es sich vor allem um Großanlagen handeln.

**477.** Der Begriff „Landschaftspflegemittel“ bedarf im Zusammenhang mit der Förderung des Einsatzes von Reststoffen einer stärkeren Eingrenzung als dies bis jetzt der Fall war, damit nicht weiterhin der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen gefördert wird. Beispielsweise sollte ausgeschlossen werden, dass Mais, welcher zwar pfluglos bestellt, aber direkt für den Einsatz in einer Biogasanlage produziert wurde, als Landschaftspflegemittel gehandelt wird und als Reststoff gilt, weil pfluglose Ackerbestellung

als Agrarumweltmaßnahme anerkannt ist. Die Teilnahme an Agrarumweltprogrammen darf also nicht zu einer automatischen Zertifizierung als Reststoff führen. Stattdessen sollte eine differenzierte Betrachtung und Einordnung erfolgen. Darüber hinaus ist eine möglichst enge und klare Definition nötig (VELDHOFF 2010, S. 4, 10).

Gemäß der momentanen Regeln im EEG fällt der NawaRo-Bonus für den Strom der gesamten Anlage weg, wenn neben nachwachsenden Rohstoffen, Gülle und pflanzlichen Nebenprodukten gemäß der Positivliste des Anhangs EEG noch andere (Rest-)Stoffe wie beispielsweise Bioabfälle eingesetzt werden (§ 27 EEG). Mit der Abschaffung des NawaRo-Bonus erhöht sich demnach automatisch der Anreiz, nicht-landwirtschaftliche Reststoffe einzusetzen.

### **8.4.3.3 Zusammenfassende Empfehlungen**

**478.** Da im Energiemix der Zukunft dem Einsatz von Biogas eine besondere Bedeutung für den Lastfolgebetrieb zukommt und gleichzeitig die letzte EEG-Novelle den aus Natur- und Umweltschutzgesichtspunkten problematischen intensiven Anbau von Energiepflanzen forciert hat, empfiehlt der SRU eine grundsätzliche Umorientierung der Förderung von Strom aus Biogas im EEG. Die Stromproduktion in Biogasanlagen sollte zukünftig in Form einer Prämie auf den Marktpreis gefördert werden. Zudem sollte sie so gestaltet werden, dass nur eine weitgehend auf Reststoffen basierende Biogasproduktion wettbewerbsfähig ist. Die Förderung sollte mit steigendem Reststoffanteil an der eingesetzten Substratmasse steigen. Der NawaRo-Bonus sowie der gesonderte Güllebonus sollten hingegen abgeschafft werden. Unter den Begriff Reststoffe fallen vor allem Wirtschaftsdünger (Gülle), bei der Landschaftspflege und kommunalem oder privatem Grünschnitt anfallende Pflanzenabfälle, Ernterückstände und Bioabfälle. Um zu verhindern, dass überwiegend Intensivkulturen angebaut werden, wäre zu erwägen, zusätzlich die Nutzung von Anbauformen zu fördern, die besonders naturverträglich sind. Für Betreiber bestehender Anlagen sollte in Anlehnung an die bereits heute im EEG geltenden Regelungen zur Direktvermarktung die Ausnutzung von Marktpreisschwankungen attraktiv gemacht werden. Beibehalten werden sollte als Ergänzung zur Prämie der Technologiebonus, mit dem gezielt Innovationen gefördert werden können. Welche Technologien unter die Förderung fallen, sollte dabei fortlaufend überprüft und angepasst werden, damit nur aus Umweltsicht vorteilhafte, neue Markttechnologien gefördert werden. Um die notwendige Offenheit für neue Technologien zu gewährleisten, bieten sich zuerst FuE-Förderungen an, die bei entsprechendem Erfolg der Technologien dann in eine Förderung nach den Grundsätzen des EEG überführt werden können. Damit könnte beispielsweise gezielt die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und die Einspeisung ins Erdgasnetz vorangetrieben werden.

Einmal festgelegte Fördersätze sollten weiterhin auf Über- oder Unterförderung sowie hinsichtlich der gesellschaftlichen Ziele für den Natur- und Umweltschutz überprüft und

gegebenenfalls entsprechend abgeändert werden. Darüber hinaus muss darauf geachtet werden, dass die Förderung wettbewerbsfähige Strukturen erhält und somit die angestrebten Klimaschutzziele zu angemessenen volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden.

#### **8.4.4 Förderung der Solar- und der Onshore-Windenergie**

**479.** Der SRU befürwortet zur Förderung der Photovoltaik (PV) und der Onshore-Windenergie grundsätzlich Einspeisevergütungen in Verbindung mit einem Anschluss- und Abnahmepflicht der Netzbetreiber, ähnlich wie dies im EEG geregelt ist (§ 2 Nr. 1 und § 9 EEG). Anders als bei der Offshore-Windenergie (Abschn. 8.4.2) oder dem Netzausbau (Kap. 9) sind potenzielle Finanziere oft Kleininvestoren wie Haushalte oder Gemeinden. Es besteht ein geringer zentraler Planungsbedarf, Entscheidungen werden eher auf regionaler und lokaler Ebene getroffen. Das EEG bietet in diesem Rahmen prinzipiell eine geeignete Förderung. Das bestehende System stellt Kleininvestoren den Großinvestoren gleich. Kleininvestoren erhalten dadurch die erforderliche Investitionssicherheit. In der Vergangenheit hat dies einerseits zu hohen Kostendegressionen durch Lernkurveneffekte geführt. Aufgrund einer mangelhaften Anpassung der Fördersätze im Bereich der PV-Anlagen war die Folge andererseits allerdings auch eine starke Überförderung (vgl. Abschn. 8.4.1). Zukünftig sollten daher zwar die erfolgreichen Bestandteile des EEG erhalten werden, neuere Entwicklungen aber Berücksichtigung finden. In dieser Hinsicht müssen für die beiden Energiequellen unterschiedliche Herausforderungen bewältigt werden. Bei der PV besteht eine große Unsicherheit über den Bedarf und die Kostenentwicklung. Bei der Windenergie müssen die zur Verfügung stehenden Flächen optimal genutzt werden. Aus diesem Grund wird nachfolgend die Förderung der PV separat von der Onshore-Windförderung betrachtet.

##### **8.4.4.1 Förderung der Photovoltaik**

**480.** Die Förderung der PV ist im Laufe des Jahres 2009 verstärkt in die Kritik geraten (REICHMUTH et al. 2010, S. 2). Drastische, unvorhergesehene Preissenkungen für PV-Anlagen führten bei den bestehenden Vergütungssätzen dazu, dass hohe Eigenkapitalrenditen erwirtschaftet werden konnten. Infolge dessen explodierte regelrecht die Nachfrage nach PV-Anlagen, was zu einem weitaus größeren als geplanten Marktwachstum führte. Im Jahr 2009 kam es durch einen Zubau von rund 3.800 MW zu einem ersten Ausbausub (Vorjahr 1.900 MW) (WENZEL und NITSCH 2010, S. 22). Die Prognosen für das Jahr 2010 übertreffen alle Ausbauerwartungen und werden stetig nach oben korrigiert. Im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien erwartete die Bundesregierung schon einen sprunghaften Anstieg der installierten Leistung um 6 GW auf insgesamt 15,8 GW (Bundesregierung 2010, S. 116). Neuere Hochrechnungen gehen sogar

von einem Ausbau von bis zu 9,5 GW für das 2010 aus (50Hertz Transmission et al 2010b, S. 16; ERDMANN et al 2010).

Die Folge des verstärkten PV-Ausbaus spiegelt sich in einer wachsenden EEG-Umlage wider. Bereits 2009 war die PV für 29,3 % der Umlagekosten, gleichzeitig aber nur für 8,8 % der vom EEG-Mix produzierten Strommenge verantwortlich (vgl. Tab. 8-4). Nach Schätzung von WENZEL und NITSCH (2010, S. 45) wird für das Jahr 2010 der Kostenanteil der PV an der EEG-Umlage auf etwa 45 % steigen. Am 15. Oktober 2010 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern eine Erhöhung der EEG-Umlage für das Jahr 2011 um knapp 75 % auf 3,530 ct/kWh bekannt gegeben. Der PV-Boom ist ein Hauptgrund für diese Erhöhung.

Die hohen Kosten der PV-Förderung gefährden die Akzeptanz des gesamten Umlagesystems (REICHMUTH et al. 2010, S. 17; vgl. Abschn. 8.4.1). Die Reduzierung der Einspeisevergütung um bis zu 16 % ab dem 1. Oktober 2010 und um zusätzliche 13 % ab dem 1. Januar 2011 scheint nicht ausreichend zu sein. Ziel sollte daher eine kosten- und bedarfsorientierte Ausgestaltung der Förderung sein. Im Folgenden wird der SRU dazu einen Vorschlag unterbreiten.

**481.** Die Kostenoptimierung in den Szenarien des SRU führt zu einem sehr unterschiedlichen Einsatz der PV. Wenn von der Anforderung einer Selbstversorgung mit Strom zu 100 % abgesehen wird, ist in allen Szenarien mit einem Verbrauch von 500 TWh die Nutzung der PV in Deutschland nicht mehr kosteneffizient. Bei einem Stromverbrauch von 700 TWh ohne Einbeziehung von Nordafrika werden in den Szenarien allerdings knapp 100 TWh/a durch PV in Deutschland erzeugt. Der hohe PV-Anteil resultiert in diesen Szenarien allerdings unter anderem auch aus den vorgesehenen starken Importrestriktionen.

Bislang ist nicht absehbar, welcher Umfang der PV langfristig kosteneffizient ist. Von entscheidendem Einfluss werden die Vernetzung mit anderen Ländern, die Menge grenzüberschreitenden Stromaustauschs bzw. Imports und vor allem die weitere Kostenentwicklung dieser Technologie sein. In den Szenarioberechnungen wurde für die PV ein eher optimistischer Lernfaktor von 25,9 % (vgl. Tz. 238), aber auch sehr hohe Ausgangskosten angenommen. Weitgehende Einigkeit besteht über die Annahme, dass die PV künftig eine steile Lernkurve aufweisen wird und somit ein großes Kostensenkungspotenzial besteht (RÖTTGEN 2010, S. 27; IEA 2000; EPIA 2010; MÜHLENHOFF und WITZLER 2010; SCHOTT AG 2010; NEIJ 2008; HOBOHM und MELLAN 2010, S. 14; skeptischer im Hinblick auf die weitere Entwicklung: SCHLESINGER et al. 2009). Langfristig werden Stromgestehungskosten von 5 bis 9 ct/kWh als realistisch angesehen (EREC 2008). Wenn die PV aufgrund dieser Kostensenkungen gegenüber anderen erneuerbaren Energien auch in Deutschland wettbewerbsfähig werden würde, würde sie auch Teil des kostenoptimalen erneuerbaren Energien Strommix bei einem

Stromverbrauch von 500 TWh und einem Verbund mit Skandinavien im optimalen Erzeugungsmix sein.

**482.** Teilweise wird die Ansicht vertreten, dass die Wettbewerbsfähigkeit der PV bereits erreicht wird, wenn Netzparität (Grid Parity) herrscht, das heißt, wenn die Erzeugungskosten für Solarstrom nicht mehr über den Bezugskosten für Strom der Haushalte liegen (SolarServer 2007). Dies wäre zurzeit bei etwa 0,22 €/kWh der Fall. Die „Grid Parity“ – so die Annahme – würde neue Dynamik in den Markt bringen, weil die Haushalte damit einen originären Anreiz zur Installation von PV-Anlagen erhielten. Diese Argumentation verkennt allerdings, dass die Nachfrage der Haushalte und die Stromproduktion der Solaranlagen zeitlich stark auseinanderfallen. Ohne (teure) Batterien können Haushalte nur einen Teil der photovoltaisch produzierten Energie nutzen, was die effektiven durchschnittlichen Erzeugungskosten für diese stark erhöht (BODE und GROSCURTH 2010, S. 22). Zudem sind Haushalte darauf angewiesen, bei Bedarf auf das Netz zurückgreifen zu können. Das wiederum reduziert den volkswirtschaftlichen Nutzen einer Anlage stark, sofern (was wahrscheinlich ist) Haushalte auch in Zeiten hoher Strompreise auf den Netzstrom zugreifen würden. Allein das Erreichen von Stromgestehungskosten, die mit dem Enderzeugerpreis konkurrieren können, ist also kein Indikator dafür, dass die PV einen Platz in der Energieerzeugung der Zukunft haben sollte.

**483.** Grundsätzlich kann die Förderung der PV in Deutschland ebenso wie die Förderung der Onshore-Windenergie nicht mehr über die Initiierung von Lernkosteneffekten begründet werden. Die Märkte für solche Anlagen sind inzwischen groß und international. Auch wenn Deutschland die Förderung der PV einstellen würde, wäre der verbleibende Markt für PV-Anlagen groß genug, um eine weitere Kostendegression hervorzubringen (CHEW 2010). Eine weitere Förderung der Installation von Leistung in Deutschland kann dennoch mit dem Ziel erfolgen, auf erneuerbare Energien umzusteigen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Eine Verzehnfachung der Kapazität, wie sie in den Szenarien mit dem größten Anteil Photovoltaik als kostenoptimal angenommen wird, kann beispielsweise nicht in wenigen Jahren erfolgen. Daher ist eine vorausschauende Planung notwendig, die auch riskiert, in bestimmtem Maße unnötige Kapazitäten zu schaffen, damit aber gleichzeitig sicherstellt, dass in der Zukunft jederzeit eine auf 100 % erneuerbaren Energien beruhende Versorgung gewährleistet werden kann. Eine solche „Absicherungsleistung“ würde ohne Förderung nicht erfolgen.

Allerdings müssen die Kosten für potenziell „unnötige“ Kapazitäten so niedrig wie möglich gehalten werden. Der Zubau von Anlagen sollte dafür immer so gering gehalten werden, dass es gerade noch möglich ist, auf mit hinreichender Wahrscheinlichkeit auftretende Bedarfe zu reagieren. Es ist heute jedoch noch nicht notwendig, sich auf ein 700 TWh-Szenario einzustellen, das auch die Elektrifizierung des Verkehrs einschließt. Vielmehr sollte versucht werden, den Stromverbrauch auf 500 TWh zu beschränken. Erst wenn absehbar



ist, dass zusätzliche Kapazitäten mit hoher Wahrscheinlichkeit in naher Zukunft benötigt werden, muss der Zubau dahingehend gefördert werden. Der erforderliche Planungshorizont für einen solchen möglichst spät einsetzenden Kapazitätsaufbau ergibt sich aus dem Verhältnis der zu erstellenden Kapazität und der möglichen jährlichen Zubaurate. Die physischen Kapazitäten scheinen nach den Erfahrungen des Jahres 2010 kaum eine Beschränkung für einen solchen Zubau darzustellen. Der technisch-ökonomisch optimale Anteil der PV in den Hochverbrauchsszenarien von knapp 100 GW kann in gut zehn Jahren erreicht werden. Es erscheint daher sinnvoller, zunächst auf einen eher gemäßigten Ausbau zu setzen, der bei Bedarf intensiviert werden kann.

**484.** Aus diesen Überlegungen resultiert, dass es unabdingbar ist, die Förderung der PV in den nächsten Jahren drastisch zu drosseln, wenn Fehlsteuerungen vermieden werden sollen. Wie gezeigt, steht eine solche Drosselung nicht im Widerspruch dazu, dass höhere PV-Kapazitäten später vielleicht doch benötigt werden, denn es bleibt immer noch genügend Zeit, auf solche Entwicklungen zu reagieren.

Treffen die Prognosen hinsichtlich der starken Kostendegression in der Herstellung von PV-Anlagen ein, so spricht auch dies dafür, die Förderung in den nächsten Jahren eher zurückhaltend zu gestalten. Die gesellschaftlichen Kosten sinken umso mehr, je später die PV-Anlagen errichtet werden. Allerdings sollte aus Gründen der Glaubwürdigkeit von Politik und zum Erhalt des technischen Know-hows im Handwerk, der Ausbau der PV-Kapazitäten nicht völlig zum Erliegen kommen.

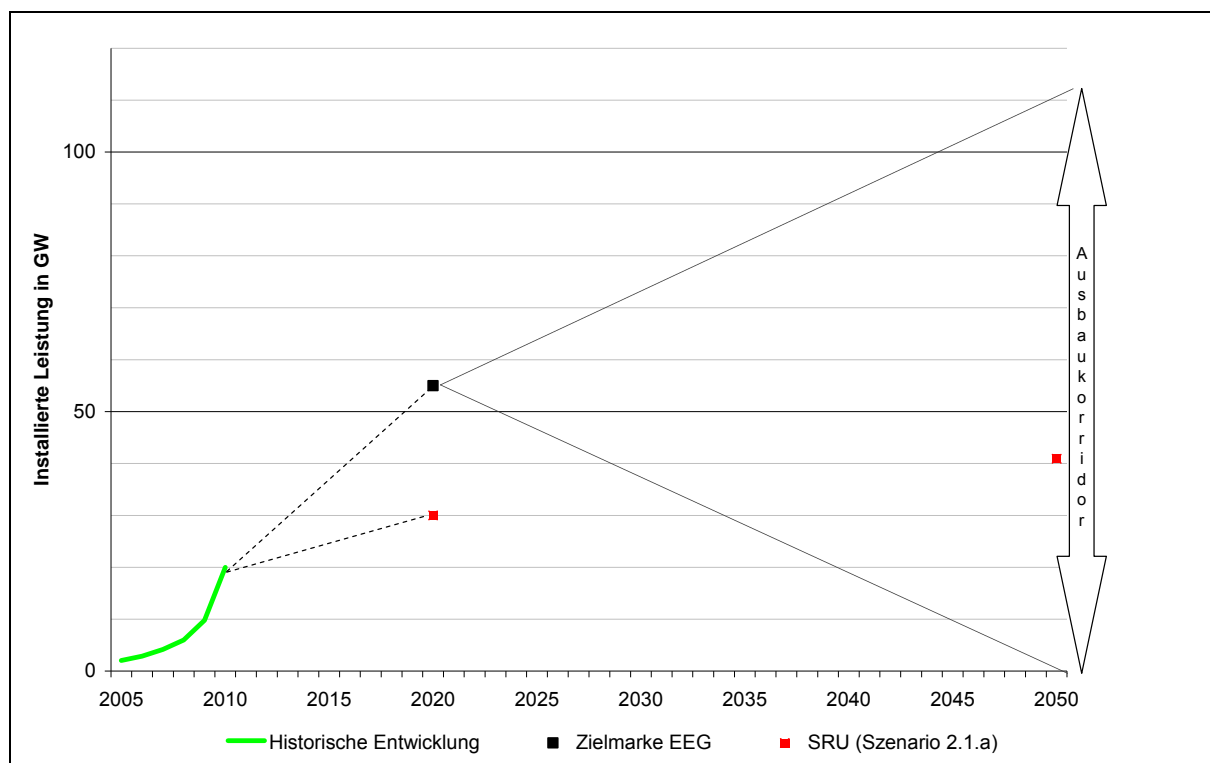
Der Ausbauzielkorridor der Bundesregierung von 2.500 bis 3.500 MW jährlich (Pressemitteilung des BMU v. 3. März 2010, Kabinett stimmt neuer Vergütung für Solarstrom zu) ist vor diesem Hintergrund nicht zu vertreten. Ein so hoher jährlicher Ausbau, wie ihn die obere Zielmarke vorsieht, ist nach den Szenarioberechnungen des SRU nicht einmal in den Autarkieszenarien und in den Szenarien mit einem Stromverbrauch von 700 TWh/a kosteneffizient.

In Abbildung 8-12 wird die – nach Berechnungen des SRU – kosteneffiziente installierte Leistung der PV mit derjenigen verglichen, die sich aufgrund eines Zubaus gemäß der jährlichen Zielmarke der Bundesregierung von 3.500 MW ergäbe. Bereits im Jahr 2020 ergäbe die Zielmarke der Bundesregierung eine installierte PV-Leistung, die nicht nur deutlich über dem Wert des SRU-Szenarios 2.1.a für dasselbe Jahr liegt (Faktor 1,8), sondern größer ist als die Leistung, die sich in dieser mittleren Szenariovariante aus der technisch-ökonomischen Optimierung für das Jahr 2050 ergäbe. Aufbauend auf die Ergebnisse aller SRU-Szenarien wird in Abbildung 8-12 auch die große Spannbreite der kostenoptimalen Nutzung der PV im Jahr 2050 dargestellt. Die Spanne reicht aufgrund der unterschiedlichen Restriktionen für die technisch-ökonomische Optimierung im REMix-Modell (Höhe der Stromnachfrage, einbezogene Länder, zulässige Importanteile) von 0 bis 109 GW. Der zukünftige Ausbaupfad der PV sollte so gewählt werden, dass auf mögliche

Bedarfsentwicklungen rechtzeitig reagiert werden kann. Das derzeitige Ausbautempo ist damit zu hoch. So würde im Jahr 2020 schon ungefähr die Hälfte der Kapazitäten installiert sein, die in einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung in 2050 bei den Szenarien mit hohem Stromverbrauch maximal benötigt werden würden. Es würden damit unnötige Kapazitäten frühzeitig aufgebaut, die die Kosten einer rein regenerativen Energieversorgung langfristig erhöhen und die Akzeptanz dieses Weges gefährden. Sollten sich Ausbauprognosen von weiteren 9,5 GW im Jahr 2011 bewahrheiten (50Hertz Transmission et al 2010b, S. 16), würde sich die Situation weiter drastisch verschärfen.

Abbildung 8-12

### Zubau Photovoltaik im Bereich des Zielkorridors im Vergleich zu den SRU-Szenarien



SRU/SG 2011-1/Abb. 8-12

Ein enormer Kostenanstieg wird auch trotz der in der EEG-Novelle 2010 verabschiedeten Kürzungen der Vergütungssätze bei einem Ausbau im Bereich des Zielkorridors nicht vermeidbar sein. Solarstrom bleibt der teuerste regenerative Energieträger. Mit einem Vergütungssatz von bis zu 33 ct/kWh kostet er rund vier mal so viel, wie Strom aus Windkraftanlagen in Küstennähe.

Die im EEG festgesetzte „gleitende Degression“, die sich abhängig von der Erreichung des Zielkorridors automatisch anpasst, weist zwar in die richtige Richtung, wird aber auch keine Kosteneffizienz gewährleisten. Das EEG sieht im Normalfall – ein Ausbau innerhalb der Zielkorridors von 2,5 bis 3,5 GW – vor, die Einspeisevergütung pro Jahr um 9 % zu reduzieren. Zusätzlich wurde durch die „gleitende“ Degression eine Variable eingeführt, die

den Degressionsfaktor abhängig von der Erreichung des Zielkorridors für das nächste Jahr automatisch anpasst. Dadurch ist die Kostendegression der Förderung auch an die Marktentwicklung gekoppelt. Überschreitet der Zubau 3,5 GW, erhöht sich der Degressionsfaktor weiter. Gleichmaßen sinkt er, wenn der tatsächliche Zubau unterhalb von 2,5 GW liegt.

**485.** Das Problem dieser Art der Anpassung ist allerdings, dass sich bei verändernden Kostenstrukturen sehr schnell nicht erforderliche Kapazitäten aufbauen und dadurch womöglich günstigere erneuerbare Stromerzeugungstechnologien verdrängen. Die Jahre 2009/2010 haben gezeigt, wie schnell selbst kürzere Zeiten einer Überförderung zu einem enormen Kapazitätszubau führen können.

Aus diesem Grund unterstützt der SRU zusätzlich zu einer an die Kosten angepassten Vergütungsdegression eine absolute Obergrenze für die Förderung von PV-Kapazitäten pro Jahr. Diese Obergrenze sollte sich allerdings nicht am Zielkorridor der Bundesregierung orientieren. Wie bereits dargestellt, ist der kostenoptimierte Anteil der PV am EE-Mix heute schwer zu prognostizieren. Die Bundesregierung sollte deshalb die Anreizstrukturen im EEG so ausgestalten, dass nicht zu früh teure Kapazitäten aufgebaut werden, die mit hoher Wahrscheinlichkeit (d. h. bei gebremstem Wachstum des Stromverbrauchs und/oder Integration in einen europäischen Stromverbund) nicht gebraucht werden.

Damit wäre auch dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht gedient. Da die EEG-Umlage ohne politischen Widerstand nicht beliebig angehoben werden kann, würden bei einer Fortsetzung der PV-Förderung in ihrer derzeitigen Form die Mittel zur Förderung solcher erneuerbarer Energien fehlen, die in Deutschland sehr viel effizienter Strom erzeugen können.

Über die Höhe der Obergrenze der Ausbauförderung hat allerdings die Bundesregierung zu entscheiden. Bei der Festlegung sollte der erforderliche, zukünftige Bedarf an Solarstrom ein Richtwert sein. Aufgrund der Unsicherheiten bei der Bedarfsermittlung können bestimmte Überkapazitäten gerechtfertigt sein. Unter diesen Umständen ist die von BODE und GROSCURTH (2010, S. 22) vorgeschlagene Obergrenze von 500 MW jährlich unter Umständen zu scharf bemessen.

**486.** Wenn eine solche Obergrenze eingeführt wird, kann die Vergabe der Fördermittel nur nach dem Windhundprinzip erfolgen (wer zuerst kommt, wird zuerst gefördert). Ein jährlicher Degressionsfaktor sollte auch weiterhin bestehen bleiben, damit in der Förderhöhe Kostensenkungen in der Produktion und Montage Rechnung getragen werden kann. Zur Bestimmung bzw. eventueller Anpassung der Förderhöhe bietet der internationale Markt für PV-Module eine gewisse Orientierung. Eine frühzeitige Ausschöpfung der erlaubten Zubaumenge innerhalb eines Jahres deutet zudem auf eine Überförderung hin und sollte Anlass zu zusätzlicher Kostendegression sein.

Wenn die Obergrenze um einen signifikanten Faktor unterschritten wird, könnte in Erwägung gezogen werden, die Vergütungssätze langsamer sinken zu lassen. Außerdem ist überlegenswert, die Ausbauobergrenze in Halbjahresintervalle aufzuteilen. Dies würde der Handwerksindustrie, die sich auf die Montage von PV-Anlagen spezialisiert, einen besseren Planungshorizont bieten.

Wie in den neuen Vergütungsregeln für Solarstrom im Sommer 2010 im Gesetz zur Änderung des EEG beschlossen wurde, sollte jegliche Förderung eines weiteren Ausbaus von PV-Anlagen eine Umnutzung von agrarisch genutzten Flächen ausschließen, weil dies den bereits durch die Biomasse auftretende Konflikt zwischen der Nutzung von Flächen für die Energie- und die Nahrungsmittelerzeugung auf Kosten des Naturschutzes weiter verstärkt.

#### **8.4.4.2 Förderung der Windenergie an Land**

**487.** Die Förderung der Windenergieanlagen an Land kann als ein Erfolg des EEG angesehen werden. Während die Windenergie über 50 % des Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland bereitstellt, beträgt ihr Anteil an der EEG-Umlage 2010 nur etwa 25 % (WENZEL und NITSCH 2010, S. 45). Gleichzeitig ist es auch im Onshore-Windenergiebereich gelungen, erhebliche Kostensenkungspotenziale zu mobilisieren. Das BMU schätzt, dass sich seit 1990 die spezifischen Kosten je Kilowattstunde Jahresenergieertrag halbiert haben und an guten Binnenlandstandorten Stromgestehungskosten zwischen 5 und 12 ct/kWh erreicht werden (BMU 2009, S. 70).

Die Schätzungen des kostenminimalen Einsatzes von Onshore-Windenergieanlagen liegen in allen Szenarien des SRU bei etwa knapp 40 GW. Das entspricht einem Zubau von ungefähr 30 % gegenüber der heutigen installierten Leistung, und eine Elektrizitätserzeugung von knapp 90 TWh/a. Angesichts der Wettbewerbsfähigkeit der Onshore-Windenergieproduktion gegenüber anderen erneuerbaren Energien ergibt sich dieser relativ geringe Ausbau allerdings weniger aus Kostengesichtspunkten, sondern vor allem daraus, dass das Potenzial für einen weiteren Ausbau auch aus Akzeptanzgründen als relativ gering eingestuft wurde. Soweit ein Ausbau unter Berücksichtigung aller umwelt- und naturschutzfachlichen Gesichtspunkten (vgl. Kap. 3.4.1) auch darüber hinaus vertretbar erscheint, sollte er, wenn keine kostengünstigeren erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen, auch verstärkt stattfinden. Neben dem Bau neuer Windparks wird vor allem das Repowering bestehender Anlagen eine wichtige Rolle spielen.

**488.** Das bestehende Fördersystem des EEG ist geeignet, den für eine rein regenerative Stromversorgung erforderlichen Zubau der Onshore-Windenergie zu erreichen. Wenn der durchschnittliche jährliche Zubau der letzten zehn Jahre von etwas über 2.000 MW/a weiterhin stattfindet (vgl. Tab. 8-7), wird die in den Szenario-Berechnungen des SRU fast durchgehend benötigte installierte Leistung von circa 40 GW zügig erreicht werden.

Tabelle 8-7

**Historischer Ausbau der Onshore-Windenergie**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Installierte Leistung in MW	4.439	6.104	8.754	11.994	14.609	16.629	18.415	20.622	22.247	23.897	25.777

SRU/SG Strom 2011-1/Tab. 8-7; Datenquelle: BMU 2010b

Das EEG kann im Bereich Onshore-Windenergie demnach in seiner bestehenden Form weitergeführt werden. Es bietet Investoren eine angemessene Eigenkapitalrendite und damit ausreichend Sicherheit für einen weiteren Ausbau. Im Gegensatz zur PV besteht weniger Unsicherheit über die weitere Kostenentwicklung der Technologie und damit kaum ein Risiko der Überförderung.

Entscheidend wird es sein, die Anforderungen des Umwelt- und Naturschutzes (vgl. Kap. 3.4.1) zu erfüllen. In Ergänzung zu einer vorsichtigen Inanspruchnahme weiterer Flächen für die Onshore-Windenergienutzung, welche die Anforderungen des Natur- und Umweltschutzes angemessen berücksichtigt, wird zukünftig dem Repowering bestehender Anlagen eine größere Bedeutung zukommen. Inwieweit ein Repowering einzelner Windparks mit Natur und Bevölkerung vereinbar ist, muss von Fall zu Fall entschieden werden.

**489.** Da das EEG Anreize setzt, so viel Strom wie möglich zu produzieren (jede zusätzliche Einheit bringt eine festgeschriebene, sichere Vergütung) ist im bestehenden System ein Anreiz zum Repowering enthalten. Wann ein Ersatz einer bestimmten Anlage rentabel ist, ist aber eine betriebswirtschaftliche Einzelkalkulation. Ist die Gewinnmarge einer neuen, leistungsstärkeren Anlage so groß, dass selbst die Investitionskosten alter, nicht abgeschriebener Anlagen amortisiert werden können, besteht ein ökonomisches Interesse an einem Repowering. Als zusätzlichen Anreiz sieht das EEG außerdem einen Bonus von 0,5 ct/kWh auf die Anfangsvergütung vor (§ 30 EEG). Letztlich sollten Investoren ein Repowering der Erschließung einer neuen Fläche auch aufgrund einer weniger aufwendigen Planung vorziehen.

Neue Windparks stoßen auf große Akzeptanzschwierigkeiten. Aus diesem Grund ist zu überlegen, ob die Beteiligung von Gemeinden und lokalen Investoren in Form von Bürgerwindparks verstärkt vorangetrieben werden kann. Es hat sich gezeigt, dass dies zu einer deutlichen Erhöhung der lokalen Akzeptanz führen kann (vgl. Kap. 8.5).

**490.** Es gewinnt zunehmend an Bedeutung, dass die fluktuierende Windenergie Systemdienstleistungen für die Funktionstüchtigkeit des Stromsystems wie Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und Betriebsführung übernimmt. Anders als kritisiert (BÖRKEY und JAHN 2010, S. 14 f.) sind im EEG allerdings schon Anforderungen in dieser Hinsicht formuliert. Mit der Reform des EEG 2009 wurde die

Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) erlassen, deren Einhaltung nach § 6 EEG für Windenergieanlagen zwingend ist. Die in der SDLWindV geregelten Anforderungen an Windenergieanlagen betreffen Frequenzhaltung, Spannungshaltung und das Verhalten bei Netzstörungen. Schwankungen in der Frequenzhaltung resultieren aus Ungleichgewichten im Netz zwischen Stromeinspeisung und Entnahme. Der Ausgleich der Abweichungen von der Sollfrequenz wird durch den Einsatz von Regelenergie erreicht. Anders als konventionelle Kraftwerke sind Windenergieanlagen bisher nicht an der Bereitstellung von Regelenergie im Netz beteiligt. Die Spannungshaltung im Netz wird erschwert, wenn konventionelle Kraftwerke, die sich mit Synchrongeneratoren an der Spannungshaltung beteiligen, durch Windenergieanlagen verdrängt und keine neuen Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung geschaffen werden. Für Netzstörungen galt früher, dass Windkraftanlagen bei einer Netzstörung durch Kurzschluss einfach abgeschaltet wurden. Das war unproblematisch, solange der Beitrag der Windkraft im Netz gering war, führt jedoch zu Schwierigkeiten, wenn größere Mengen Strom plötzlich bei einem Kurzschluss vom Netz genommen werden. Kurzzeitige Kurzschlüsse treten im Netz relativ häufig an Freileitungen auf. Durch den erheblichen Beitrag der Windkraft wird aber inzwischen die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit erschwert, wenn Windenergieanlagen während eines Netzfehlers großflächig abgeschaltet werden und dadurch ein Leistungsdefizit nach der Klärung des Netzfehlers entsteht.

Die SDLWindV erklärt grundsätzlich die technischen Anforderungen aus dem TransmissionCode VDN 2007 bzw. der Mittelspannungsrichtlinie 2008 des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) für anwendbar, nimmt aber an einigen Stellen auch Klarstellungen und Anpassungen mit Blick auf die Windenergie vor. Während diese Anforderungen bei der Spannungshaltung durch den Einbau von Elektronik durch zusätzliche Investitionen eingehalten werden können und so Blindstrom bereitgestellt werden kann, gestaltet sich dies bei der Frequenzhaltung als deutlich schwieriger. Auch wenn Windenergieanlagen im Notfall zur Frequenzerhaltung gedrosselt werden können, so können sie wegen ihrer fluktuierenden Einspeisung jedoch nicht zur Erbringung von Regelenergie, die zu jeder Zeit verfügbar sein muss, eingesetzt werden. Umso wichtiger ist es, dass Speicher und regenerative Technologien wie Biomasse, vorhanden sind, deren Stromerzeugung an der Nachfrage orientiert werden kann (vgl. Kap. 8.6 und Abschn. 8.4.3).

## **8.5 Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien**

**491.** In Deutschland wird der Ausbau der erneuerbaren Energien durch eine hohe gesellschaftliche Zustimmung unterstützt. Meinungsumfragen belegen, dass die Mehrheit der Gesellschaft den Umwelt- und Klimaschutz befürwortet und explizit den Ausbau erneuerbarer Energien wünscht (KUCKARTZ et al. 2007, S. 1, 7; forsa Gesellschaft für

Sozialforschung und Statistische Analysen 2007; 2009). In einer Umfrage aus dem Jahr 2008 hielten rund 90 % der Befragten die Förderung erneuerbarer Energien sowie der Energieeffizienz für notwendig (WIPPERMANN und KLEINHÜCKELKOTTEN 2008). Auch auf europäischer Ebene ist die Zustimmung zu einem Ausbau der Solarenergie (48 %) und der Windenergie (31 %) hoch, während ein Ausbau der Atomenergie von nur 12 % der Europäer befürwortet wird (Europäische Kommission 2006, S. 7). Eurobarometer-Umfragen zeigen, dass die Zustimmung zu einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt von 94 % in Irland bis 50 % in Lettland reicht (Umfrage vom Februar 2007).

Die hohe Akzeptanz der erneuerbaren Energien war bisher ein stabiler unterstützender Faktor für ihren Ausbau. Die hohen Sympathiewerte gründen darauf, dass den erneuerbaren Energien zugetraut wird, einen Beitrag zum Klima- und Umweltschutz, aber auch zur Energieversorgungssicherheit leisten zu können. Sie basieren auch darauf, dass die wachsende Leistungsfähigkeit der regenerativen Energieerzeugungstechnologien in der Öffentlichkeit zunehmend wahrgenommen wird. Erneuerbare Energien werden grundsätzlich akzeptiert.

**492.** Es ist jedoch zu differenzieren zwischen dieser allgemeinen Akzeptanz und Zustimmung einerseits und der spezifischen Akzeptanz von Erzeugungsanlagen vor Ort andererseits. Technologiekonflikte oder Akzeptanzprobleme treten vor allem standortbezogen auf und beruhen vielfach auf unterschiedlichen Werten, politischen Ansichten und ästhetischen Vorstellungen verschiedener gesellschaftlicher Akteure. Auf der lokalen Ebene sollen die Betroffenen zugunsten öffentlicher Güter (public goods) Nachteile in Kauf nehmen – und wehren sich dagegen. Gegnerschaft gegen den Bau neuer, regenerativer Energieerzeugungsanlagen wird häufig auf die Mobilisierung von Betroffenen-Interessen (Not-In-My-Back-Yard- oder NIMBY-Motivation), auf einen starken Medieneinfluss oder darauf zurückgeführt, dass die Opponierenden unzureichend informiert sind (AITKEN 2010, S. 1834; REICHE 2004, S. 196). Widerstand gegen den Ausbau erneuerbarer Energien und den Netzausbau darf jedoch nicht ausschließlich unter der Perspektive betrachtet werden, wie dieser zu überwinden ist. Berechtigte Anliegen der Betroffenen müssen ernst genommen werden.

### **8.5.1 Förderung der Akzeptanz für regenerative Energieerzeugungsanlagen**

**493.** Windenergie spielt in allen Szenarien des SRU die Rolle des wichtigsten Energieträgers. Um die *Windenergie* an Land werden mit regional steigender Konzentration von Windkraftanlagen die größten Kontroversen im Vergleich mit anderen Anlagen erneuerbarer Energien geführt, unter anderem wegen der Veränderung des Landschaftsbildes und der vermeintlichen und tatsächlichen Auswirkungen auf den Naturschutz. Beeinträchtigungen der Menschen durch Geräusche, Lichtemissionen,

Schattenwurf oder den Wertverlust von Immobilien in der Nähe von Windparks (REHFELDT et al. 2001, S. 38; HÖTKER et al. 2004; REICHE 2004, S. 196; OHL und EICHHORN 2008) können durch sorgfältig durchgeführte Planungsverfahren und das Einhalten von Abstandsregelungen minimiert werden (vgl. Abschn. 3.4.1).

**494.** Es kann sich auch nachteilig auf die Akzeptanz auswirken, wenn aus Netzkapazitätsgründen Strom aus der Windproduktion nicht ins Netz eingespeist werden kann, während zugleich die Belastungen, die von den Windparks ausgehen, von den Anwohnern getragen werden müssen. Wo durch die zunehmende Größe der Windparks, die damit einhergehenden hohen Investitionen und die Anonymisierung der Investoren die betroffene Bevölkerung nicht mehr von den entstehenden Gewinnen oder Arbeitsplätzen profitiert, sondern sich lediglich mit den negativen Auswirkungen der Anlagen konfrontiert sieht, nimmt die Kritik zu (OHLHORST 2009, S. 154 ff.). Der Kritik sollte daher mit entsprechenden realen Beteiligungsmöglichkeiten entgegengewirkt werden (vgl. Abschn. 8.5.3).

**495.** *Offshore-Windparks* sollen zukünftig in bisher nicht gekannten Größenordnungen zur nationalen Energieversorgung beitragen. Die Akzeptanz von Offshore-Windparks wird gemindert durch befürchtete Folgen für die Meeresfauna, die Veränderung des Landschaftsbildes sowie Einbußen in der Fischerei-, Schifffahrts- und Tourismuswirtschaft. Die lokale Bevölkerung ist besorgt, dass die Eigendynamik, die durch die starke Steigerung des Ausbaus entsteht, ihre Einflussmöglichkeiten verringert (BYZIO et al. 2005). Zwar wirkt die weite Entfernung von der Küste Konflikten mit der lokal ansässigen Bevölkerung entgegen. Die Offshore-Windenergienutzung wird aber mit den an Land entstehenden Belastungen durch den Netzausbau in Verbindung gebracht, wodurch auch die küstenferne Windenergienutzung in einem Spannungsfeld steht. Folgeeffekte des Stromnetzausbaus werden von den Betroffenen in einigen Regionen überwiegend auf die Windenergieerzeugung zurückgeführt – unabhängig davon, ob der Netzausbau aufgrund einer ohnehin notwendigen Erneuerung des Stromnetzes oder vorwiegend zur Durchleitung von Strom aus Windenergie erfolgt (BRUNS et al. 2009, S. 400) (vgl. Kap. 9.3).

**496.** Die Nutzung von *Solarenergie* genießt unter den erneuerbaren Energien die höchste gesellschaftliche Unterstützung (KUCKARTZ et al. 2007, S. 4). Die Photovoltaik weist eine hohe Bürgernähe auf, denn der größte Teil der Anlagen wird mit privatem Kapital auf privaten Dächern installiert. Mit steigender Ausbreitung wird jedoch auch die Photovoltaik – gemeinsam mit der thermischen Solarnutzung – zunehmend sichtbar. In manchen Regionen wird die Ästhetik einer großen Anzahl von Anlagen auf Freiflächen (NITSCH et al. 2004, S. 162 f.) sowie einer Vielzahl von in Größe und Farbe unterschiedlichen Anlagen auf Kleinststadtdächern bereits kritisch thematisiert (HEUP 2009, S. 44 ff.).

**497.** Die Stromerzeugung aus *Bioenergie* spielt in den Szenarien des SRU, die auf einen internationalen Austausch setzen, eine nur untergeordnete Rolle und soll insbesondere auf



Restbiomasse beruhen (Abschn. 3.4.5). Beim Betrieb von Anlagen zur Biogas- bzw. Biomassenutzung zeichnen sich zum einen Konflikte mit Anwohnern ab. Betroffene beklagen im Zusammenhang mit dem Bau und Betrieb von großen Biogasanlagen vor allem die Geruchsbelastungen sowie Schadstoff- und Lärmemissionen, die der Transport der Gärsubstrate mit sich bringt (BRUNS et al. 2009, S. 153 ff.). Zum anderen heben Naturschutzverbände Konflikte der Biomassenutzung mit Zielen des Natur-, Landschafts- und Ressourcenschutzes hervor. Kritik regt sich insbesondere dann, wenn vormalige Getreideanbauflächen oder Grünland in Auen und Mittelgebirgslagen für den Maisanbau genutzt werden und wenn durch diesen eine Monotonisierung der Landschaft und eine Intensivierung der Flächenbewirtschaftung eintreten. Entsprechend ist die Nutzung von Bioenergie für die Stromerzeugung differenziert zu betrachten. Durch die überwiegende Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Reststoffe können die negativen Auswirkungen minimiert werden.

**498.** Auch die *Tiefengeothermie* zur Stromerzeugung spielt in den Szenarien, die auf einen internationalen Austausch setzen, nur eine untergeordnete Rolle. Diese Technologie wird bislang aufgrund einer nur kleinen Anzahl laufender Pilotanlagen in der Gesellschaft kaum wahrgenommen. Im Falle des Erdbebens in Basel im Jahr 2006 zeigte sich jedoch, dass von Tiefenbohrungen verursachte seismische Reaktionen Ängste in der Bevölkerung auslösen und sich hemmend auf die weitere Innovationsentwicklung auswirken können. Durch Untersuchungen vor und während der Anlagenerstellung können labile Zonen erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen getroffen werden. Eine hohe Bedeutung für die Akzeptanz der Geothermie kommt zudem einer umfassenden und frühzeitigen Information der Bevölkerung in den entsprechenden Regionen zu.

Nicht alle Akzeptanzprobleme lassen sich mit technologiespezifischen Aspekten erklären. Es kommt auch vor, dass sich der Widerstand ganz generell gegen neue Anlagen und Infrastrukturen richtet. Dieser wird von den Betroffenen auch damit begründet, dass energiepolitische Gesamtkonzepte fehlen oder diese nicht hinreichend transparent sind.

### **8.5.2      Öffentlichkeitsbeteiligung bei Zulassungsverfahren von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien**

**499.** Ein zentrales Instrument zur Förderung der Akzeptanz von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist die Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Recht Betroffener, sich an Zulassungsverfahren für größere Infrastrukturvorhaben (wie beispielsweise Eisenbahnen) zu beteiligen, lässt sich bis zum preußischen Recht zurückverfolgen. Dabei ging es früher in erster Linie darum, den betroffenen Anwohnern die Möglichkeit zu gewähren, ihre individuellen Rechte und Interessen zur Sprache zu bringen, um spätere Gerichtsverfahren zu vermeiden. Inzwischen dient Partizipation auch dazu,

Verwaltungs- und Planungsverfahren transparenter und das Verwaltungshandeln demokratischer auszugestalten (SCHLACKE et al. 2010, S. 137; FISAHN 2002).

Anerkannten Naturschutzverbänden wird seit den 1970er-Jahren erlaubt, sich an bestimmten Verfahren zu beteiligen, um das gerade auch im Naturschutz bestehende Vollzugsdefizit zu verringern. Ziel ist dabei nicht, den Verbänden ein besonderes Recht zur Äußerung „privater“ Interessen zu gewähren, sondern ihre speziellen Kenntnisse des Naturschutzes zu nutzen und das Gemeinwohl zu konkretisieren (SCHLACKE et al. 2010, S. 141, 313).

**500.** Die Mitwirkung von Bürgern bei der Zulassung von Vorhaben verläuft grundsätzlich immer ähnlich: öffentliche Bekanntmachung des Vorhabens, Auslegung des Zulassungsantrags und Möglichkeit des Einzelnen, Einwendungen abzugeben, Erörterungstermin mit nachfolgender Berücksichtigung der Ergebnisse durch die Behörde. Im Detail variieren die Verfahren allerdings je nach Vorhabenart erheblich. Im Hinblick auf die oben angesprochenen Anlagen zur Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien sowie den erforderlichen Ausbau der Übertragungsstromnetze und gegebenenfalls neuer Speicher kommt eine Vielzahl unterschiedlich ausgestalteter Genehmigungsverfahren zur Anwendung. Bei kleinen Anlagen ist unter Umständen nur eine Baugenehmigung erforderlich, oder die immissionsschutzrechtliche Genehmigung wird im vereinfachten Verfahren erteilt. In beiden Fällen findet keine Öffentlichkeitsbeteiligung statt. Teilweise ist neben bundesrechtlichen Regelungen auch Landesrecht relevant, so beispielsweise in wasserrechtlichen Verfahren. Bei der überwiegenden Anzahl, vor allem bei größeren Anlagen, findet regelmäßig eine Beteiligung der Öffentlichkeit statt, insbesondere immer dann, wenn eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden muss.

Es gibt kein einheitliches Verfahren für die Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Zulassung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Allgemein ist in Deutschland ein anhaltender Trend zur Einschränkung der Öffentlichkeitsbeteiligung zu beobachten. Während auf europäischer und internationaler Ebene Beteiligungsrechte mehr Gewicht erhalten haben, wird in Deutschland seit den 1990er-Jahren durch eine Vielzahl an Beschleunigungs- und Vereinfachungsgesetzen die Beteiligung immer weiter eingeschränkt (SRU 2007b, Tz. 283, 285, 287 ff.), zuletzt durch das Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben von 2006 (BGBl. I S. 2833 v. 09. Dezember 2006), das Gesetz zur Reduzierung und Beschleunigung immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsverfahren von 2007 (BGBl. I 2007, S. 2470 v. 23. Oktober 2007) und das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze von 2009 (BGBl. I S. 2870 v. 21. August 2009). So ist beispielsweise seit Ende 2007 die Durchführung eines Erörterungstermins in immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren nicht mehr obligatorisch, sodass in vielen Fällen die Möglichkeit, gemeinsam über Konflikte zu beraten und einvernehmliche Lösungen mit Einwendern zu finden, entfällt.

In Deutschland wird eine Partizipation der Bevölkerung nach wie vor meist als Planungs- und Investitionshemmnis verstanden, das es im Interesse der Sicherung des Wirtschaftsstandortes Deutschland zu begrenzen gilt, weil die Öffentlichkeitsbeteiligung einen wesentlichen Verzögerungsfaktor im System des deutschen Zulassungsrechts darstelle (DIPPEL 2010). Jedoch bestätigen empirische Untersuchungen – soweit solche vorliegen – diese Einschätzung nicht. Die Beteiligung der Öffentlichkeit verursacht im Regelfall keine erhebliche Verfahrensverlängerung und löst nur in einer kleinen Zahl stark konfliktträchtiger Vorhaben einen beachtlichen Zeit- und Ressourcenaufwand aus (ZSCHIESCHE und ROSENBAUM 2005). Gerade in diesen Fällen ist die Durchführung eines Beteiligungsverfahrens zur Qualitätssicherung und aus Gründen der Konfliktbeseitigung oder zumindest -verringerung jedoch besonders dringend geboten (SRU 2007b, Tz. 311).

Die deutliche Zunahme von Konflikten beim Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere bei der Windkraftnutzung (MUSIOL 2006), lässt es allerdings fraglich erscheinen, ob die bestehende Öffentlichkeitsbeteiligung allein die entstehenden Konflikte immer erfolgreich bewältigen kann. Die Schlussfolgerung daraus kann jedoch schon aus völker- wie europarechtlichen Gründen nicht sein, wo möglich auf die Öffentlichkeitsbeteiligung zu verzichten (DIPPEL 2010, S. 152 f.). Stattdessen müsste die Öffentlichkeitsbeteiligung so fortentwickelt werden, dass sie in der Lage ist, die Konflikte mit den betroffenen Bürgern zu lösen. Vorschläge dafür werden seit Jahren diskutiert und zielen alle in eine ähnliche Richtung. Zentral ist, die Beteiligung früher und umfassender durchzuführen und im Verfahren den Behörden Gestaltungsspielräume zu öffnen, die der Streitschlichtung dienen. Dies würde auch den völkerrechtlichen Vorgaben Rechnung tragen, denn Artikel 6 Abs. 4 der Aarhus-Konvention fordert eine frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung zu einem Zeitpunkt, zu dem alle Optionen noch offen sind (FISAHN 2004; SCHLACKE et al. 2010).

Wichtig für die Akzeptanz von Anlagen ist insbesondere, dass die Beteiligten noch konkret Einfluss auf die zu bauende Anlage nehmen können und dass die Entscheidungen im Hinblick auf Standort, Ausgestaltung und Betrieb noch nicht endgültig gefallen sind. Dadurch kann zum einen das Planungsverfahren optimiert werden, zum anderen entspräche ein solches Vorgehen auch dem vom SRU vertretenen Leitbild des aktivierenden Staats. Dieses fordert, dass der Staat die Möglichkeiten des Bürgers fördert, sowohl seine individuellen Interessen aktiv wahrzunehmen als auch für Gemeinwohlbelange wie den Schutz der Umwelt und andere öffentliche Güter aktiv einzutreten (SRU 2002, Tz. 74). Für den Umweltschutz können sich Bürger und von Bürgern gebildete Organisationen wie Unternehmen und Verbände im Prinzip sowohl in ihrer Rolle als Marktteilnehmer wie auch als Beteiligte an staatlichen Entscheidungsprozessen einsetzen. Damit solche Möglichkeiten

für diejenigen, die dies wünschen, auch tatsächlich bestehen, müssen allerdings Voraussetzungen dafür auch seitens des „aktivierenden Staates“ geschaffen werden.

Nicht nur Individuen, sondern auch anerkannte Naturschutzverbände können sich an einer Reihe gesetzlich festgelegter Verfahren beteiligen (sogenannte Verbandsbeteiligung). Diese ist im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), im Umweltrechtsbehelfsgesetz sowie in den Landesnaturschutzgesetzen geregelt. Im Bereich der Infrastrukturplanung können sich auch andere Umweltvereinigungen beteiligen, wenn sie gemäß dem Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz anerkannt sind. Gerade die Beteiligung von örtlichen Naturschutz- und Umweltverbänden besitzt für den Ausbau der erneuerbaren Energien besondere Bedeutung. Zum einen können sie durch ihren naturschutzfachlichen Sachverstand sicherstellen, dass der naturverträglichste Standort gefunden wird (MUSIOL 2006, S. 9). Zum anderen haben Naturschutz- und Umweltverbände neben dem Anliegen des Naturschutzes auch ein hohes Interesse an der Fortentwicklung klimaschützender Technologien und können deshalb als Mittler gerade in Fällen fungieren, wo lokale Interessen mit Klimaschutzziele auf nationaler Ebene in Konflikt geraten.

### **8.5.3 Gesellschaftlich-integrative Strategie: Kommunikation, Transparenz und substantielle Beteiligung**

**501.** Eine sorgfältige Durchführung der rechtlich vorgeschriebenen Öffentlichkeitsbeteiligung ist keine Garantie dafür, dass Konflikte und Akzeptanzprobleme ausbleiben. Um potenziellen Konflikten so weit wie möglich vorzubeugen, ist eine gesellschaftlich-integrative politische Strategie von hoher Bedeutung, die über die gesetzlich vorgeschriebenen Maßnahmen hinausgeht. Diese kann und sollte sich aus folgenden Komponenten zusammensetzen:

- Schlüssige Energiekonzepte als Voraussetzung für Akzeptanz,
- früh einsetzende Informations- und Partizipationsmöglichkeiten im Entscheidungsprozess,
- Schaffung von Win-Win-Situationen durch Angebote regionaler Teilhabe am Nutzen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien,
- Beachtung technologiespezifischer Akzeptanzfaktoren,
- Aktivierung gesellschaftlichen Engagements.

Schlüssige Energiekonzepte als Voraussetzung für Akzeptanz

**502.** Unabhängig von Technologien und Landesteilen wird das Fehlen bzw. die mangelnde Transparenz energiepolitischer Gesamtkonzepte für Regionen als zentrales Hemmnis für die Akzeptanz erneuerbarer Energien identifiziert. Von zentraler Bedeutung für die Bereitschaft, sich für erneuerbare Energien einzusetzen, sind schlüssige und vermittelbare regionale Gesamtstrategien der Energieversorgung im Rahmen ganzheitlicher Ansätze (SCHLEGEL

und BAUSCH 2007, S. 5, 41 ff.). Wenn für die regionale Öffentlichkeit nicht erkennbar ist, welches Energieversorgungskonzept hinter den Aus- oder Neubauvorhaben steht, sinkt die Bereitschaft, Nachteile in Kauf zu nehmen. Informationsdefizite sowie eine mangelhafte Kooperation und Vernetzung relevanter Akteure sind Aspekte, die die Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Energien beeinträchtigen können (SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 5). Über die regionale Ebene hinaus kann auch ein bundesweites Konzept dazu beitragen, die Transparenz für die von den konkreten Projekten Betroffenen zu erhöhen und damit Akzeptanz zu fördern.

### Informations- und Beteiligungsmöglichkeiten im Entscheidungsprozess

**503.** Bürgerinnen und Bürger müssen rechtzeitig für die Umsetzung eines nachhaltigen Stromversorgungssystems gewonnen und von der Erforderlichkeit sowie den Vorteilen eines Energiekonzepts, das auf erneuerbaren Energien beruht, überzeugt werden. Dafür ist ein breiter gesellschaftlicher Diskurs bedeutsam, der Zustimmung und Sympathie für ein nachhaltiges, auf erneuerbaren Energien basierendes Stromversorgungssystem in der Gesellschaft verankern kann. Um dieses Ziel zu erreichen, sollten partizipative Elemente und kommunikative Arbeit über das gesetzlich vorgeschriebene Maß hinausgehen (WAB 2010). Der frühe und umfängliche Einbezug von Anwohnern in Entscheidungs- und Planungsprozesse kann zentralen Einfluss auf die Billigung der Stromerzeugungs- und Infrastrukturanlagen ausüben.

Für die Akzeptanz ist es zentral, ob der Prozess der Einführung und Verteilung der Anlagen als fair und transparent empfunden wird. Je mehr Information und Kommunikation stattfindet und je mehr Möglichkeiten bestehen, an Entscheidungen mitzuwirken, desto eher wird der Prozess akzeptiert (ZOELLNER et al. 2005; 2007; 2008). Wird der Planungsprozess jedoch als negativ bzw. ungerecht erlebt, wirkt sich dies negativ auf die Einstellung der Bürger gegenüber den Anlagen aus. Dabei hat insbesondere die Bewertung des frühen Planungsprozesses, in dem neue Anlagen zur Energieerzeugung in einer Region eingeführt werden, einen bedeutsamen Einfluss auf die Akzeptanz.

**504.** Jedoch sind nicht nur in der Planungsphase, sondern auch während und nach dem Bau der Energieanlagen über die gesetzlich vorgeschriebene Öffentlichkeitsbeteiligung hinaus gehende Partizipationsmöglichkeiten und auf unterschiedliche Akteursgruppen zugeschnittene Kommunikationsmaßnahmen wichtige Instrumente für die Förderung lokaler Akzeptanz. Beispielsweise können die Anlagen in regionale Tourismuskonzepte oder in Umweltbildungskonzepte sowohl für Schüler als auch in der Erwachsenenbildung eingebunden werden. Die umfassende Kommunikation der technischen, ökologischen und ökonomischen Potenziale der regenerativen Energieerzeugungsanlagen und die Veröffentlichung von Stromproduktions- und Emissionseinsparwerten kann einen

Imagegewinn herbeiführen (SCHWEIZER-RIES 2007, S. 9 f.; SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 41).

#### Win-Win-Situationen durch den Genuss reeller Vorteile

**505.** Zentrale Voraussetzung der Akzeptanz erneuerbarer Energien ist, dass deren Nutzen für die jeweilige Region und ihr Beitrag zur Bewältigung aktueller regionaler Problemlagen sichtbar und glaubhaft sind. Dabei sind das regionale Selbstbild und die lokale Historie hinsichtlich der Energienutzung in der Region von Bedeutung (KEPPLER et al. 2008, S. 15 ff.; KEPPLER 2007b, S. 5 f.; ZOELLNER et al. 2007, S. 1). So kann beispielsweise in einer Region mit intensivem Braunkohleabbau die Ausbreitung der erneuerbaren Energien sowohl mit der Sorge um den Verlust von (traditionellen) Arbeitsplätzen, aber auch mit der Hoffnung auf eine Verbesserung der Umweltsituation und auf die Entstehung neuer Arbeitsplätze verbunden sein.

Die Bewertung der Anlagen hängt zudem in hohem Maße davon ab, ob eine aktive regionale Teilhabe am Nutzen – sowohl hinsichtlich möglicher Gewinnbeteiligung als auch bezüglich der regionalen Wertschöpfung und Lebensqualität – möglich ist (ZOELLNER et al. 2008; SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 5). Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung sind vor allem dann willkommen, wenn reelle wirtschaftliche Beteiligungsmöglichkeiten gegeben sind. Hier spiegelt sich die Sorge der Akteure, zwar von negativen Auswirkungen betroffen zu sein, nicht aber an den positiven Effekten und finanziellen Vorteilen der erneuerbaren Energien beteiligt zu werden. Möglichkeiten der konkreten Teilhabe bestehen zum Beispiel in Gewinnbeteiligungen oder in verbilligtem Strombezug, in der Schaffung und im Verbleib von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen in der Region und im Finden von finanziellen und anderen Lösungen für betroffene Kommunen zur Kompensation von Nachteilen.

Bei der Förderung, Nutzung und Propagierung erneuerbarer Energien kommt Kommunen und ihren Verwaltungen eine Schlüsselrolle zu. Denkbare Maßnahmen akzeptanzfördernder kommunaler Energiepolitik sind zum Beispiel die Initiierung von Demonstrationsvorhaben, das Angebot kostenloser, individueller Beratung zu Energiefragen oder die Abfederung finanzieller Risiken (Mikrofinanzierungen) (WEHNERT 2007, S. 7 f.; SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 33). Die regionale Akzeptanz muss nicht nur Voraussetzung, sie kann auch Resultat des Ausbaus erneuerbarer Energien sein.

#### Beachtung technologiespezifischer Akzeptanzfaktoren

**506.** Die einzelnen Technologien zur regenerativen Stromerzeugung und -speicherung sowie der Ausbau des Stromnetzes weisen jeweils spezifische Besonderheiten und Risiken auf, die im Sinne einer gesellschaftlich-integrativen Strategie berücksichtigt werden sollten. So sollte zum Beispiel der Schwerpunkt des Ausbaus der Photovoltaik im Bereich der Dachflächenanlagen stattfinden, um die hohe Akzeptanz in der Öffentlichkeit zu erhalten. Im

Fall der Onshore-Windenergie sollten Flächen mit einem möglichst geringen Konfliktpotenzial identifiziert und der Flächen- bzw. „Freiraumverbrauch“ (KÖCK und BOVET 2008, S. 259) insgesamt so gering wie möglich gehalten werden. Dabei kommt Steuerungsmechanismen wie der Raumordnungsplanung hohe Bedeutung zu (OHL und EICHHORN 2008, S. 534; KÖCK und BOVET 2008, S. 529 ff.). Ein gesamträumliches Konzept für die Windenergienutzung nach bundeseinheitlichen Kriterien könnte weiter gehende flächenschonende Effekte hervorbringen als die derzeit angewandten bundesländer- und planungsraumspezifischen Suchkriterien für Eignungsgebiete (KÖCK und BOVET 2008, S. 534).

### Aktivierung gesellschaftlichen Engagements

**507.** Neben Partizipationsmöglichkeiten ist auch die Aktivierung gesellschaftlichen Engagements – durch einen „aktivierenden Staat“ – Bestandteil einer gesellschaftlich integrativen Strategie der Diffusion erneuerbarer Energien. Die bisherige Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ist geprägt durch ein hohes Engagement von Pionieren und Vorkämpfern. Das Engagement regionaler Akteure als Pioniere, Unterstützer und „Mitmacher“ stellt einen zentralen Erfolgsfaktor für die Verbreitung von Anlagen der erneuerbaren Energieerzeugung dar (KEPPLER 2007a, S. 292 ff.). Für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine Fortsetzung dieses breiten gesellschaftlichen Engagements eine wesentliche Voraussetzung.

Bislang wird das Potenzial, das in der im Allgemeinen positiven Einstellung der Menschen gegenüber erneuerbaren Energien liegt, vor Ort nur selten in aktives Handeln umgesetzt. Die Anlagen werden häufig noch „an der Bevölkerung vorbei“ errichtet (SCHWEIZER-RIES 2008, S. 6). Eine Politik der *Aktivierung von Engagement* kann darin bestehen, Vernetzungsaktivitäten in Regionen zu fördern, den Austausch zwischen Bundes-, Landes- und regionaler Ebene zu verbessern und durch ein breites Angebot an Partizipationsmöglichkeiten die Motivation für persönliches Engagement zu erhöhen (SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 5, 41; SCHWEIZER-RIES 2008, S. 6 f.). In diesem Zusammenhang kann der Gedanke einer hundertprozentigen, dezentralen Versorgung einer Region durch erneuerbare Energien als faszinierendes und motivierendes Ziel wahrgenommen werden (SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 5). Allerdings ist dieses Ziel nicht für jede Region realistisch und im Sinne einer nationalen Vollversorgung mit Regenerativstrom auch nicht bedeutsam – es geht vielmehr um eine Vernetzung aller zur Verfügung stehenden, nachhaltig nutzbaren Energieressourcen und Speichertechnologien. Wichtig für die Aktivierung gesellschaftlicher Unterstützung ist es jedoch, die erneuerbaren Energien positiv erlebbar zu machen – zum Beispiel durch die Erlebbarkeit der eigenen Region als Modellregion (SCHLEGEL und BAUSCH 2007, S. 48).

**508.** Beim Betrieb von Mikro-Energieerzeugungsanlagen (insbesondere Photovoltaik) werden Konsumenten zu Ko-Produzenten von Strom. Voraussetzung ist hier nicht nur eine passive Einwilligung in die Errichtung der Anlagen, sondern vielmehr eine hohe *aktive Mitwirkungsbereitschaft*. Diese kann darin bestehen, selbst zu investieren, Flächen zur Verfügung zu stellen oder das eigene Verhalten zu verändern (SAUTER und WATSON 2007, S. 2770). Investitionen können auch durch lukrative Möglichkeiten des Anteilserwerbs an Bürgeranlagen und Fonds angereizt werden: Durch den Anteils- oder Aktienerwerb werden Bürger zu privaten Kapitalgebern. Eine solche „bürgernahe Marktstruktur“ trägt zur Demokratisierung und Akzeptanzerhöhung der erneuerbaren Energien bei (HIRSCHL 2008, S. 126, 424).

Kommunen können von gemeindeeigenen Windenergieanlagen und Solarstromanlagen auf öffentlichen Gebäuden profitieren und die Erträge reinvestieren sowie Ausgaben für konventionelle Energie einsparen und damit finanzielle Spielräume schaffen (Agentur für Erneuerbare Energien 2010; Stadtwerke sind unverzichtbar für einen innovativen Energiemarkt, gemeinsame Pressemitteilung des BMU mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vom 6. Juli 2010) (vgl. Kap. 6.5). Wo Kommunen bisher in besonders hohem Maße von erneuerbaren Energien profitiert haben, waren in der Regel die Bürgermeister zentrale treibende Akteure.

#### **8.5.4 Zusammenfassung**

**509.** Erneuerbare Energien genießen in Deutschland eine hohe allgemeine gesellschaftliche Akzeptanz. Trotzdem begegnet der Bau individueller Erzeugungsanlagen lokalen Protesten. Vor Ort kann die Akzeptanz erhöht werden, wenn ein sensibler Umgang mit berechtigten Anliegen von Anwohnern und des Naturschutzes erfolgt (vgl. Kap. 3.4), wenn die Ergebnisse von Beteiligungsverfahren Eingang in die Planungsprozesse finden (vgl. Kap. 9.2; SCHNEIDER 2010) und wenn eine regionale Teilhabe am Nutzen der erneuerbaren Energien möglich ist. Dies reicht von Gewinnbeteiligung bis zur Schaffung von Arbeitsplätzen in der Region. Über das einzelne Vorhaben hinaus müssen Bürgerinnen und Bürger für die Umsetzung eines nachhaltigen Stromversorgungssystems gewonnen und von der Erforderlichkeit sowie den Vorteilen eines neuen Energiekonzeptes überzeugt werden. Dafür ist ein breiter gesellschaftlicher Diskurs bedeutsam, der Zustimmung und Sympathie für ein nachhaltiges, auf erneuerbaren Energien basierendes Stromversorgungssystem in der Gesellschaft verankern kann (vgl. Abschn. 6.4.2). Daneben kommt der Aktivierung gesellschaftlichen Engagements für erneuerbare Energien im Sinne des „aktivierenden Staates“ eine wichtige Funktion für die Steigerung der Akzeptanz zu.



## 8.6 Anreize für den Speicherausbau

**510.** Bei wachsendem Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen die Anforderungen an die Flexibilität des gesamten Kraftwerksparks, da zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Stromerzeugung zu jeder Zeit auf den Stromverbrauch abgestimmt werden muss. Diese Aufgabe wird heute überwiegend durch konventionelle thermische Kraftwerke übernommen. Grundsätzlich stehen jedoch neben dem flexiblen Einsatz thermischer Kraftwerke noch weitere Optionen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Verfügung. Energiespeicher, grenzüberschreitender Netzausbau und die Flexibilisierung der Nachfrage (Demand-Side-Management: DSM) sind Maßnahmen, die die Probleme bei Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch abmildern können (vgl. Kap 4.5).

Da auf dem Weg zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung der Anteil an konventionellen Kraftwerken stetig abnimmt und das Potenzial von DSM-Maßnahmen zum Ausgleich großer Energiemengen gering eingeschätzt wird (GRIMM 2007, S. 16; PAULUS und BORGGREFE 2010, S. 4), kommt dem Ausbau der Netze und der Entwicklung von Energiespeichern eine große Bedeutung zu. Welche Kombination der genannten Ausgleichsoptionen im Übergang volkswirtschaftlich optimal ist, kann heute noch nicht abschließend beurteilt werden. Aus den Ergebnissen der vorgestellten Szenarien ist jedoch ein Bedarf an Speicherleistung und Speicherkapazität für das Jahr 2050 ableitbar, der weit über die heute in Deutschland vorhandene Pumpspeicherleistung von circa 7 GW und Pumpspeicherkapazität von circa 40 GWh hinausgeht. Die Modellergebnisse basieren dabei bereits auf einem kostenoptimierten Einsatz von Speichern, europäischem Netzausbau und verschiedenen erneuerbaren Ressourcen.

**511.** Energiespeicher können in der Energieversorgung vielfältig eingesetzt werden. Im Rahmen dieses Gutachtens liegt der Fokus der Untersuchungen jedoch auf der zentralen Speicherung großer Energiemengen für den saisonalen Ausgleich, zur Überbrückung längerer Flaute, für den Energiehandel (vor allem zum Ausgleich untertägiger Schwankungen) sowie für Regelaufgaben (Systemdienstleistungen). Zentrale Großspeicheranlagen in Verbindung mit systemadäquatem Netzausbau bieten im Vergleich zur dezentralen Speicherung den Vorteil, dass sie das gesamte Versorgungssystem optimieren können und aufgrund von Skaleneffekten in der Regel kostengünstiger sind (R2B und CONSENTEC 2010, S. 3; AGRICOLA et al. 2010, S. 74).

Als geeignete Technologie zur zentralen Großspeicherung kommen Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES) und Wasserstoff- bzw. Methanspeicher in Frage (Tz. 228). Alle genannten Technologien sind jedoch mit hohen Investitionsrisiken verbunden, da die Investitionskosten hoch, die Abschreibungszeiten lang und die Konkurrenzsituation sowie der tatsächliche Speicherbedarf schwer abzuschätzen sind (LEONHARD et al. 2008, S. 7). Erschwerend kommt hinzu, dass die jeweiligen Technologien sehr unterschiedliche

Marktreifegrade und Potenziale aufweisen. Während die Pumpspeichertechnologie Stand der Technik ist und bereits heute erfolgreich eingesetzt wird, befinden sich AA-CAES und Wasserstoff- bzw. Methanspeicherung noch im Entwicklungsstadium. Das Potenzial der Pumpspeicherung in Deutschland ist bereits heute weitgehend ausgeschöpft, während die beiden anderen Technologien noch große Möglichkeiten bieten. Zur Pumpspeicherung können jedoch bei entsprechendem grenzüberschreitendem Netzausbau umfangreiche Potenziale in Skandinavien (bis zu 120 TWh) oder in den Alpenländern erschlossen werden.

Aufgrund der hohen Investitionsrisiken, der unterschiedlichen Marktreifegrade, der Potenzialverteilung und des dafür notwendigen Netzausbaus ist ungewiss, ob die natürlichen Anreize des Strommarktes ausreichen, damit sich die Speicherkapazitäten entwickeln, die für den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich sind. Deshalb sollen nachfolgend zunächst die ökonomischen Anreize des Strommarktes für einen generellen Speicherbetrieb untersucht werden. Anschließend werden wirtschaftliche Interessen der Anbindung norwegischer Speicherkapazitäten analysiert und mögliche Förderungsmechanismen für den deutschen Markt diskutiert.

### **8.6.1 Ökonomische Anreize für Speicher im Strommarkt**

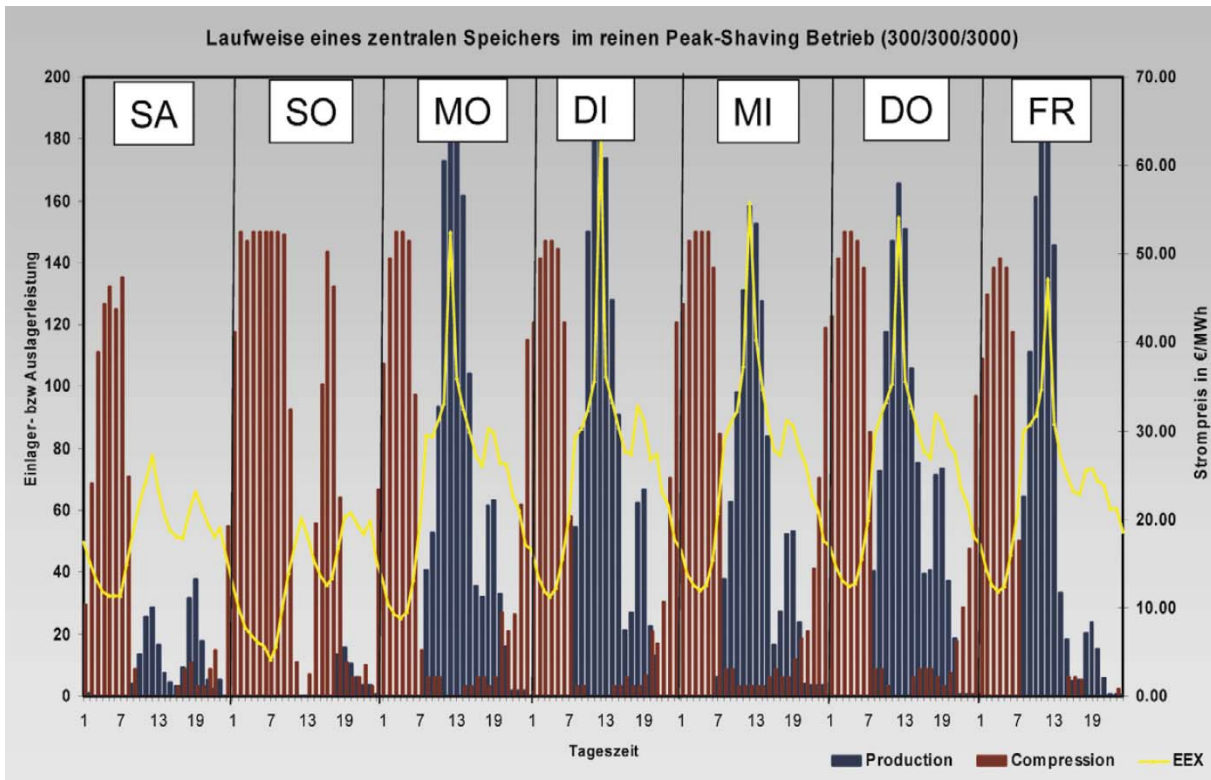
**512.** Die wesentlichen Anwendungsfelder von stationären Großspeichern sind Energiehandel und Regelaufgaben. Dabei ist innerhalb des Energiehandels die am häufigsten angewandte und ökonomisch ausgerichtete Betriebsstrategie die sogenannte intertemporale Arbitrage. Hierbei wird preisgünstiger Strom aus Kraftwerken mit niedrigen variablen Stromgestehungskosten bei Schwachlastzeiten zu hochpreisigem Spitzenlaststrom gewandelt („Peak Shaving“ oder Lastmanagement) (GATZEN 2008, S. 25). Die erzielte Preisdifferenz abzüglich der Speicherverluste und der variablen Betriebskosten stellt die Gewinnmarge dar, aus der auch die Investitionskosten refinanziert werden müssen.

Ein typischer Einsatz eines Druckluftspeichers zum „Peak Shaving“-Betrieb ist in Abbildung 8-13 dargestellt. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass das niedrige Preisniveau am Wochenende und während der Nachtstunden genutzt wird, um Strom einzuspeichern, der dann bei hohem Preisniveau wieder ausgespeichert wird. Das Beispiel verdeutlicht aber auch, dass der Einsatz von Energiespeichern in der Tendenz zu einer stärkeren Preiselastizität der Nachfrage und damit zu einer Glättung der Preisschwankungen während eines Tages führt. Ein Zuwachs an Speicherkapazität mindert also die Ertragsmöglichkeiten der vorhandenen Speicher bis hin zum Entzug der wirtschaftlichen Grundlage (LEONHARD et al. 2008, S. 16). Im Gegensatz zu anderen Märkten, an denen ein ähnlicher Effekt auftritt, gibt jedoch der aktuelle Stand von Wissenschaft und Forschung bisher keine Auskunft über den Zusammenhang zwischen dem technisch notwendigen Zubau an Speicherkapazitäten zur Gewährleistung der Netzstabilität, den dadurch induzierten Auswirkungen auf die

Börsenpreise und damit über den wirtschaftlichen Anreiz in Systemsicherheitstechnologie zu investieren.

Abbildung 8-13

### Typischer „Peak Shaving“-Betrieb eines Druckluftspeichers mit dem Ziel des Handels an der Strombörse

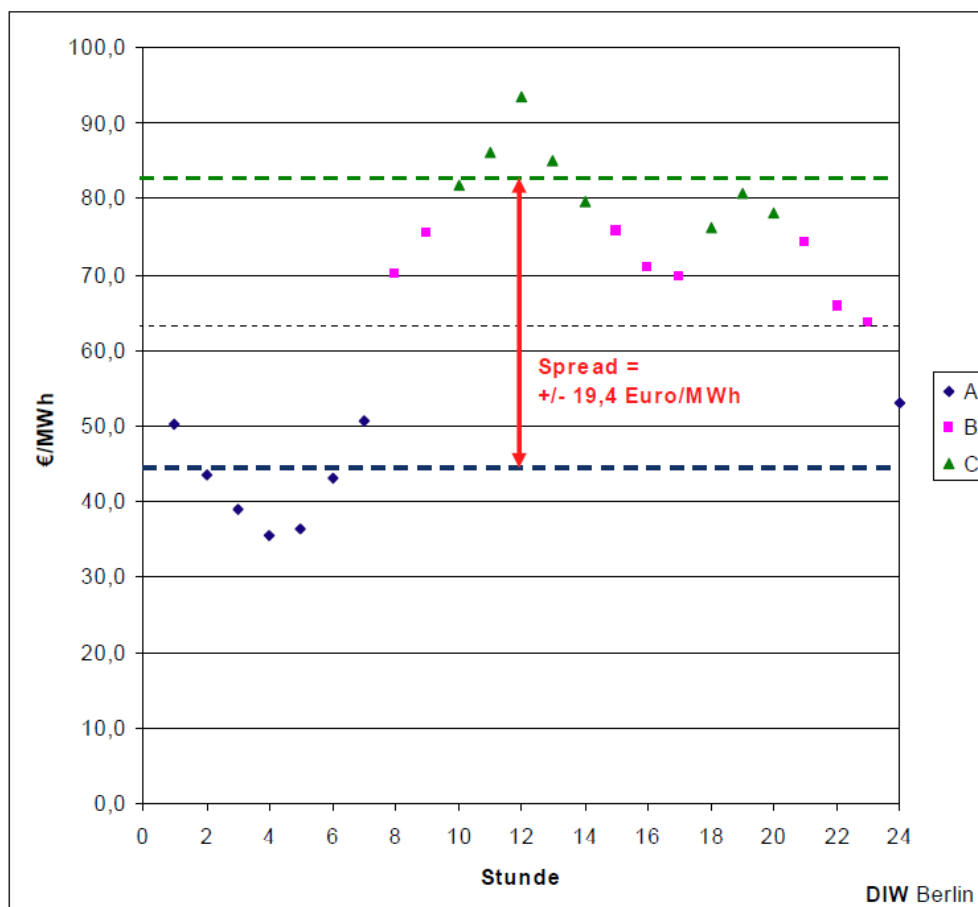


Quelle: LEONHARD et al. 2008, S. 16, nach EWI

Ob es unter heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich wäre, in Speichertechnologien zu investieren, kann mit Hilfe von historischen Börsenpreisen untersucht werden. Im Rahmen einer Studie zum Kombi-Kraftwerksbonus wurden am Beispiel der EEX Day-ahead-Stundenkontrakte für das Jahr 2008 die durchschnittlichen Differenzen zwischen den acht Stunden mit den höchsten Preisen (Kategorie C: 82,6 €/MWh) und den acht Stunden mit den niedrigsten Preisen (Kategorie A: 43,9 €/MWh) des jeweiligen Tages berechnet (SCHMIDT et al. 2009). Der sogenannte „Spread“ (C minus A) beläuft sich im Untersuchungszeitraum auf etwa 39 €/MWh ( $\approx 4$  ct/kWh) (Abb. 8-14).

Abbildung 8-14

### Durchschnittliche Preise der Stundenkontrakte des EEX Day-ahead-Handels im Jahr 2008



Quelle: SCHMIDT et al. 2009, S. 46, nach DIW

Für adiabate Druckluftspeicher wird zukünftig ein Wirkungsgrad von etwa 70 % angestrebt. Das bedeutet, dass nur 70 % der zur Einspeicherung aus dem Netz entnommenen Energiemenge wieder als Elektrizität ins Netz zurückgespeist wird. In dem obengenannten Beispiel (Börsenjahr 2008) würde einem AA-CAES-Betreiber nach Abzug der Speicherverluste von dem durchschnittlichen Spread von circa 4 ct/kWh nur noch 1,4 ct/kWh ( $0,7 \cdot C - A$ ) als Marge übrig bleiben. Daraus müssen jedoch noch die übrigen variablen Kosten und die Investitionskosten gedeckt werden. Ob dieser Spread für das Jahr 2008 ausgereicht hätte, um ausreichend Anreize für Investitionen in neue Speicherkapazitäten zu setzen, darf angezweifelt werden. Dem steht jedoch gegenüber, dass bereits unter aktuellen Marktbedingungen Pumpspeicherkraftwerke (allerdings mit besseren Wirkungsgraden von bis zu 80 %) in Deutschland wirtschaftlich betrieben werden und dass ein zunehmender Ausbau von erneuerbaren Energien voraussichtlich zu einer Vergrößerung des zukünftigen Spreads führen wird.

Allerdings wird an diesem Beispiel auch deutlich, dass ein Betrieb von Speichern mit intertemporaler Arbitrage vor allem dann wirtschaftlich wird, wenn die Ein- und

Ausspeicherzyklen möglichst nah beieinander liegen (Stunden oder Tage). Nach Einschätzung des VDE ist daher eine Langzeitspeicherung mit weniger als einem Zyklus pro Woche zum Ausgleich von Großwetterlagen und von saisonalen Schwankungen unter heutigen Marktbedingungen in Deutschland wirtschaftlich nicht darstellbar (LEONHARD et al. 2008, S. 7). Allerdings werden Speicherkapazitäten zur Langzeitspeicherung benötigt um die Reservevorhaltung von thermischen Kraftwerken langfristig zu ersetzen.

Werden die heute im wirtschaftlichen Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland näher untersucht, fällt auf, dass neben der intertemporalen Arbitrage noch weitere ökonomische Betriebsstrategien verfolgt werden. Einen Überblick über Einsatzmöglichkeiten von Speichern am Markt und die für das jeweilige Segment vorhandenen Wettbewerber gibt Tabelle 8-8.

Tabelle 8-8

### Gewinnerzielungsmöglichkeiten von Speichertechnologien

Speicheranwendung zur Gewinnerzielung	Typische Speichertechnologien	Wettbewerber
Intertemporale Arbitrage (Peak Shaving, Lastmanagement)	Pumpspeicher, Druckluftspeicher	Gasturbinen (OCGT), Demand Side Management (DSM), flexibler Betrieb thermischer Kraftwerke, grenzüberschreitender Elektrizitätsaustausch
Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung und -energie	Pumpspeicher, Druckluftspeicher	Gasturbinen (OCGT), Demand Side Management (DSM), flexibler Betrieb thermischer Kraftwerke
Bereitstellung von anderen Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit)	Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien	Thermische Kraftwerke, flexibles Drehstromübertragungssystem

Quelle: SRU übersetzt nach GATZEN 2008, S. 25

Abhängig von der jeweiligen Speichertechnologie können von den Betreibern an den entsprechenden Märkten auch Regelenergie und Systemdienstleistungen angeboten werden. Während Pumpspeicher bereits heute häufig zur Bereitstellung von Sekundärregelenergie eingesetzt werden, können Druckluftspeicher aufgrund ihrer längeren Anfahrzeit von bis zu 15 Minuten vor allem Minutenreserve zur Verfügung stellen. Die Möglichkeit einer Blindleistungsabgabe und eines Schwarzstarts ist bei beiden Technologien

gegeben. Letzteres spielt jedoch aufgrund des geringen Bedarfs für den ökonomischen Betrieb keine Rolle (LEONHARD et al. 2008, S. 17).

Grundsätzlich kann die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie zum Beispiel von Regelleistung, für zentrale Großspeicher (PSW, AA-CAES) zur Verbesserung der Profitabilität genutzt werden. Da das Marktsegment in Deutschland jedoch sehr klein und riskant ist, ist das Peak Shaving ausschlaggebend, damit Großspeicher wirtschaftlich betrieben werden können (GATZEN 2008, S. 50). Trotz der technischen Notwendigkeit der Einbindung von Speichern in den Regelleistungsmarkt ist der Markt aus heutiger Sicht wenig attraktiv (STERNER et al. 2010, S. 114).

Offen ist bislang, welchen Einfluss der Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Entwicklung des Marktvolumens für Systemdienstleistungen, insbesondere des Regelleistungsbedarfs, haben wird. Nach Einschätzung von R2B und CONSENTEC (2010, S. 15) nimmt das Marktvolumen für Regelleistung bei einem Anteil erneuerbarer Energien von bis zu 30 % unwesentlich zu, da die Güte der Einspeiseprognose für dargebotsabhängige erneuerbare Ressourcen verbessert wird. Bei mehr als 30 % Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung rechnen die Gutachter jedoch mit einer Ausweitung des Minutenreservebedarfs. Dies könnte also in Zukunft eine Steigerung der wirtschaftlichen Attraktivität des Systemdienstleistungsmarktes für den Betrieb von Großspeichern bedeuten.

## 8.6.2 Pumpspeicherung in Norwegen

**513.** Pumpspeicherung ist die kostengünstigste Möglichkeit zur kurz- und langfristigen Speicherung großer Energiemengen (AGRICOLA et al. 2010, S. 75). Hinzu kommt die technische Eignung zur Bereitstellung fast aller Systemdienstleistungen. Während in Deutschland jedoch die Potenziale zur Pumpspeicherung bereits weitgehend ausgeschöpft sind, stehen in Norwegen noch enorme Potenziale zur Verfügung (Tz. 231). Grundsätzlich gelten bei adäquatem Netzausbau und der damit einhergehenden Verbindung der Märkte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Pumpspeichern in Norwegen die gleichen ökonomischen Marktanreize wie in Deutschland. Allerdings besteht der Unterschied, dass die vorhandenen Speicherwasserkraftwerke mit den zugehörigen Seensystemen im Verhältnis zu deutschen Druckluftspeicherpotenzialen relativ kostengünstig, also mit niedrigen Investitionskosten, zu Pumpspeicherkraftwerken umgebaut werden können und außerdem einen deutlich besseren Wirkungsgrad aufweisen. Dies hat zur Folge, dass bereits bei geringen Deckungsbeiträgen aus einem Betrieb mit dem Ziel intertemporaler Arbitrage ein Gewinn erwirtschaftet werden kann.

Dementsprechend bestehen für den Umbau und Einsatz norwegischer Pumpspeicherkapazitäten bereits bei heutigem Marktdesign große finanzielle Anreize. Voraussetzung dafür ist allerdings eine verlässliche politische Absichtserklärung aus

Deutschland und der entsprechende Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

**514.** Die Möglichkeit, dass sich norwegische Speicherbetreiber ihre Dienstleistung „teuer bezahlen lassen“ (JOSEPH 2010) wird dabei dadurch beschränkt, dass sich auch die norwegischen Speicher überwiegend mit intertemporaler Arbitrage refinanzieren und damit der Börsenpreis bzw. der Spread die Höhe der Gewinnmarge bestimmt. Selbst bei einer marktbeherrschenden Stellung auf dem Speichermarkt durch norwegische Speicherbetreiber und der Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht ist nicht mit einer übermäßigen Steigerung der volkswirtschaftlichen Speicherkosten zu rechnen, da jeglicher Einsatz von Speichern zu einer Verringerung des Preis-Spreads führt und die Zurückhaltung von Speicherkapazität die Wirtschaftlichkeit derselben beeinträchtigt. Eine marktbeherrschende Stellung norwegischer Speicherbetreiber ist außerdem nicht absehbar, da die Speicherdienstleistung noch über die nächsten Jahrzehnte in Konkurrenz zu konventionellen thermischen Kraftwerken steht und in dieser Übergangsphase voraussichtlich weitere deutsche Speicherkapazitäten (z. B. AA-CAES) aufgebaut werden. Diese Konkurrenzsituation gilt auch für den Einsatz der Speicher auf dem Systemdienstleistungsmarkt. Das Argument, dass bei einer stärkeren Verlagerung der Speicherung nach Norwegen die Wertschöpfung auf dem Speicher- und Systemdienstleistungsmarkt aus Deutschland abwandert, bleibt davon unberührt.

### **8.6.3 Förderung in Deutschland**

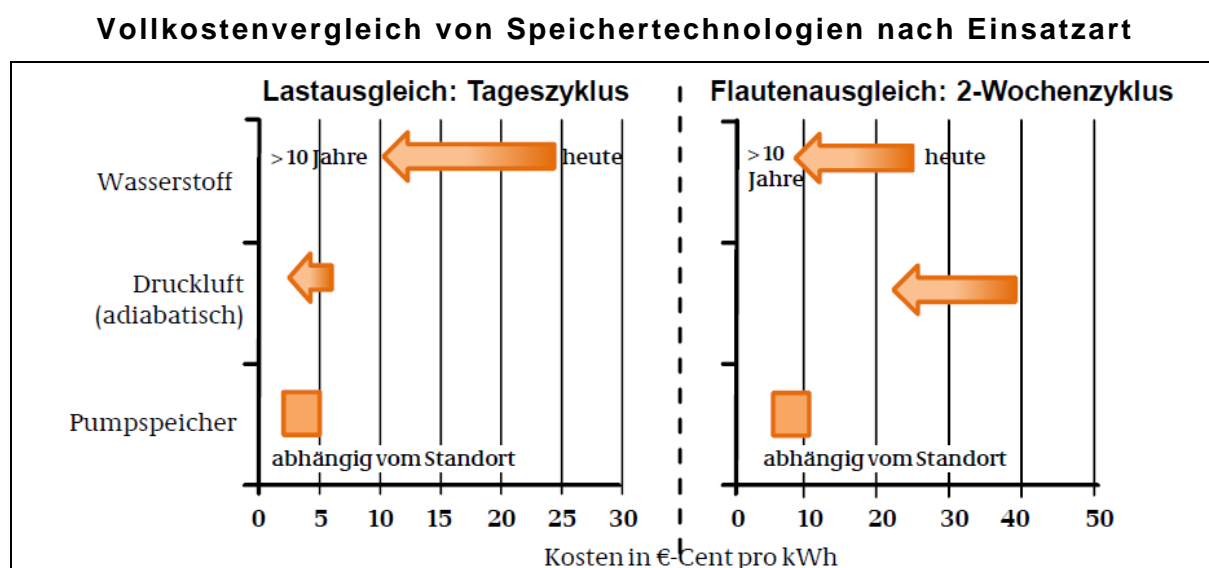
**515.** Obwohl der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken aufgrund des besseren Wirkungsgrades dauerhaft kostengünstiger sein wird als der Betrieb ausgereifter adiabater Druckluftspeicher oder Anlagen zur Gewinnung von Methan auf Basis erneuerbarer Energien, kann es mittelfristig sinnvoll sein, die Potenziale an Speicherkapazitäten in Deutschland auszuschöpfen. Dies kann mit der Importabhängigkeit, der Wertschöpfung innerhalb Deutschlands oder dem Angebot von Systemdienstleistungen vor Ort zur Gewährleistung der Netzstabilität begründet werden.

Ob sich jedoch Speicherkapazitäten in Deutschland allein durch marktgetriebene Anreize entwickeln werden, ist bisher umstritten. In der Literatur finden sich unterschiedliche Einschätzungen über die zukünftige Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Speichern in Deutschland. So kommen zum Beispiel die Gutachter R2B und CONSENTEC in einer Studie für das Wirtschaftsministerium zu folgendem Schluss: „Die Strom- und Regelenergiemärkte setzen langfristig gegebenenfalls adäquate Anreize, um den Zubau von Speichertechnologien in ausreichendem Ausmaß anzureizen. Ein Marktversagen oder die Notwendigkeit der Technologieförderung insbesondere von kleinen, dezentralen Anlagen ist nicht gegeben“ (2010, S. 110). Zu einer gegenteiligen Einschätzung kommt der VDE: „Rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern

müssen langfristig definiert werden. Anschubförderung bzw. Anreizsysteme sind in der Anfangsphase dringend erforderlich“ (LEONHARD et al. 2008, S. 7). Einen ähnlichen Standpunkt vertritt BCG: „Because the financial logic for investing aggressively to advance storage technologies is currently not compelling, incentives will be necessary to ensure that sufficient storage capacity is online in time to meet governments' green-energy targets“ (PIEPER und RUBEL 2010, S. 1).

**516.** Die vorangegangene Analyse am Beispiel der Börsenpreise von 2008 (Spread ca. 4 ct/kWh) in Verbindung mit der Einschätzung der Vollkosten für Druckluftspeicher und Wasserstoff (Abb. 8-15) macht deutlich, dass heute die alleinigen Anreize am Strommarkt bestenfalls sehr unsichere Signale für zukünftige Investitionen setzen. Es stellt sich also die Frage, ob eine zusätzliche Förderung notwendig sein wird, um einen systemadäquaten Speicherausbau zu erreichen. Hinzu kommt die Schwierigkeit, dass die Technologie für Druckluft- und Wasserstoffspeicherung zum heutigen Zeitpunkt noch keine Marktreife erlangt hat und zunächst durch Forschung vorangetrieben werden muss.

Abbildung 8-15



Quelle: AGRICOLA et al. 2010, S. 75, nach VDE

Möglichkeiten zur Förderung des Ausbaus von Speicherkapazitäten in Deutschland werden zurzeit vor allem im Rahmen des EEG untersucht. Im Fokus der aktuellen Diskussion stehen dabei das Kombikraftwerks-Bonus-Modell und das Modell der gleitenden Marktprämie.

**517.** Mit Hilfe des Modells der gleitenden Marktprämie (kurz: Marktprämienmodell) soll die Marktintegration der erneuerbaren Energien verbessert werden, indem sich die Stromerzeugung stärker an den Preissignalen des Wettbewerbsmarktes orientiert, ohne jedoch die bestehende Investitionssicherheit durch die Förderung im Rahmen des EEG zu gefährden (SENSFUß et al. 2007, S. 1; R2B und CONSENTEC 2010, S. 49). Das Modell ist daher als optionales Förderinstrument neben der bestehenden Einspeisevergütung



vorgesehen (SENSFUß und RAGWITZ 2009, S. 2). Jedem Betreiber einer EEG-Anlage wird damit die Möglichkeit eröffnet, sich monatlich für einen festen Einspeisetarif oder für das Marktprämienmodell zu entscheiden.

Beim Marktprämienmodell vermarktet der EEG-Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom direkt über die Börse und erhält zusätzlich eine Marktprämie. Diese soll die Differenz zwischen EEG-Einspeisetarif und dem Verkaufserlös ausgleichen um den Anlagenbetreiber nicht schlechter zu stellen als bei der optionalen Wahl des festen Einspeisetarifs (R2B und CONSENTEC 2010, S. 50). Die Höhe und Zusammensetzung der Marktprämie kann dabei unterschiedlich ausgestaltet sein. Eine mögliche Variante des Prämiendesigns ist in SENSFUß und RAGWITZ detailliert beschrieben (2009, S. 6). Für den EEG-Anlagenbetreiber besteht nach diesem Modell der Anreiz, durch eine veränderte Fahrweise der Anlage (z. B. marktoptimierte Wartung) oder durch innovative Lösungen (z. B. durch den Einsatz von Energiespeichern) die Elektrizitätserzeugung stärker an der Nachfrage und damit an den Preissignalen des Wettbewerbsmarktes auszurichten und dadurch höhere Erlöse zu erzielen (DIETRICH und AHNSEHL 2010, S. 63).

Für die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas kann unter bestimmten Bedingungen mit dem Marktprämienmodell aufgrund der natürlich vorhandenen Speicherfähigkeit der Energieträger und der geringen Speicherverluste ein Anreiz zum Einsatz der Anlagen im Lastfolgebetrieb gesetzt werden (vgl. Abschn. 8.4.3.1). Bei dargebotsabhängigen erneuerbaren Ressourcen (Wind und Photovoltaik) sind jedoch die Reaktionsmöglichkeiten auf Marktsignale zur Lastverlagerung stark begrenzt (SENSFUß und RAGWITZ 2009, S. 12). Die maximale Höhe der erzeugbaren Leistung einer Wind- oder Photovoltaikanlage ist abhängig von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen. Trotz technischer Eignung, zum Beispiel einer Windenergieanlage, ist es für dessen Betreiber deshalb aufgrund der niedrigen Grenzkosten ökonomisch nicht sinnvoll, bei positiven Marktpreisen die Leistung zu drosseln (R2B und CONSENTEC 2010, S. 66). Ein Anreiz für eine zusätzliche Investition in Speicherkapazität besteht für den Anlagenbetreiber nur, wenn die Marktsignale so deutlich sind, dass es auch für Dritte, die nicht am Marktprämienmodell beteiligt sind, wirtschaftlich attraktiv ist in Speichertechnologien zu investieren.

Hinsichtlich der Integration der erneuerbaren Energien (insbesondere Biomasse und Biogas) in den Wettbewerbsmarkt ist das Marktprämienmodell der festen Einspeisevergütung überlegen. Neue Organisationsstrukturen und Geschäftsmodelle (z. B. Kooperationen mit Großspeicherbetreibern oder Industriebetrieben mit großen DSM-Potenzialen) auf dem Markt sind mit diesem Modell denkbar (R2B und CONSENTEC 2010, S. 67). Durch die gleitende Marktprämie erfolgt jedoch lediglich eine indirekte Förderung von dezentraler Energiespeicherung. Die Anreizwirkung zur Investition in zentrale Großspeichertechnologien ist in der aktuellen Ausgestaltung des Modells vernachlässigbar. Folglich ist das Marktprämienmodell für die im Fokus dieser Untersuchung stehenden

Förderungsmöglichkeiten von Speichertechnologien zur Speicherung großer Energiemengen höchstens unterstützend geeignet.

**518.** Das Kombikraftwerks-Bonus-Modell soll, ähnlich wie das Marktprämienmodell, im Rahmen des EEG Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien setzen und zusätzlich als Instrument zur Technologieförderung für Stromspeicher sowie für Wärme- und Gasspeicher dienen (R2B und CONSENTEC 2010, S. 77). Nach diesem Modell ist unter einem Kombikraftwerk eine EEG-Anlage zu verstehen, die mit einer Einrichtung zur Speicherung von Energie (Strom, Brennstoff, Wärme) gekoppelt ist, welche mindestens zu 95 % aus der EEG-Anlage gespeist wird (DIETRICH und AHNSEHL 2010, S. 62). Beispiele für Kombikraftwerke sind Biomasseanlagen mit Gasspeichern, KWK-Anlagen mit Wärmespeichern und Windkraftanlagen mit Stromspeichern. Dafür müssen sich die jeweiligen Anlagenbestandteile in derselben Region (z. B. Regelzone) befinden (SCHMIDT et al. 2009, S. 24).

Damit ein Anreiz zur bedarfsorientierten Einspeisung eines Kombikraftwerks entsteht, muss ein künstliches Preissignal erzeugt werden, das eine Verschiebung der Einspeisung auf einen späteren bedarfsoptimierten Zeitpunkt anregt (SCHMIDT et al. 2009, S. 30). Zu diesem Zweck beinhaltet der zweiteilige Kombikraftwerks-Bonus eine profilabhängige mengenorientierte Vergütung (Bedarfskomponente). Seine Höhe wird vom Zeitpunkt der Einspeisung bestimmt, zum Beispiel 2 ct/kWh für die Einspeisung von Strom während der acht Stunden des Tages mit der höchsten Residuallast. Zusätzlich enthält der Bonus eine Technikkomponente, die als leistungsabhängiger Investitionszuschuss zu verstehen ist (SCHMIDT et al. 2009, S. 24).

Im Gegensatz zum Marktprämienmodell wird insbesondere durch die Technikkomponente des Kombikraftwerks-Bonus ein direkter Anreiz zur Investition in Speichertechnologien gesetzt. Es ist allerdings aufgrund der Vereinfachung des Marktsignals im Modell, welches nur noch relative Knappheiten widerspiegelt, unsicher, inwieweit der tatsächliche Bedarf des Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage abgebildet wird (R2B und CONSENTEC 2010, S. 78). Der Anreiz zielt nur auf den Ausgleich von Tagesschwankungen der Residuallast ab. Ein Anreiz zum Ausgleich längerfristiger Schwankungen, bis hin zum saisonalen Ausgleich, besteht nicht. Überdies wird mit dem Kombikraftwerks-Bonus durch die Bindung an Energieerzeugung aus EEG-Anlagen einerseits und durch die Fokussierung auf dezentrale Speicherung durch die jetzige Ausgestaltung der Technikkomponente andererseits keine Optimierung des Gesamtsystems angestrebt. Folglich ist auch das Kombikraftwerks-Bonus-Modell nur bedingt zur Förderung der hier im Zentrum der Untersuchung stehenden zentralen Großspeicheranlagen geeignet.

**519.** Eine direkte Förderung von Speichern im Rahmen des EEG beschränkt sich notwendigerweise auf die Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom. Dies führt aber zu ökonomischen Ineffizienzen im Gesamtsystem. Daher ist nach Einschätzung des SRU das

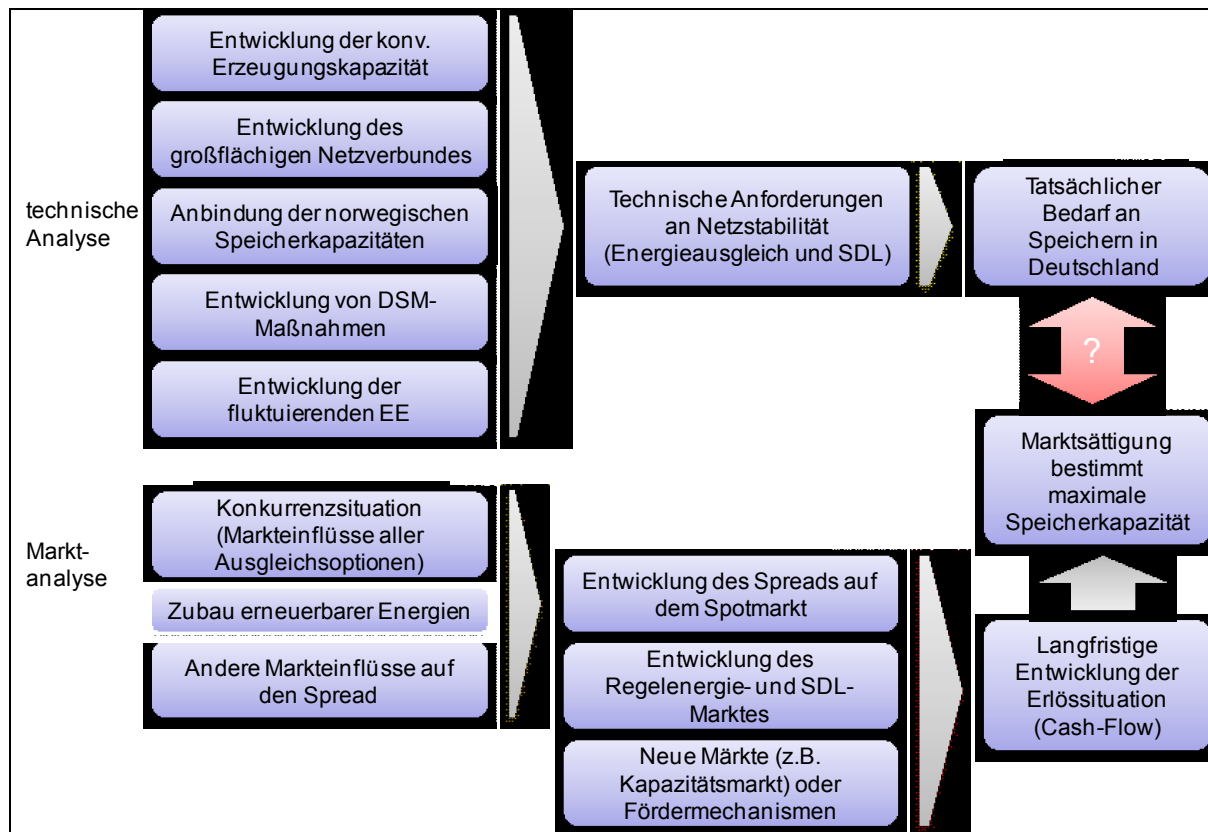
EEG nicht der geeignete Rahmen um den Ausbau von zentralen Speicherkapazitäten voranzutreiben. Damit die vorhandenen Potenziale zur adiabaten Druckluft- und Wasserstoffspeicherung (bzw. durch erneuerbare Energien gewonnenes Methan) in Deutschland unter wirtschaftlichen Bedingungen ausgeschöpft werden können, müssen diese zunächst an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt werden. Um dies zu erreichen, spricht sich der SRU für eine gezielte Forschungsinitiative aus.

Obwohl die Energiespeicherung eine strategische energiewirtschaftliche Bedeutung erlangt hat, spiegelt sich diese bisher nur bedingt in der historisch gewachsenen Forschungsförderung wider (OERTEL 2008, S. 142). Durch eine Bündelung und Priorisierung einzelner Anwendungsbereiche der Speicherforschung könnten zukünftig jedoch größere Erfolge erzielt werden. Beispielsweise besteht Forschungsbedarf im stationären Bereich bei der Entwicklung von Hochtemperaturspeichern, wie sie auch für den Bau von adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerken eingesetzt werden (OERTEL ebd.). In einer Forschungsinitiative sollen neben Forschung und Entwicklung auch Demonstrations- und Pilotanlagen gefördert werden. Um die in der Vergangenheit häufig aufgetretene Unterstützung erfolgloser Projekte zu vermeiden, können erfolgversprechende Projekte priorisiert und die laufende Förderung an Meilensteine des Forschungsprojektes gekoppelt werden. Pilotprojekte bieten außerdem die Möglichkeit, Erfahrungen über die betriebswirtschaftliche Optimierung des Speicherbetriebs in unterschiedlichen Marktsegmenten zu sammeln.

**520.** Aufgrund der bereits diskutierten komplexen Zusammenhänge der Risikofaktoren für den Betrieb von Großspeichern in Deutschland (Abb. 8-16) kann heute noch nicht genau beurteilt werden, ob die rein marktlichen Anreize ausreichen, um den technisch notwendigen Zubau an Speicherkapazität zu erreichen. Daher ist es parallel zur Forschungsinitiative erforderlich, detaillierte Untersuchungen über den technischen Bedarf, die tatsächliche Entwicklung und die Prognose der Erlössituation von Speichertechnologien anzustellen. Dabei sind insbesondere die Rückwirkungen von anderen Speichern (z. B. in Norwegen) und Konkurrenztechnologien (z. B. konventionelle Kraftwerke) auf die Erlössituation (Preis-Spread) zu berücksichtigen.

Abbildung 8-16

### Unsicherheiten bei Investitionen in Großspeicheranlagen in Deutschland



SRU/SG 2011-1/Abb. 8-16

Selbst bei einem zukünftigen Preis-Spread der deutlich über dem heutigen liegt (Abb. 8-14), muss aufgrund der komplexen Risikostruktur eines Speicherprojekts und der damit einhergehenden Risikoprämie des Investors mit einer zögerlichen Investitionstätigkeit gerechnet werden. Dies würde selbst im Fall von grundsätzlich zur Refinanzierung ausreichenden Erlösen dazu führen, dass Maßnahmen zur Gewährleistung einer höheren Investitionssicherheit erforderlich sind. Hier könnte beispielsweise – ähnlich wie bei der vom SRU vorgeschlagenen Förderung der Offshore-Windenergie (Abschn. 8.4.2) – ein Fonds zur Absicherung der Betriebsrisiken eingerichtet werden.

**521.** Ob sich die sehr technisch geprägten Anforderungen an die Systemsicherheit bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien hinsichtlich saisonalem Ausgleich großer Energiemengen (oder in schwachen Windjahren sogar Energieausgleich über mehrere Jahre) unter dem aktuellen Marktdesign im Preis-Spread widerspiegeln, kann heute nur schwer abgeschätzt werden. Diese Zusammenhänge bedürfen zunächst einer näheren Untersuchung, bei der auch Lösungsansätze zur Internalisierung von Systemsicherheitskosten entwickelt werden können. Mögliche Instrumente sollten dabei auf den gesamten Markt ausgerichtet sein. Kleinteilige Lösungen, wie beispielsweise eine Speicherförderung im Rahmen des EEG, würden zu unerwünschten Ineffizienzen führen und sollten daher vermieden werden. Im Vordergrund der Untersuchungen könnten

Veränderungen im Marktdesign stehen, wie zum Beispiel die Erweiterung des Regelenergiemarktes oder die Einführung eines Marktes für Dienstleistungen zur Gewährleistung von Systemsicherheit (z. B. Bereitstellung von Backup Kapazitäten, Energiespeicherung über saisonale oder mehrjährige Zyklen). Als Nachfrager könnten in einem solchen Markt die Netzbetreiber auftreten, die nach § 13 EnWG zur Systemverantwortung verpflichtet sind.

#### **8.6.4 Zusammenfassung**

**522.** Die in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit nötigen Speichertechnologien sind grundsätzlich verfügbar. Die Entwicklung der Technologien bis zur Marktreife erfordert jedoch teilweise noch große Anstrengungen (LEONHARD et al. 2008, S. 6).

Die kostengünstigste, verfügbare Technologie zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist die Pumpspeicherung. Die wirtschaftlichen Anreize zum Betrieb bestehender Pumpspeicheranlagen werden bereits unter den heutigen Marktbedingungen als ausreichend angesehen. Aufgrund des mangelnden Potenzials in Deutschland schätzt der SRU die Nutzung und Anbindung der Pumpspeicherpotenziale in Norwegen als elementar ein. Der dafür notwendige Netzausbau erlangt damit eine Schlüsselposition auf dem Weg zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung in Deutschland.

Mittelfristig wird auch die Entwicklung von zentralen Großspeicheranlagen in Deutschland an Bedeutung gewinnen. Angesichts der derzeit unsicheren technologischen und ökonomischen Entwicklung der adiabaten Druckluft- und Wasserstoffspeicherung erscheint eine Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration dieser Anlagen als sinnvoll. Von einer Speicherförderung im Rahmen des EEG ist aufgrund von Ineffizienzen abzuraten.

Wird langfristig ein rein durch Marktanreize induzierter Speicherausbau angestrebt, sind stabile politische und rechtliche Rahmenbedingungen eine zwingende Voraussetzung. Denn bei zentralen Großspeichern sind die Abschreibungszeiten lang, der tatsächliche Bedarf und die Konkurrenzsituation schwierig abzuschätzen, die Erlösmöglichkeiten komplex und damit die wirtschaftlichen Risiken groß. Für den Fall, dass die Marktanreize nicht ausreichen, um einen systemsicherheitsrelevanten Speicherausbau zu gewährleisten, müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, die zum einen die Investitionsrisiken mindern und zum anderen eine Internalisierung der Systemsicherheitskosten bewirken. Mögliche Ansätze dafür könnten Fonds zur Absicherung von Ausfallrisiken, die Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes oder die Etablierung eines Marktes für Dienstleistungen zur Gewährleistung von Systemsicherheit (z. B. Bereitstellung von Backup-Kapazitäten, Energiespeicherung über saisonale oder mehrjährige Zyklen). Aufgrund der bisher noch

wenig untersuchten Zusammenhänge auf diesem Gebiet besteht hier jedoch noch umfangreicher Forschungsbedarf (BMW und BMU 2010, S. 25).

**523.** Zusammenfassend lassen sich aus der vorangegangenen Analyse die folgenden mehrstufigen Handlungsempfehlungen ableiten:

- Netzausbau zur Anbindung der norwegischen Speicherkapazitäten;
- Forschungsinitiative zur Entwicklung der deutschen Speicherkapazitäten (AA-CAES, Wasserstoff, Methan) bis zur Marktreife;
- Untersuchung des systemrelevanten technischen Bedarfs an Speicherkapazität in Deutschland und des Zusammenhangs dieses Bedarfs mit der Entwicklung der vorhandenen Marktanreize;
- für den Fall von mangelnden zukünftigen Marktanreizen: Entwicklung von Instrumenten zur Verminderung der Investitionsrisiken für Großspeicher und zur Internalisierung von Systemsicherheitskosten.



## 9 Rahmenbedingungen des Netzausbaus

**524.** Der Netzausbau ist eines der zentralen Hemmnisse für die Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien. Wie Kapitel 4 gezeigt hat, erfordert der Übergang zu einer 100 %igen Stromversorgung durch erneuerbare Energien zwingend einen beschleunigten Netz- und Speicherausbau. Damit die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, muss sich die Struktur der Stromversorgung zukünftig einer verstärkt fluktuierenden und dezentralen Erzeugung anpassen. Der Netzausbau ist allerdings nicht nur aufgrund des Zuwachses der Einspeisung erneuerbarer Energien notwendig, sondern der Bedarf wird auch durch die Verlagerung von Erzeugungsschwerpunkten durch den geplanten Bau neuer Kraftwerke (SCHMITZ 2010, S. 200), sowie die Entwicklung der Transitflüsse verursacht (Bundesnetzagentur 2008b, S. 2; Deutscher Bundestag 2008a). Ein Ausbau des Übertragungsnetzes wird in jedem Fall erforderlich sein, selbst wenn zukünftig die erneuerbaren Energien nur in überschaubarem Maße ausgebaut werden. Ein umfangreicher Ausbau der Übertragungskapazitäten ist somit sowohl national als auch international von großer Bedeutung – was auch von den wichtigen politischen Akteuren anerkannt wird (OETTINGER 2010; RÖTTGEN 2010; BMU et al. 2002; KURTH 2010; dena 2005; WAGNER 2009; BLAß und SCHEERER 2010, S. 46).

**525.** Der SRU schlägt für den Ausbau der Netzinfrastruktur die folgende Priorisierung vor: In den nächsten zehn Jahren sollte der nationale und überregionale Ausbau (Ziele 1 und 2) durch neue Punkt-zu-Punkt-Verbindungen höchste Priorität haben. Von diesen ausgehend kann langfristig ein europäisch-nordafrikanisches Verbundnetz (Ziel 3) errichtet werden:

- *Ziel 1 – national:* Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen an das deutsche Elektrizitätsnetz und gleichzeitiger Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen der deutschen Nordseeküste und den Zentren des Elektrizitätsverbrauchs im Westen, der Mitte und dem Süden Deutschlands.
- *Ziel 2 – überregional:* Entwicklung eines überregionalen Stromverbundes mit Skandinavien durch einen Ausbau der Übertragungskapazitäten.
- *Ziel 3 – international:* Unterstützung gewinnen für die Errichtung eines europäisch-nordafrikanischen Overlay Grids, das sukzessive von West- und Nordeuropa nach Osten und Süden erweitert werden kann, bis eine umfassende internationale Kooperation etabliert ist.

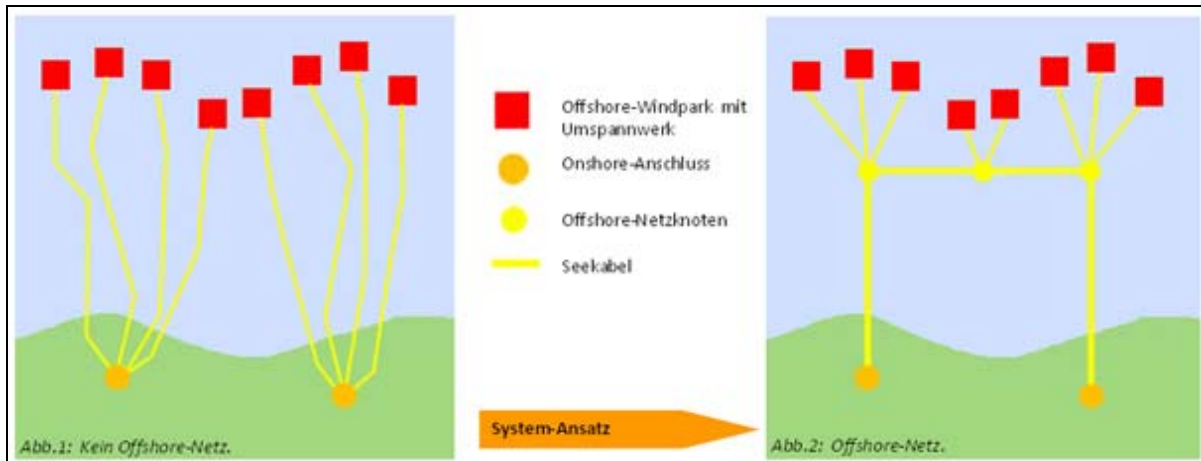
National wird der erforderliche Netzausbau insbesondere in den nächsten zehn Jahren vor allem von dem raschen Anwachsen der Windenergie geprägt sein (dena 2005). Die Anlagen müssen unter Beachtung der höchstmöglichen ökologischen und ökonomischen Anforderungen angeschlossen werden. Ein unkoordinierter Netzanschluss der Offshore-Windanlagen sollte deshalb vermieden werden. Langfristig kosteneffizienter und umweltverträglicher ist es, mehrere Windparks an Knotenpunkten zu verknüpfen, um dann



den Strom über nur wenige Leitungen durch das Wattenmeer zum Festland transportieren zu können (Abb. 9-1).

Abbildung 9-1

### Kabel-Spaghetti versus effiziente Netzplanung



Quelle: dena 2009

Neben dem Anschluss der Windparks wird national der Bau großer Nord-Süd-Verbindungen erforderlich sein, die parallel zum bestehenden Netz als Overlaynetz errichtet werden können. Damit kann der Strom aus den neuen Erzeugungszentren im Norden und Nordosten Deutschlands zu den Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert werden, denn zu den großen Anteilen der Offshore-Windenergie kommt auch noch der Strom aus den Windenergieanlagen an Land mit starken Erzeugungsleistungen, die sich überwiegend an der deutschen Küste befinden.

**526.** Die Notwendigkeit neuer Trassen in Nord-Süd Richtung ist überwiegend unumstritten (BARTH 2010; dena 2005, S. 64; BMWi und BMU 2010, S. 21; Bundesnetzagentur 2008a, S. 6). Zusätzlich müssen wie gezeigt (vgl. Abschn. 4.5.3) zunächst große Übertragungskapazitäten nach Skandinavien und langfristig ein umfassendes europäisch-nordafrikanisches Verbundnetz errichtet werden. Diese Leitungen werden auch erforderlich, wenn man europaweit von einem geringeren Anteil erneuerbarer Energien ausgeht, wie die Einschätzungen der Europäischen Kommission in der Mitteilung zum vorrangigen Verbundplan von 2007 zum erforderlichen Ausbau der interregionalen und grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen belegen (Europäische Kommission 2007).

Generell wird davon ausgegangen, dass die Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes und damit eines europaweiten Wettbewerbs ökonomische Vorteile für Verbraucher in Form von niedrigeren Preisen nach sich zieht (GEDEN und FISCHER 2008, S. 20). Im Mittelpunkt muss hier aus Sicht der erneuerbaren Energien allerdings der Ausbau der Grenzkuppelstellen stehen, die wegen des Austausches mit anderen Ländern erforderlich sind. Sie werden für eine auf erneuerbare Energien basierende Stromversorgung benötigt (BMU 2002, S. 19; Bundesnetzagentur 2008a, S. 14 f.). Das betrifft vor allem den Ausbau

der Übertragungskapazität Richtung Norden nach Skandinavien sowie Richtung Süden nach Österreich und in die Schweiz.

### Netzausbau versus Netzoptimierung

**527.** Neben systemrelevanten Punkt-zu-Punkt-Verbindungen wird in vielen Regionen, vor allem in der Nähe von größeren Windparks an Land, eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes und evtl. ein Neubau von Leitungen erforderlich sein (Bundesnetzagentur 2008a, S. 39 f.). Im Einklang mit § 5 Abs. 4, § 9 Abs. 1 Erneuerbare Energie-Gesetz (EEG), § 11 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind dazu aber zunächst die Potenziale der Netzoptimierung und Netzverstärkung auszuschöpfen, um einen kostenoptimalen und ökologischen Ausbau sicherzustellen. Gesetzlich ist hierfür das folgende Stufenkonzept mit jeweils höherem Kostenaufwand vorgesehen (vgl. dazu für Transpower: FUCHS 2009; ebenso: JARASS et al. 2009; kritisch dagegen für Amprion: BARTH 2010, zu technischen Optionen vgl. ENSSLIN et al. 2008):

- Netzoptimierung: Das bestehende Netz kann zum Beispiel durch die Erhöhung der verwendeten Spannung, durch Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung meist vorhandener Netzreserven durch Einsatz eines Leitungsmonitorings optimiert werden.
- Netzverstärkung: Wenn eine Optimierung der Netze nicht ausreicht, können insbesondere Freileitungen zum Beispiel durch Hochtemperaturleiterseile anstelle von herkömmlichen Leiterseilen verstärkt werden.
- Neubau: Falls die ersten zwei kostengünstigeren Optionen nicht ausreichen, ist ein Neubau von Leitungen durchzuführen.

Eine Erhöhung der Übertragungskapazität in dieser Reihenfolge gewährleistet einen kostenoptimalen und ökologischen Ausbau und ist seit 2009 gesetzlich verankert. Zudem kann mit größerer Akzeptanz für neue Leitungen gerechnet werden, wenn vorher Alternativen geprüft werden (vgl. Tz. 629).

**528.** Auch die Verteilnetze müssen im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien erweitert werden (SCHMIESING 2010; KURRAT 2010). Insbesondere in Gebieten mit wachsenden Anteilen an Solar- und Windenergie, in denen es schon öfter zu Rückflüssen vom Verteil- ins Übertragungsnetz gekommen ist, besteht ein großer Anpassungsbedarf (IGEL et al. 2010). Diese Fragestellung kann hier jedoch nicht weiter vertieft werden.

## **9.1 Ökonomische und wirtschaftsrechtliche Investitionshemmnisse**

### **9.1.1 Das drohende Problem zu geringer Investitionen**

**529.** Über den aufgrund der Integration regenerativer Energien erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland wird seit der Veröffentlichung der Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) von 2005 „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ vermehrt diskutiert (dena 2005). In dieser sogenannten dena-Netzstudie I wurden zunächst Szenarien einer stärkeren Nutzung regenerativer Energieträger für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 erarbeitet. Ausgehend von Szenarien eines wachsenden Windenergieausbaus wurde der daraus abgeleitete Bedarf an Übertragungsnetzen untersucht. Inhalt der Studie waren auch die Konsequenzen der Windenergieeinspeisung für den übrigen Kraftwerkpark. Aufgrund der hohen Komplexität wurden detaillierte Aussagen für den Ausbaubedarf bis 2020 auf eine zweite Studie verschoben, deren Veröffentlichung noch 2010 vorgesehen ist, die aber zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens noch nicht vorlag. Die dena-Netzstudie I kam zu dem Schluss, dass in Deutschland zunächst bis 2015 ein Neubau von 845 km 380-kV-Leitungen erforderlich ist (dena 2005, S. 66 f.).

Die SRU-Szenarien deuten demgegenüber langfristig auf einen deutlich größeren Netzausbaubedarf hin als derjenige, der in der ersten dena-Studie als erforderlich betrachtet und der später teilweise mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgeschrieben wurde (vgl. Abschn. 4.5.3). Im Hinblick auf die dena-Netzstudie I wurde insbesondere der gewählte Zeithorizont 2015 kritisiert. Die Wahl des Zeithorizonts führte – zusammen mit den gesetzten Prämissen – dazu, dass der prognostizierte Netzausbaubedarf im Ergebnis deutlich hinter dem tatsächlich langfristig erforderlichen Bedarf zurückblieb. Auch die durch das EnLAG als vordringlich bezeichneten Vorhaben stellen nur einen kleinen Teil des voraussichtlich zu erwartenden tatsächlichen Ausbaubedarfs dar. Mit dem EnLAG sollte eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus prioritärer Vorhaben erreicht werden. Für die Vorhaben, die im Anhang zum EnLAG aufgeführt sind, wird die unwiderlegliche Vermutung der „energiewirtschaftlichen Notwendigkeit“ und des „vordringlichen Bedarfs“ gesetzlich festgestellt. Dieser muss im Planfeststellungsverfahren nicht mehr nachgewiesen werden (§ 43b Nr. 2 EnWG) (PIELOW 2009).

**530.** Trotz der den Netzausbau adressierenden Instrumente wie die europäischen TEN-E-Leitlinien (s. Abschn. 6.2.2.4) und das EnLAG bleibt der Netzausbau in Deutschland schon heute deutlich hinter den geplanten Investitionen zurück (Tab. 9-1). Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erklärte in einer Pressemitteilung im März 2009, dass es erhebliche Probleme bei der Umsetzung der geplanten Netzinvestitionen der deutschen Energieunternehmen gebe (BDEW, Zum Treffpunkt Netze 2009:

Netzinvestitionen sind gefährdet, Pressemitteilung v. 24. März 2009). Im Jahr 2007 sanken die Investitionen bei den Netzbetreibern entgegen der ursprünglichen Planung um ein Drittel (BDEW 2009) (Tab. 9-1). Dieser Trend scheint sich fortzusetzen, denn auch die geplanten Investitionen für die Jahre 2008 und 2009 wurden frühzeitig nach unten korrigiert.

Tabelle 9-1

**Netzinvestitionen der Stromversorger (gerundet)**

Erhebung 2007	Plan 2007	Plan 2008	Plan 2009
In Mrd. Euro	3,3	3,8	3,9
Erhebung 2008	Ist 2007	Plan 2008	Plan 2009
In Mrd. Euro	2,4	3,2	3,3
Quelle: BDEW 2009			

Die Bundesnetzagentur kommt in ihrem Jahresbericht 2008 ebenfalls zu dem Ergebnis, dass es zu erheblichen Verzögerungen bei den Ausbaumaßnahmen kam (Bundesnetzagentur 2008a). Laut Monitoringbericht 2009 verzögerten sich Mitte 2009 54 von 159 Ausbaumaßnahmen (Bundesnetzagentur 2009a, S. 127). Gleiches gilt für den grenzüberschreitenden Ausbau: Die Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern waren 2008 gegenüber 2007 nicht gestiegen (Bundesnetzagentur 2009a, S. 22). Gegenwärtig sind zwölf Projekte bei den Übertragungsnetzbetreibern in Planung, die die Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen von Deutschland zu den jeweiligen europäischen Nachbarn erweitern sollen. Von diesen sind sieben noch in der Vorplanung bzw. -betrachtung (Grenzkuppelstellen nach Tschechien, Dänemark, Belgien, Norwegen und Österreich), bei vier ist die Inbetriebnahme zwischen 2010 und 2015 geplant, ein weiteres Projekt (DE, AT, CH) soll zwischen 2015 und 2022 realisiert werden (Deutscher Bundestag 2010, S. 5 f.).

Selbst ein Großteil des Baus der 24 durch das EnLAG priorisierten Leitungsbauvorhaben ist bereits verspätet. Für die Mehrzahl der Leitungen des EnLAG-Bedarfsplans wird das jeweilige Zieljahr nicht erreicht (Deutscher Bundestag 2010, S. 1). Verzögerungen gibt es auch schon bei zwei der vier Projekte, die nach § 2 EnLAG als Pilotvorhaben auf Teilabschnitten mit Erdkabeln getestet werden können.

**531.** Die Interessenlage der beteiligten Akteure kann Hinweise auf die Ursachen für den schleppenden Ausbau geben. Die Übertragungsnetzbetreiber sind zunächst rechtlich zum Ausbau verpflichtet. Für sie ist aber entscheidend, dass sie ihre Kosten über die Netzentgelte amortisieren können (FUCHS 2009; BARTH 2010). Die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber besitzen – trotz der bereits vorgeschriebenen rechtlichen Trennung der Unternehmensbereiche im Konzern – aufgrund der verbleibenden Kontrolle über ihren Netzbereich eine starke Position (von HAMMERSTEIN et al. 2009, S. 10). Diese

Unternehmen haben daher widerstreitende Interessen im Hinblick auf den Netzausbau: Einerseits haben sie ein Interesse daran, in Leitungen zu investieren, weil diese Investitionen grundsätzlich langfristige Renditen versprechen. Andererseits dienen die neuen Elektrizitätsnetze vor allem dem Transport von Strom aus erneuerbaren Quellen, wodurch sich die Konkurrenz auf dem nationalen Markt erhöht. Die Europäische Kommission befürchtet ebenfalls, dass vertikal integrierte Energieunternehmen, die Stromversorgungsanlagen und Netze betreiben, einen natürlichen Anreiz haben könnten, Ausbauarbeiten zu behindern (Europäische Kommission 2007; HIRSBRUNNER 2010). Sie bezeichnet solche Praktiken als *strategic underinvestment*, dem rechtlich auf vielfältigen Wegen – beispielsweise kartellrechtlich – nachgegangen wird (HIRSBRUNNER ebd.).

Für die entflochtenen Netzbetreiber besteht dieser Interessenskonflikt nicht. Unter Umständen haben diese aber mehr Schwierigkeiten als vertikal integrierte Unternehmen, sich Kapital am Markt zu beschaffen.

Die vier großen Energieversorgungsunternehmen in Deutschland haben dagegen, auch wenn sie keine Übertragungsnetze mehr betreiben, grundsätzlich ein Interesse daran, dass ihre Vormachtstellung nicht durch neue Anlagenbetreiber geschwächt wird (vgl. zu den tatsächlich in erneuerbare Energien getätigten Investitionen der EVUs bis 2007: HIRSCHL 2008).

Die Bundesregierung hat ein Interesse an einer umweltfreundlichen, sicheren und preisgünstigen Energieversorgung (BMW und BMU 2010, S. 3). Allerdings setzen die einzelnen Ressorts und Behörden hier unterschiedliche Schwerpunkte. Während das Bundesumweltministerium vor allem auf die Netzintegration der erneuerbaren Energien Wert legt und deshalb einen raschen und effektiven Netzausbau vorantreiben will, setzt das Bundeswirtschaftsministerium den Akzent bei der Versorgungssicherheit und betont die Bedeutung des europäischen Verbunds. Die Bundesnetzagentur kontrolliert und genehmigt die Netznutzungsentgelte, die durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt werden. Sie sieht sich vor allem der Effizienz verpflichtet und will verhindern, dass höhere Netzentgelte zu einer Erhöhung der Strompreise führen (gemäß §§ 29 bis 35 EnWG, ARegV). Das Bundeskartellamt hat den Auftrag den Wettbewerb zu fördern, sieht wettbewerbliche Auswirkungen aber eher in den monopolistischen Strukturen der Erzeugung als in der vertikalen Integration.

Die Länder sind verantwortlich für die Raumordnung einschließlich der Leitungsbauvorhaben. Die Planungsbehörden der Bundesländer müssen über die Genehmigung von konkreten Leitungsbauvorhaben entscheiden. Ihr Interesse besteht darin, dass Anlagen- und Netzbetreiber korrekte und vollständige Antragsunterlagen einreichen, damit ein planmäßiger Verfahrensablauf gewährleistet werden kann (SCHÖRSHUSEN 2010).

Die Betreiber von EE-Anlagen bestehen auf ihrem aus dem EEG resultierenden Anspruch auf Erweiterung der Netzkapazität. Diese fordern Sicherheit in Bezug auf die Rentabilität ihrer Investitionen (BWE 2010). Sowohl Finanzinvestoren als auch strategische Investoren, also solche, die durch die Investitionen ihr Kerngeschäft erweitern wollen, haben ein grundsätzliches Interesse an Investitionen in deutsche Übertragungsnetze (von HAMMERSTEIN et al. 2009, S. 16 ff.).

Verbraucher haben zunächst ein Interesse an niedrigen Strompreisen, auf die die Netzentgelte über einen kosteneffizienten und kostengünstigen Netzbetrieb Einfluss haben. Konkret von Stromleitungsvorhaben betroffene Anwohner stehen dem Ausbau regelmäßig ablehnend gegenüber. Immer mehr Bürger gründen Initiativen gegen einen Ausbau der Netze und klagen gegen neue Freileitungen, weil sie Angst vor gesundheitlichen Auswirkungen haben und Eingriffe in das Landschaftsbild verhindern wollen (vgl. Tz. 618). Umweltverbände gelangen dagegen überwiegend zu differenzierten Einschätzungen. Sie betonen die Notwendigkeit des naturverträglichen Baus von Netzen, verweisen aber zugleich auf die Bedeutung der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien ins Netz (DUH 2010b).

**532.** Die Ursachen des mangelnden Netzausbaus werden von den Akteuren unterschiedlich verortet. Die Übertragungsnetzbetreiber bemängeln vor allem langwierige Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren (BDEW, Zum Treffpunkt Netze 2009: Netzinvestitionen sind gefährdet, Pressemitteilung v. 24. März 2009; SCHNELLER 2007). In dieser Hinsicht werden sie von der Bundesnetzagentur unterstützt, die in ihrem Monitoringbericht 2009 ebenfalls die langen Genehmigungsverfahren sowie Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung als Ursachen hervorhob (Bundesnetzagentur 2009a, S. 135). Netzbetreiber kritisieren aber gleichzeitig, dass der bestehende Regulierungsrahmen keine ausreichenden Investitionsanreize bietet. Ihrer Meinung nach haben sich vor allem durch die Anreizregulierung die Investitionsbedingungen zunehmend verschlechtert (BDEW, Zum Treffpunkt Netze 2009: Netzinvestitionen sind gefährdet, Pressemitteilung v. 24. März 2009).

Bürgerinitiativen beklagen sich über fehlendes Verständnis für die Auswirkungen des Netzausbaus auf ihre Gemeinden und mangelnde Transparenz auf Seiten der Netzbetreiber bei der Auswahl der Trassen, sowie hinsichtlich der Erforderlichkeit des Ausbaus (DUH 2010a; ROHMUND 2010). Sie verlangen regelmäßig, dass Hochspannungsleitungen als Erdkabel verlegt werden (vgl. Überblick bei DUH 2010a), wozu die Netzbetreiber grundsätzlich bereit wären, wenn die Bundesnetzagentur ihnen erlauben würde, die Kosten auf die Netzentgelte aufzuschlagen (zur Erdverkabelung s. Abschn. 9.3.2). Die Bürgerinitiativen argumentieren außerdem, dass Verlängerungen des Genehmigungsverfahrens aufgrund des gesetzlichen Rahmens nur sehr bedingt möglich sind und dass sie damit nicht maßgeblich für die Verzögerungen verantwortlich gemacht

werden können (ROHMUND 2010). Die Netzbetreiber hingegen verweisen auf lange Klageverfahren gegen Planfeststellungsbeschlüsse und erforderliche Enteignungen, wenn die Trassen über Grundstücke von Bürgern verlaufen (SCHNELLER 2007).

Planungsbehörden in den Bundesländern widersprechen dem Vorwurf der Netzbetreiber, dass die Behörden mit der Durchführung der Planungs- und Genehmigungsverfahren überfordert seien. Verzögerungen werden ihrer Meinung nach dadurch verursacht, dass die Netzbetreiber im Rahmen der Genehmigungsverfahren nicht von Anfang an vollständige Antragsunterlagen einreichen bzw. die erforderlichen Verfahren verspätet einleiten. In Niedersachsen wurde zum Beispiel vor der Verabschiedung des EnLAG in 2009 nur ein einziges Verfahren eingeleitet, welches nach Inkrafttreten des Gesetzes aufgrund geänderter gesetzlicher Voraussetzungen zunächst zurückgezogen werden musste (SCHÖRSHUSEN 2010).

Im Ergebnis stehen drei Kernprobleme im Vordergrund (KINDLER 2009, S. 6), die nachfolgend weiter analysiert werden sollen: Investitionshemmnisse, die sich aus der Netzregulierung ergeben, lange Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie Akzeptanzprobleme.

### **9.1.2 Staatlicher Regulierungsbedarf des Übertragungsnetzausbaus**

**533.** Bei Elektrizitätsnetzen handelt es sich, wie bei den anderen Netzwirtschaften Telekommunikation und Eisenbahn, um ein natürliches Monopol. Kennzeichnend dafür ist eine subadditive Kostenstruktur, wodurch jede Angebotsmenge durch ein einziges Unternehmen günstiger produziert werden kann als durch mehrere. Dazu tritt die Nicht-Duplizierbarkeit von Infrastrukturmonopolen, die keinem Substitutionsgüterwettbewerb und keiner signifikanten Angebotssubstitution ausgesetzt sind (SÄCKER 2008, S. 8; KÜPER 2010, S. 18 FN 4 m. w. N.; HERMES 1998; SCHNITKER 2009, S. 17 ff.). Staatliche Regulierung ist hier gerechtfertigt, um den mit einer Monopolstruktur verbundenen Wohlfahrtsverlusten und daraus resultierenden erhöhten Netzentgelten entgegenzuwirken. Zudem besteht die Gefahr, dass als Folge der Privatisierung der Energiewirtschaft vertikal integrierte Unternehmen anderen Wettbewerbern den Netzzugang durch zu hohe Kosten erschweren oder sogar versagen, um ihre Vormachtstellung zu bewahren (Europäische Kommission 2007, S. 5). Ziel der Netzregulierung ist es deshalb, den Zugang für alle an der Netznutzung interessierten Unternehmen durch eine diskriminierungsfreie Öffnung der Netze zu gewährleisten und gleichzeitig eine bedarfsgerechte Versorgung sicherzustellen (BADURA 2008, S. 150 f.; KÜPER 2010, S. 18 FN 5 m. w. N.).

**534.** Maßgeblich beeinflusst wird der Sektor durch Vorgaben der europäischen Union, die teilweise in Abschnitt 6.2.2.4 und nachfolgend auch in Abschnitt 9.1.4 dargestellt werden. Neue Bestimmungen brachte das 2009 verabschiedete 3. EU-Binnenmarktpaket für Strom

und Gas, mit dem vor allem die Wettbewerbsbedingungen auf den Energiemärkten verbessert und die Integration der Märkte in Europa unterstützt werden sollen (GUNDEL 2010). Aufgrund des 3. EU-Binnenmarktpakets müssen zukünftig zehnjährige Netzentwicklungspläne aufgestellt werden (vgl. dazu Tz. 545). Erwähnenswert ist aber zudem der Einfluss des europäischen Wettbewerbsrechts sowie der bestehenden finanziellen Anreize (TEN-E, Europäisches Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR) sowie deren in der Diskussion befindlichen Fortentwicklungen (HIRSBRUNNER 2010).

### 9.1.3 Verpflichtung zum Ausbau

**535.** Es ist festzuhalten, dass im Hinblick auf den Netzausbau nicht nur Anreize, sondern zunächst Verpflichtungen bestehen. Daher sollen hier die bestehenden Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber, das Netz auszubauen, dargestellt werden. Nachfolgend werden deshalb zunächst die bestehenden *Investitionspflichten* untersucht. Anschließend werden die derzeitigen *Investitionsplanungspflichten* genauer betrachtet. In dem darauffolgenden Kapitel wird dargelegt, dass und aus welchen Gründen die Anreizregulierung in ihrer gegenwärtigen Form keine ausreichenden Anreize für den im erheblichen Maß erforderlichen Netzausbau schafft.

#### 9.1.3.1 Systemische und punktuelle Investitionspflichten

**536.** Investitionspflichten lassen sich zunächst differenzieren: Es gibt einerseits punktuelle Ausbauansprüche (beispielsweise nach § 9 EEG), die einem Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber einen individuellen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Ausbau des Netzes verleihen und andererseits systemische Ausbauansprüche (gemäß §§ 11, 12 EnWG), die den Netzbetreiber verpflichten, sein Netz als ganzes bedarfsgerecht auszubauen.

##### 9.1.3.1.1 Punktuelle Ausbauansprüche

Anspruch des EE-Anlagenbetreibers gegen den Übertragungsnetzbetreiber

**537.** Damit der EE-Strom abgenommen und verteilt wird, schafft § 9 EEG einen Anspruch des EE-Anlagenbetreibers, der seinen Strom einspeisen will, gegen den Übertragungsnetzbetreiber auf Netzausbau. § 9 EEG verpflichtet den nächstgelegenen Netzbetreiber im Fall von Kapazitätsengpässen zu einer unverzüglichen Netzkapazitätserweiterung durch Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Die Regelung wird mit dem zunehmenden Ausbau insbesondere der Windenergie an Bedeutung gewinnen.



Die Netzanschlusspflicht besteht auch dann, wenn eine zumutbare Kapazitätserweiterung noch nicht erfolgt ist, wie sich aus § 5 Abs. 4 EEG ergibt. Aus § 11 Abs. 1 EEG folgt, dass der Abnahmevorrang einerseits gemäß § 8 Abs. 1 EEG gegenüber jeder Art konventionellen Stroms etwa auch im Grundlastbereich besteht (vorbehaltlich einer Vereinbarung gemäß § 8 Abs. 3 EEG und der Extremfallbefugnisse gemäß § 11 Abs. 2 EEG i. V. m. §§ 13 Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG 2005). Das gesetzlich legitimierte Einspeisemanagement nach § 11 EEG bezieht sich also nur auf eine ausschließlich von EE-Strom verursachte Überlastung. Andererseits stellt § 11 Abs. 1 S. 2 EEG klar, dass das gesetzliche Einspeisemanagement keinesfalls die Kapazitätserweiterungspflicht einschränkt, sondern nur die unvermeidbare Investitionsphase überbrücken soll.

Die Entstehung des Anspruchs wird gegenüber dem früheren § 4 Abs. 2 S. 3 EEG 2004 nach vorn verlagert. Der Anspruch setzt nach der Regierungsbegründung nur noch eine nicht präzise definierte und daher konfliktträchtige Planreife der Anlage voraus (Deutscher Bundestag 2008b, S. 45). Anspruchsverpflichtet sind alle relevanten Netzbetreiber. Verpflichtet ist also nicht nur der nächstgelegene Verteilnetzbetreiber, sondern die Verpflichtung kann auch zumindest den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber betreffen (SCHÄFERMEIER in: RESHÖFT 2009, § 9 Rn. 8). Verletzt der Netzbetreiber schuldhaft seine Investitionspflicht, muss er nach § 10 EEG Schadenersatz leisten.

Begrenzung durch Zumutbarkeit im Sinne  
typisierend ermittelter volkswirtschaftlicher Effizienz

**538.** § 9 Abs. 3 EEG beschränkt die Kapazitätserweiterungspflicht auf das wirtschaftlich Zumutbare, ohne diesen Begriff näher zu definieren, wie dies bereits bisher der Fall war und auch bei anderen Investitionsverpflichtungen die Regel ist (SCHNEIDER 2009, S. 2). Trotz der subjektiven Formulierung als Zumutbarkeitsgrenze ist nach einhelliger Meinung jedenfalls auch, wenn nicht sogar überwiegend eine volkswirtschaftliche Betrachtung vorzunehmen. Dafür spricht insbesondere die Möglichkeit der Umlage von Ausbaurkosten auf die Netzentgelte und damit auf die Gesamtheit der Netznutzer.

Da eine solche volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung notwendig mit massiven Prognoseunsicherheiten und einer enormen Komplexität belastet ist, stellen der historische Gesetzgeber und die Rechtsprechung „typisierend“ auf die Anlagenerrichtungskosten ab und halten einen „Ausbau daher – insbesondere dann, wenn die Kosten des Ausbaus 25 % der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten“ – für zumutbar (SCHNEIDER 2009, S. 2, 6; ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD 2008, § 4 Rn. 63). Die gegenüber dieser Typisierung zunehmend kritische Literatur konnte jedenfalls bislang keine überzeugenden und handhabbaren Alternativkonzepte vorlegen (SCHÄFERMEIER in: RESHÖFT 2009, § 9 Rn. 18).

## Kostentragung durch den Übertragungsnetzbetreiber und Effizienzanforderungen der Netzentgeltregulierung

**539.** Ein wichtiger Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen ist die Frage, in welchem Umfang die Anlagenbetreiber Netzkosten zu tragen haben. Insoweit enthalten die §§ 13 Abs. 1, 14 EEG eine ausdrückliche Kostenteilungsregelung. Danach haben die Anlagenbetreiber die Anschlusskosten und die Netzbetreiber die wegen neu angeschlossener Anlagen erforderlichen Ausbaukosten zu tragen. Inwieweit der Netzbetreiber die Ausbaukosten auf die Netzentgelte umlegen kann, bestimmt sich seit dem EEG 2009 nunmehr eindeutig allein nach den allgemeinen Regeln über Netzentgelte (Anreizregulierung) (SCHÄFERMEIER in: RESHÖFT 2009, § 14 Rn. 10, 7 mit Rn. 2).

Für die Anbindung von Offshore-Windparks wurde eine Sonderregelung geschaffen. Nach § 17 Abs. 2a EnWG ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die Leitungen vom Umspannwerk der Offshore-Anlage bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilnetzes zu errichten und zu betreiben (vgl. dazu vertieft Abschn. 9.2.6.1.3).

Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern nur gemäß § 2 Abs. 4 EnLAG

**540.** Beachtung verdient im vorliegenden Zusammenhang des Weiteren, dass sich der für die EEG-Einspeisevergütungen geltende horizontale Belastungsausgleich nach § 36 EEG nicht auf die durch die Ausbaupflichten gemäß § 9 EEG verursachten Kosten erstreckt. Aufgrund der Multifunktionalität von Netzausbaumaßnahmen wäre es auch problematisch, diese als Teil der EEG-Kosten auszuweisen. Ohne eine sondergesetzliche Regelung findet insoweit also kein horizontaler Belastungsausgleich statt.

Eine Ausnahme folgt allein aus § 2 Abs. 4 EnLAG und zwar beschränkt auf die Standardmehrkosten für Errichtung, Betrieb und Änderungen von denjenigen Erdkabeln, die in § 2 Abs. 1 EnLAG als Pilotprojekte bestimmt sind.

### 9.1.3.1.2 Systemische Investitionspflichten

**541.** § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet Netzbetreiber generell ihre Netze bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist (SÄCKER 2009a; 2009b). Für ÜNB wird diese Pflicht in § 12 Abs. 3 EnWG dahin weiter konkretisiert, dass sie dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Übertragungsnachfrage zu befriedigen und durch ausreichende Übertragungskapazitäten zur Versorgungssicherheit beizutragen haben. Ferner müssen ÜNB nach § 12 Abs. 2 EnWG benachbarten Übertragungsnetzbetreibern die für einen koordinierten Ausbau erforderlichen Informationen über ihre Ausbauplanungen und ihre Bedarfsprognosen bereitstellen (STÖTZEL in: BRITZ/HELLERMANN/HERMES 2008, § 11 Rn. 28).

Anders als die punktuellen Ausbaupflichten nach EEG oder Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist die systemische Ausbaupflicht gemäß EnWG nicht von der Anmeldung eines konkreten Bedarfs abhängig. Die systemische Ausbaupflicht verlangt vielmehr eine vorausschauende Netzausbauplanung wie § 12 Abs. 3a EnWG nachdrücklich belegt. Damit dies den ÜNB möglich ist, sind Betreiber von Erzeugungsanlagen und Verteilnetzen sowie Stromlieferanten nach § 12 Abs. 4 EnWG verpflichtet, den ÜNB die erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen. Maßstab der systemischen Ausbaupflichten ist eine dauerhafte Nachfragedeckung und Sicherstellung von Versorgungssicherheit, nicht jedoch die Befriedigung eines nur kurzfristigen individuellen Bedarfs (STÖTZEL in: BRITZ/HELLERMANN/HERMES 2008, § 11 Rn. 34).

**542.** Die Regierungsbegründung zu § 12 Abs. 3 EnWG betont die unternehmerische Eigenverantwortlichkeit nach wirtschaftlichen Kriterien (Deutscher Bundestag 2004, S. 56). Wegen der Prognoseunsicherheiten hinsichtlich des künftigen Bedarfs und der unternehmerischen Freiheitsrechte wird dies teilweise als Bestätigung einer weitgehenden Einschätzungsprärogative, das heißt eines Beurteilungsspielraums der ÜNB im Investitionsbereich verstanden (BAUR 2004, S. 322). Das hieße, weder die Regulierungsbehörde noch Gerichte wären – unbeschadet etwaiger konkreter Verpflichtungen aus § 9 Abs. 3 EEG, § 4 Abs. 6 KWKG etc. – berufen, die ÜNB zu bestimmten Ausbaumaßnahmen zu verpflichten (SCHUMACHER 2009, S. 252).

Andere betonen demgegenüber zu Recht, dass die Entscheidungsfreiheit der ÜNB bei einem Verstoß gegen ihre durch §§ 11, 12 EnWG auferlegte Systemverantwortung und die damit verbundenen Ausbaupflichten ende (STÖTZEL in: BRITZ/HELLERMANN/HERMES 2008, § 11 Nr. 37, § 12 Rn. 31). So müsse die Regulierungsbehörde den Übertragungsnetzbetreibern zwar die Auswahl zwischen mehreren gleichwertigen Ausbauvarianten belassen. Gegen Investitionsunterlassungen, die mit §§ 11 Abs. 1 S. 1; 12 Abs. 3 EnWG unvereinbar wären, dürfe die Bundesnetzagentur jedoch mit Anordnungen gemäß § 65 Abs. 2 EnWG unter Androhung von Zwangsgeldern gemäß § 94 EnWG korrigierend vorgehen.

Nicht ohne Grund wird eine solche zwangsbewehrte Ausbauanordnung der Bundesnetzagentur gegenüber einem ÜNB jedoch zugleich als praktisch unwahrscheinlich eingestuft (STÖTZEL in: BRITZ/HELLERMANN/HERMES 2008, § 11 Rn. 37). Schon eine rechtssichere Tenorierung, d.h. eine Verpflichtung, die auch vor Gericht Bestand hätte, dürfte angesichts der Komplexität eines Netzausbaus schwer fallen. Demgemäß sah selbst der gescheiterte Kommissionsvorschlag von 2003 für die Versorgungssicherheitsrichtlinie Strom behördliche Sanktionsbefugnisse bei Investitionsblockaden nicht im Zusammenhang mit einem originären behördlichen Investitionsanordnungsrecht vor. Die geplanten Sanktionsbefugnisse knüpften vielmehr an die fehlende Umsetzung eines zuvor vom ÜNB

vorgelegten und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionsplans an (Europäische Kommission 2003).

Dementsprechend beschränkt sich auch das EnLAG auf eine verbindliche Bedarfsfestlegung und die Feststellung der Konformität mit den Zielen des § 1 EnWG. Eine konkrete Ausbaupflicht der ÜNB wird hingegen nicht ausgesprochen und lässt sich auch über §§ 11 Abs. 1 S. 1, 12 Abs. 3 EnWG nur hinsichtlich ihres grundsätzlichen Bestehens ableiten. Eine Befugnis zu detailgenauen Vorgaben ist damit jedoch nicht verbunden (zu den EU-rechtlich begründeten Ausbaupflichten s. Abschn. 9.1.4).

#### **9.1.3.1.3 Zwischenbilanz**

**543.** Nach den vorstehenden Analysen lassen sich großräumige Kapazitätserweiterungen im Übertragungsnetz, wie sie bei einem anhaltenden Ausbau der deutschen Windkraftkapazitäten zwingend erforderlich werden, über punktuelle Investitionsansprüche und eine Zumutbarkeitsbetrachtung nicht angemessen steuern. Wie gezeigt, ist aber auch die reale Steuerungskraft der systemischen Investitionspflichten des EnWG für sich genommen als gering einzustufen (SCHUMACHER 2009, S. 252). Es bedarf daher einer Ergänzung durch planerische Arrangements. Der Regulierungsgesetzgeber setzt hierzu zunächst auf eine behördlich kontrollierte Investitionsplanungspflicht der Netzbetreiber und damit auf eine Form reflexiver Steuerung.

#### **9.1.4 Nationale und EU-rechtliche Investitionsplanungspflichten**

**544.** Nach § 12 Abs. 3a S. 1 EnWG haben die ÜNB alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und ihre Netzausbauplanung zu erstellen. Dieser Bericht ist jedoch nur auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen. Damit unterstreicht das Gesetz den reflexiven, auf die Investitionsplanung der ÜNB selbst zielenden Steuerungsansatz. Durch das EnLAG von 2009 wurde die Steuerungswirkung der periodischen Berichtspflicht zum Netzzustand und zur Netzausbauplanung dadurch gestärkt, dass der Netzausbauplanungsberichtsteil nach dem neu eingefügten § 12 Abs. 3a S. 2 EnWG konkrete Maßnahmen sowie deren geplanten Beginn und geplantes Ende enthalten muss. Dadurch werden einerseits die Übertragungsnetzbetreiber zu einer intensivierten Planung gezwungen und der Bundesnetzagentur werden dadurch zumindest Ansatzpunkte für konkrete Untersuchungen und gegebenenfalls Korrekturen geboten.

Die im EU-Energierecht (s. dazu ausführlich Abschn. 6.2.2.4) angelegte Systemverantwortung der ÜNB wird in Zukunft, außer durch die erwähnten unternehmensbezogenen Netzinvestitionspläne auf nationaler Ebene, durch unternehmensübergreifende Investitionspläne auf regionaler und gesamteuropäischer Ebene instrumentell unterstützt (vgl. Art. 8 und 12 Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die

Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, StromhandelZVO 2009). Verantwortlich für den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, der auf einer Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung basiert, ist das neu gegründete European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E). Dessen Planung wird durch die Europäische Energieagentur überprüft, die eine begründete Stellungnahme abzugeben hat und gegebenenfalls Verbesserungsempfehlungen an das ENTSO oder die Kommission richten kann (vgl. Artikel 8 Abs. 11, Artikel 9 Abs. 2 StromhandelZVO 2009).

**545.** Das 3. Energiebinnenmarktpaket enthält zudem eine bemerkenswerte Verschärfung von Investitionsplanungspflichten auf nationaler Ebene. Diese greifen jedoch nur dann, wenn erstens der deutsche Gesetzgeber und zweitens die deutschen ÜNB von der auf deutsches Betreiben eingefügten Option eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (ITO) Gebrauch machen. Demgegenüber werden Investitionspläne beim ISO-Modell (unabhängiger Netzbetreiber) nur knapp in Artikel 13 Abs. 2 lit. c der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (RL 2009/72/EG, EItRL 2009) erwähnt und sind für eigentumsrechtlich entflochtene Übertragungsnetzbetreiber sogar nur indirekt ableitbar aus Artikel 37 Abs. 1 lit. g EItRL 2009. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sieht vor, die Planungspflicht auf alle ÜNB auszuweiten (BMW i und BMU 2010, S. 19). Dafür spricht, dass die Investitionsplanungspflichten nicht nur für einen Teil der ÜNB eingeführt werden würden und damit eine konsistente Gesamtübersicht für das ganze Bundesgebiet möglich wäre.

Würden sich Übertragungsnetzbetreiber für das ITO-Modell entscheiden bzw. der Gesetzgeber die Verpflichtung wie nunmehr beabsichtigt auf alle ÜNB ausweiten, wäre der Änderungsbedarf allerdings erheblich. Artikel 22 EItRL 2009 verlangt nämlich die jährliche Vorlage eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans durch den ÜNB, den dieser durch eine Konsultation aller einschlägigen Interessenträger vorbereiten muss. Im Rahmen ihrer Prüfung des Plans muss die Regulierungsbehörde eine erneute Konsultation durchführen, die diesmal alle tatsächlichen und potenziellen Netzbenutzer einbeziehen muss und deren Ergebnisse zu veröffentlichen sind (Artikel 22 Abs. 4 EItRL 2009). Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem vom ENTSO zu erstellenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, hat die Regulierungsbehörde die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zu konsultieren. Ergeben sich bei ihrer Prüfung Defizite, kann die nationale Regulierungsbehörde eine Änderung des Plans durch den ITO verlangen (Artikel 22 Abs. 5 EItRL 2009, zu den sich aus dem 3. Binnenmarktpaket ergebenden Vorgaben im Hinblick auf die Netzplanung vgl. GUNDEL 2010).

Deutlich intensiver werden auch die sich anschließenden Überwachungsbefugnisse der Regulierungsbehörden. Unterlässt der ITO eine angekündigte Investitionsmaßnahme ohne zwingende, von ihm nicht zu beeinflussende Gründe, muss die Behörde eine der drei nachfolgenden Maßnahmen anordnen (Artikel 22 Abs. 7):

- Aufforderung an den ITO die betreffende Investition durchzuführen,
- Einleitung eines offenen Ausschreibungsverfahrens für die Investition,
- Verpflichtung des ITO zu einer zweckgerichteten Kapitalerhöhung unter Einbeziehung unabhängiger Investoren.

Hierbei notwendige Finanzierungsvereinbarungen sind genehmigungsbedürftig. Die verursachten Kosten sind durch die Netzentgelte zu decken.

Abzuwarten bleibt die Umsetzung der EltRL von 2009 in deutsches Recht. Dies gilt insbesondere für die in der EltRL vorgesehenen Sanktionsbefugnisse der Regulierungsbehörde, denn die Umsetzung in nationales Recht könnte sich auch auf die Befugnis beschränken, die ÜNB aufzufordern die Investition durchzuführen.

**546.** Im Ergebnis können somit bislang weder die Investitionspflichten noch die Investitionsplanungspflichten sicherstellen, dass der Netzausbau im erforderlichen Umfang stattfindet. Überdies sind Planungspflichten allein nicht ausreichend. Dies ergibt sich zum einen daraus, dass es sich nicht um eine nationale Planung handelt, die sich an dem Ausbau der erneuerbaren Energien orientiert, sondern an den Planungen der ÜNB. Zum anderen ist auch eine Planung nur der erste Schritt zu den anschließend erforderlichen Investitionen, wie sich am Beispiel des EnLAG auf nationaler Ebene zeigt. Gesetzlich verankerte Investitionspflichten und Investitionsplanungspflichten können daher bislang keine Neuausrichtung der Elektrizitätsinfrastruktur bewirken. Nachfolgend soll dargestellt werden, dass zudem durch die Anreizregulierung ein Zielkonflikt zwischen Investitionen und der Effizienzvorgabe entstanden ist, der auch durch die Investitionsbudgets nicht vollständig überwunden werden kann.

### **9.1.5 Anreizregulierung und Investitionen**

**547.** Die Bundesregierung hat jüngst angekündigt, zu überprüfen, ob vom bestehenden Regulierungsrahmen ausreichend Anreize für den Netzausbau ausgehen (BMWi und BMU 2010, S. 23). Dies, obwohl die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für die Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen erst seit 2009 Bestandteil des Regulierungsrahmens für die Übertragungsnetze in Deutschland ist.

Die Kontrolle von Netzentgelten wurde zunächst 1998 mit der Energierechtsnovelle erforderlich, die – europarechtlich induziert – das Ziel verfolgte, die bestehenden Monopolstrukturen abzuschaffen, wozu insbesondere auch der ungehinderte Zugang Dritter zu den Versorgungsnetzen gehörte. Die Betreiber von Elektrizitätsnetzen wurden daher verpflichtet, anderen Unternehmen das Versorgungsnetz für Durchleitungen diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen (§ 6 EnWG 1998, §§ 6, 6a EnWG 2003). Bis dahin war das Energiewirtschaftsgesetz vom 13. Dezember 1935 in Kraft, welches von

einem Versorgungsmonopol ausging. Die Frage eines wettbewerbskonformen Zugangs zu fremden Übertragungsnetzen stellte sich in diesem System nicht.

Durch die Liberalisierung wurde 1998 zunächst ein System des verhandelten Netzzugangs eingeführt, wobei die Bemessung der Netzentgelte zwischen den Netzbetreibern und an der Durchleitung interessierten Unternehmen frei verhandelbar war. Diese Regelung wurde aber vielfach kritisiert. Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie vom 26. Juni 2003 (RL 2003/54/EG), die die Nachfolgeregelung der ersten Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von 1996 darstellt, schloss einen verhandelten Zugang aus. Sie induzierte die Energierechtsreform von 2005, die den Übergang zum regulierten Netzzugang ebnete (KÜPER 2010, S. 19 FN. 14 m. w. N.).

**548.** 2005 wurde dann durch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz eine sogenannte kostenorientierte Netzentgeltregulierung eingeführt. Die Erlöse des Netzbetreibers ergeben sich hier aus den kalkulatorischen Kosten für den Netzbetrieb zuzüglich einer Rendite (KÜPER 2010, S. 19 FN. 16 m. w. N.). Für Netzbetreiber bestehen in einem solchen Regulierungssystem allerdings nur wenige Anreize, ihre Kosten zugunsten der Netznutzer und damit auch der Endverbraucher zu senken. Stattdessen werden Unternehmen dazu verleitet, immer höhere Kosten zu produzieren, um durch den Aufschlag eines fixen Plusfaktors auf die realen Kosten in den Genuss einer höheren Gewinnmarge zu kommen (SÄCKER 2008, S. 12). Ein wettbewerbsähnliches Preisniveau konnte deshalb durch diesen Regulierungstyp nicht erreicht werden. Als Konsequenz wurde 2007 in Deutschland die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) verabschiedet, nach der seit 1. Januar 2009 die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen bestimmt werden (§ 1 ARegV, vgl. zur Bewertung der ersten Runde der Anreizregulierung KÜPER 2010).

Ziel dieser Verordnung ist es, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu schaffen und damit die Entgelte zu senken. Deshalb wurde eine Erlösbergrenze für Einnahmen aus den Netzentgelten für Stromnetzbetreiber eingeführt, die von der Bundesnetzagentur nach den Vorgaben der ARegV vor Beginn der Regulierungsperiode ermittelt wird. Sie orientiert sich am jeweils effizientesten Unternehmen der Gruppe und wird jährlich um einen festgelegten Prozentsatz abgesenkt (KÜPER 2010; UFER et al. 2010; Bundesnetzagentur 2006; STEINBACH und KREMP 2006). Alternativ hätte die Anreizregulierung auch durch eine Preisobergrenze pro übertragene Menge erfolgen können. Eine Erlösbergrenze wurde jedoch insbesondere aufgrund des geringeren Informationsbedarfs als geeigneter erachtet (für eine Analyse der Vor- und Nachteile vgl. Bundesnetzagentur 2006). Durch diese sogenannte Revenue-Cap-Regulierung sollen bestehende Effizienzunterschiede bei den Strom- und Gasnetzbetreibern abgebaut werden. Die Erlösbergrenze wird ex ante für eine Regulierungsperiode von fünf Jahren festgelegt. 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, wird den Netzbetreibern

gestattet, diese zusätzlichen Gewinne einzubehalten (LEPRICH 2007). Steigen jedoch die Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode, werden diese nicht in einer höheren Erlösobergrenze reflektiert.

#### **9.1.5.1 Zielkonflikt: Kosteneffizienz versus Netzausbau**

**549.** Die Anreizregulierung soll die Netzbetreiber durch monetäre Belohnung dazu anhalten, ihre Kosten im eigenen Interesse unter die von der Bundesnetzagentur vorgegebene Erlösobergrenze zu senken. Sie gilt grundsätzlich als ein effektives Instrument zur Kostensenkung und wurde in anderen Ländern in verschiedenen Politikbereichen erfolgreich angewandt (SÄCKER 2008, S. 14). Ein entscheidender Vorteil dieses Regulierungstyps ist, dass die Anreizregulierung es den Regulierten überlässt, wie diese durch Kreativität und operative Detailarbeit ihre Effizienz verbessern können. Sie hat aber den Nachteil, dass die Honorierung von Preisgünstigkeit dazu führen kann, dass Qualität und Stabilität des Netzes leiden (LIPPERT 2009). Die erwirtschafteten Erlöse werden unabhängig von den tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers festgesetzt, wodurch Unternehmen dazu bewegt werden können, ihre Ausgaben zum Beispiel für die Instandhaltung auf das Nötigste zu reduzieren, um ihren Gewinn zu maximieren. Für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen bestehen aufgrund der gewaltigen Investitionssummen weniger Anreize. Aus diesem Grunde wird ein Zielkonflikt zwischen der Kostensenkung auf der einen und einem sicheren, zuverlässigen und leistungsstarken Netz, das kontinuierlich ausgebaut werden muss, auf der anderen Seite konstatiert (UFER et al. 2010). Es liegt nämlich in der Natur der Anreizregulierung, dass ein Verzicht auf Investitionen zunächst das Erreichen der Zielvorgabe erleichtert (HANSEN 2009). Diesen Entwicklungen wurde versucht, durch die Vorgaben zur Berechnung der Erlösobergrenze entgegenzuwirken.

**550.** Die Erlösobergrenze (d. h. der jährlich maximal von der Regulierungsbehörde genehmigte Umsatz) wird berechnet, indem alle in einem Jahr anfallenden Kostenpositionen des Netzbetreibers aufsummiert und kalkulatorische Eigenkapitalkosten eingerechnet werden (FINGERLE 2010, S. 234). Im Wesentlichen setzt sie sich aus den nicht beeinflussbaren Kosten, den beeinflussbaren Kosten, einem noch einzuführenden Qualitätsindex, sowie zukünftig (beginnend mit der zweiten Regulierungsperiode) dem Saldo des Regulierungskontos zusammen. Dadurch sollen abhängig von der Zuverlässigkeit und Leitungsfähigkeit eines Netzes Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze der jeweiligen Netzbetreiber vorgenommen werden. Zudem sind weitere Faktoren integriert, beispielsweise ein Faktor für den Abbau der Ineffizienzen, ein sektoraler Produktivitätsfaktor, ein Inflationsanpassungsfaktor, der sich an der Entwicklung des Verbraucherpreisgesamtindex orientiert, und ein Erweiterungsfaktor, der die Erlösobergrenze von Verteilnetzbetreibern erhöhen kann, wenn sich deren Versorgungsaufgabe während einer Regulierungsperiode nachhaltig ändert.



Die Verringerung der beeinflussbaren Kosten ist die Kernaufgabe der Anreizregulierung. Dieser Kostenanteil untersteht den Effizienzvorgaben, da davon ausgegangen wird, dass Unternehmen sie durch effizienteres Wirtschaften reduzieren können. Hierbei handelt es sich vor allem um Kosten für die Betriebsführung und Kapitalkosten. Sie haben derzeit einen Anteil an den Gesamtkosten von circa 40 % und sollen im Laufe der Zeit so weit wie möglich reduziert werden.

Die *nicht beeinflussbaren* Kosten werden nach § 11 ARegV in die *dauerhaft nicht beeinflussbaren* Kosten und die *vorübergehend nicht beeinflussbaren* Kosten unterschieden. Zu den letzteren zählen insbesondere solche Kosten, die auf nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete beruhen. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten gehen innerhalb einer Regulierungsperiode leicht zurück, denn ihnen wird ein Produktivitätsfortschritt unterstellt – 1,25 % in der ersten Regulierungsperiode und 1,5 % ab der zweiten (vgl. § 9 ARegV). Auf sie soll im Folgenden nicht weiter eingegangen werden.

Die *dauerhaft nicht beeinflussbaren* Kosten sind für den Ausbau und eine Umstrukturierung der Netze am relevantesten (auf einzelne Faktoren kann in diesem Kapitel nicht näher eingegangen werden). Es sind solche Kostenanteile, auf die Unternehmen keinen Einfluss haben, und die sie folglich nicht durch Effektivität verringern können (im Einzelnen § 11 Abs. 2 ARegV). Die nicht beeinflussbaren Kosten werden von den Effizienzvorgaben der Regulierung ausgeschlossen und gehen zusammen mit dem Qualitätselement und dem Saldo direkt in die Erlösobergrenze ein. Neben Steuern und Abgaben sind hier insbesondere auch Kosten für den Ausbau und eine Umstrukturierung des Netzes enthalten, wie zum Beispiel Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln oder ein pauschalierter Investitionszuschlag, der auf Verlangen eines Verteilnetzbetreibers vor Beginn der Regulierungsperiode für kleinere Investitionen (bis zu 1 % der Kapitalkosten) automatisch einzubeziehen ist.

**551.** Zentral sind hier die sogenannten Investitionsbudgets, die nach § 23 ARegV durch die Bundesnetzagentur für Kapitalkosten zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zu genehmigen sind. Sie sollen das entscheidende Anreizinstrument für Netzinvestitionen bilden, sind aber verstärkter Kritik ausgesetzt. Nachfolgend wird daher der Frage nachgegangen, ob die Investitionsbudgets ausreichende Investitionsanreize bewirken. Fraglich ist zudem, ob das bestehende System geeignet ist, die Errichtung eines Overlay Grids zu ermöglichen (BMW und BMU 2010, S. 19).

### **9.1.5.2 Investitionsbudgets und Netzausbau**

Funktionsweise von Investitionsbudgets

**552.** Investitionsbudgets, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind,

sind nach § 23 Abs. 1 ARegV durch die Bundesnetzagentur für Kapitalkosten zu genehmigen, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind (Bundesnetzagentur 2010). § 23 ARegV legt weiter fest, welche Investitionen diese Budgets umfassen. Dazu gehört unter anderem die Integration von Anlagen, die dem EEG und dem KWKG unterfallen. Dies umfasst Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 17 Abs. 2a und § 4 Satz 1 Nr. 3 des EnWG. Außerdem zählen dazu die Erweiterungen zur Errichtung von Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen mit einer Nennspannung von 110 kV als Erdkabel, soweit die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten der technisch vergleichbaren Freileitung den Faktor 1,6 nicht überschreiten und noch kein Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren für die Errichtung einer Freileitung eingeleitet wurde. Ebenfalls zählen dazu Erdkabel nach § 43 Satz 3 EnWG und § 2 Abs. 1 EnLAG. Des Weiteren können auch grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene Umstrukturierungsmaßnahmen beantragt werden, die erforderlich sind, um die technischen Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen. Beantragt werden kann auch der Einsatz des Leiterseil-Temperaturmonitorings sowie von Hochtemperatur-Leiterseilen oder Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssystemen zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind.

Wird ein bestimmtes Budget durch die Bundesnetzagentur genehmigt, werden die Eigen- und Fremdkapitalzinsen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 ARegV zu dem dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil hinzuaddiert und unterliegen dadurch nicht den Effizienzvorgaben. Genehmigte Investitionsbudgets sind demnach als Aufschlag auf die Erlösobergrenze zu verstehen. Sie werden als zusätzlich zugestandene Erlöse nicht abgeschmolzen und erhöhen damit indirekt die Rendite des Netzbetreibers. Dadurch soll den Unternehmen die nötige Investitionssicherheit gewährleistet werden.

**553.** Theoretisch schaffen die Investitionsbudgets somit ein Gegengewicht zu der auf Kostenoptimierung ausgelegten Anreizregulierung. Da Netzinfrastrukturprojekte wegen der monopolistischen Strukturen dieses Sektors eine vergleichsmäßig attraktive Investition sind, sollte in Verbindung mit einer höher zugestandenen Erlösobergrenze grundsätzlich ein Investitionsinteresse bestehen. Einer zwar hohen Anfangsinvestition stehen später relativ konstante und sichere Dividendenströme aufgrund einer unelastischen Nachfrage entgegen. Das Investitionsinteresse besteht jedoch nur, solange die Renditeerwartungen der Übertragungsnetzbetreiber in Anbetracht bestehender Risiken erfüllt werden. Lassen unternehmensinterne Berechnungen darauf schließen, dass eine bestimmte Trasse diese nicht erfüllt, besteht aus betriebswirtschaftlicher Sicht zunächst kein Investitionsinteresse.

Ausreichende Anreize durch Investitionsbudgets?

**554.** Grundsätzlich sind die Übertragungsnetzbetreiber zwar zu einem Neubau von Übertragungsnetzen verpflichtet, wenn dies erforderlich ist. Diese Verpflichtung ist aber konkret schlecht durchsetzbar (vgl. Tz. 542). Aus diesem Grunde ist es wichtig, dass zusätzlich zu den rechtlichen Ausbaupflichten hinreichende wirtschaftliche Investitionsanreize gesetzt werden, um den Bau gewünschter Übertragungsnetze für die Investoren attraktiv zu machen. Es bestehen aber Zweifel, ob die Anreizregulierung für das Stromnetz die notwendigen Investitionsanreize setzt. Im gegenwärtigen System ist es deshalb erforderlich, dass aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ausreichend Anreize für die ÜNB bestehen. Diese sind gegenwärtig der Ansicht, dass die Anreizregulierung nicht genügend Anreize für Netzinvestitionen setzt (MÜLLER 2010, S. 20; RUGE 2009).

Dieser Auffassung begegnet zunächst Widerspruch, denn die Anreizregulierung garantiert den Übertragungsnetzbetreibern eine Eigenkapitalrendite von 9,29 % für Neuanlagen und zudem durch die Netzentgelte sichere Einnahmen. Diese Eigenkapitalrendite erscheint zunächst hoch. Ab welcher Höhe eine Eigenkapitalrendite keinen ausreichenden Anreiz mehr für Investoren darstellen würde, sollte eine relevante Rolle in der Diskussion spielen. Diese festgeschriebene Rendite könnte sich nämlich verringern, weil bei der Genehmigung der Investitionsbudgets durch die Bundesnetzagentur Abzüge erfolgen, die dazu führen können, dass die Investition für die ÜNB weniger attraktiv wird. Dabei tragen die ÜNB vor, dass sich das finanzielle Risiko beim Neubau von Übertragungsleitungen durch die Abzüge erhöht und damit die sicher scheinende Rendite so mindert, dass Netzinvestitionen womöglich keine rentable Geldanlage mehr darstellen.

Als problematisch wird hier zum Beispiel die Kürzung der Budgets um einen Betrag zur Vermeidung von Doppelanrechnungen betrachtet (RUGE 2009; ROSIN und SPIEKERMANN 2010; BRUCKER und SEIFERTH 2009). Anknüpfungspunkt für die Genehmigung eines Investitionsbudgets sind die Kapitalkosten einer Investition, also die Anschaffungs- und Herstellungskosten (Bundesnetzagentur 2010, S. 6). Davon zieht die Bundesnetzagentur verschiedene Positionen ab, zu denen auch der sogenannte Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen gehört. Dieser soll sicherstellen, dass die Netzbetreiber Investitionskosten, die bereits durch die Anerkennung von Abschreibungen in der Erlösobergrenze anerkannt werden, nicht erneut im Rahmen von Investitionsbudgets in Ansatz bringen können. Gegen dieses Vorgehen spricht allerdings, dass damit die Intention der Investitionsbudgets konterkariert wird, die gerade die Investitionen von Effizienzabforderungen befreien sollen. Die Auslegung von § 23 ARegV durch die Bundesnetzagentur ist gegenwärtig Gegenstand gerichtlicher Verfahren, die zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Gutachtens noch nicht abgeschlossen waren.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Festsetzung der von der Bundesnetzagentur anerkannten Fremdkapitalzinsen. Bei der Entgeltregulierung genehmigt die Bundesnetzagentur maximal

solche Fremdkapitalkosten, die der zehnjährigen durchschnittlichen Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten entsprechen (Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder 2006). Hat der ÜNB über diese Obergrenze hinaus höhere Zinsen zu begleichen, verringert sich die Eigenkapitalrendite seines Unternehmens. Die Betreiber kritisieren die zugrundeliegende Auswahl der Referenzzinsen. Fraglich ist, ob stattdessen nicht die Bedingungen der Finanzierung am Kreditmarkt sowie die Bonität des Übertragungsnetzbetreibers aus Sicht des Kreditgebers maßgeblich sein sollten. Gestützt werden kann diese Auffassung auf einen Beschluss des BGH vom 14. August 2008 (Beschluss KVR 42/07 – Rheinhessische Energie) dem zufolge die Fremdkapitalverzinsung grundsätzlich einen Risikozuschlag enthalten sollte, weil ein Netzbetreiber ein höheres Ausfallrisiko trägt als die öffentliche Hand (BALLWIESER 2010; KÜPER 2010; zur Befristung von Investitionsbudgets im Hinblick auf die Verzinsung des Fremdkapitals vgl. LIPPERT 2009).

Die Kapitalbeschaffung ist insbesondere für infolge der Entflechtungsanforderungen der Energiewirtschaft entstandene unabhängige Netzbetreiber ein zentraler Aspekt. Im Vergleich zu finanzstärkeren vertikal integrierten Konzernen ist bei ihnen mit höheren Fremdkapitalkosten zu rechnen. Zum einen benötigen sie höhere Kredite und zum anderen werden sie einem Gutachten für das BMU zufolge eine schlechtere Bewertung der Ratingagenturen erhalten (von HAMMERSTEIN et al. 2009). Diese Gründe sind dafür verantwortlich, dass Banken höhere Risikomargen einfordern können.

Die globale Wirtschaftskrise und das damit international geringer verfügbare Kreditvolumen erschweren die Situation insbesondere für die entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber. Ob internationale Kredite auch längerfristig nur eingeschränkt verfügbar sein werden, ist von der weiteren Entwicklung der Weltwirtschaft abhängig. Neben den bereits angesprochenen Punkten kann auch die Befristung der Investitionsbudgets dazu führen, dass die zu erwartende Rendite der ÜNB sinkt und Investitionen in das Übertragungsnetz weniger attraktiv werden.

Es ist abschließend festzuhalten, dass die Gefahr besteht, dass in der Einschätzung der ÜNB die zu erwartende Rendite deutlich unter dem nominell festgesetzten Zinssatz von 9,29 % liegt. Was eine akzeptable Eigenkapitalrendite ist, kann an dieser Stelle nicht entschieden werden. Es sollte aber eine Diskussion über die Höhe der Eigenkapitalrendite geführt werden. Funktion der Eigenkapitalrendite ist es, einen Anreiz für Investoren darzustellen.

Um den notwendigen Netzausbau zu beschleunigen, könnte deshalb erwogen werden, für Erweiterungsinvestitionen in das bestehende Netz zunächst ein Kreditprogramm der Bundesregierung durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufzusetzen. Dies könnte zumindest dem Problem der höheren Fremdkapitalkosten für entflochtene ÜNB entgegenwirken. Für neue Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zur Errichtung eines Overlay-

Netzes befürwortet der SRU überdies vom System der Investitionsbudgets abzurücken und staatliche Ausschreibungen einzuführen. Dafür spricht auch, dass mit Hilfe von staatlichen Ausschreibungen für Bau und Betrieb die angemessene Rendite für Netzentgelte ermittelt werden würde.

### **9.1.6 Instrumentierung des Übertragungsnetzausbaus**

**555.** Grundsätzlich soll das deutsche System der Anreizregulierung den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, durch eigene Effizienzsteigerungen ihre Gewinne zu erhöhen. Allerdings handelt es sich um ein für Deutschland neues System. Es könnte deshalb erforderlich sein, die derzeitige Regulierung fortzuentwickeln, um den erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze zu gewährleisten. Dabei ist zu beachten, dass ein auf Einzelentscheidungen aufgebautes System Unsicherheiten im Hinblick auf den erforderlichen Gesamtnetzausbau erzeugen kann. Um dem entgegenzuwirken, sollte baldmöglichst das im Leitfaden zu Investitionsbudgetanträgen erwähnte Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur geschaffen werden, anhand dessen die Regulierungsbehörde den Bedarf für den Bau einer Leitung bewerten kann. Der SRU rät, dass es auf der Grundlage einer Bundesfachplanung für das Übertragungsnetz entstehen sollte (vgl. zu dem Zusammenspiel genauer Tz. 583).

**556.** Die Errichtung eines Overlay-Netzes benötigt außerdem besondere Anreize, für die das gegenwärtige Regulierungsinstrument nicht konzipiert wurde. Neben mangelnden Anreizen in der Regulierung kann hier ein Investitionshemmnis auch durch Akteursinteressen nicht vollständig entflochtener Unternehmen, abweichende unternehmerische Interessen oder auch Akzeptanzprobleme entstehen. Der SRU empfiehlt daher, in der Instrumentierung zwischen dem bestehenden Netz und neuen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu differenzieren.

Wie auch bei Offshore-Windparks erachtet der SRU für die kostenintensive Errichtung von nationalen und grenzüberschreitenden Punkt-zu-Punkt-Verbindungen staatliche Ausschreibungen von vorgegebenen Leitungen als geeignetes Instrument. Der Wettbewerber, der die erforderliche Investition zum relativ günstigsten Netzentgelt über einen Zeitraum von zwanzig Jahren anbieten kann, sollte den Zuschlag erhalten. Grundlage der Ausschreibungen sollte ein Bundesfachplan zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte sein (vgl. Abschn. 9.2.2.3). Aufbauend auf eine solche deutschlandweite Netzausbauplanung wie sie auch im Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi und BMU 2010, S. 20 f.) gefordert ist, kann die Regierung bedarfsgerecht erforderliche Leitungen mit einer Mindestkapazität ausschreiben.

Der Vorteil von staatlichen Ausschreibungen ist, dass abgeleitet aus der Bedarfsfestlegung eine gezielte Koordinierung der für die Umstrukturierung der Netze erforderlichen Leitungen erzielt wird. Die Transformation des Netzes verliert dadurch ihre Abhängigkeit von

unternehmerischen Interessen und kann bedarfsgerecht stattfinden. So kann sowohl eine beschleunigte und naturschutzgerechtere Anbindung der Offshore-Windparks, als auch grenzüberschreitende Leitungen zum Beispiel nach Skandinavien in Kooperation mit den beteiligten Ländern zügig gewährleistet werden. Zudem könnte entsprechend des Vorschlags für die staatliche Ausschreibung von Offshore-Windparks geprüft werden, ob eine Aufteilung in Projektentwicklung einerseits und Bau und Betrieb andererseits erfolgen sollte, um die Risiken zu verringern. Aufgrund der vorher durchgeführten Bedarfsfestlegung sind die erforderlichen Übertragungskapazitäten bekannt und eine optimale Auslastung der Netze garantiert. Zudem kann durch die vom SRU bevorzugte zweistufige Fachplanung (vgl. Abschn. 9.2.2.3) ein Beschleunigungseffekt gegenüber dem heutigen Planungs- und Genehmigungsverfahren erwartet werden.

**557.** Durch die staatliche Ausschreibung könnte ein Wettbewerb zwischen den bietenden Firmen geschaffen werden, der Kosteneffizienz bei den jeweiligen Ausbauprojekten gewährleistet und somit die Belastungen der Endverbraucher minimiert. Neben den deutschen und internationalen Netzbetreibern können wie bei den Offshore-Windparks auch Konsortien aus mehreren Unternehmen, insbesondere Banken, potenzielle Finanziere sein. Ausschreibungen könnten zudem so ausgestaltet werden, dass neue Technologien gefördert und demonstriert werden können, indem in der Ausschreibung qualitative Kriterien mit einfließen.

Um einen winner's curse zu vermeiden (s. Tz. 471), sollte der Auktionsgewinner für zwanzig Jahre das etwas höhere Netzentgelt des nächstbesten Bieters erhalten. Danach kann die Leitung unter das dann geltende Regulierungsregime fallen. Von zentraler Bedeutung ist auch, dass eine Konventionalstrafe bei Nichtbau eingeführt wird. Sie garantiert zum einen, dass Unternehmen nicht aus rein strategischen Gründen niedrige Gebote abgeben, um eine Auktion zu gewinnen, obwohl sie nicht beabsichtigen, die Leitung zu bauen. Zum anderen kann damit erreicht werden, dass Unternehmen ihre Kosten sorgfältig ermitteln. Um den Bau der Leitung sicherzustellen, sollte darüber hinaus der Zuschlag im Ausschreibungsverfahren mit der Bestimmung verknüpft werden, dass die Baubefugnis automatisch an den zweitbesten Bieter übergeht, wenn gewisse vorab gesetzte Meilensteine nicht erreicht werden. Die bis dahin entstandenen Kosten werden dem ursprünglichen Gewinner der Auktion nicht ersetzt.

## **9.2 Planung und Genehmigung von Stromübertragungsnetzen**

**558.** Wie dargestellt, entsteht in Deutschland in dem Maß, in dem die Stromversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt wird, ein bedeutender landesweiter Netzausbaubedarf. Dieser besteht auch, wenn die erneuerbaren nicht wie im SRU-Szenario 2050 100 % der Stromversorgung übernehmen sollen, sondern einen geringeren Anteil. Zahlreiche

Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber konnten aber bislang nicht wie geplant realisiert werden oder verzögerten sich erheblich (Bundesnetzagentur 2009a, S. 134 f.). Als Ursache dafür werden – neben anderen – auch immer wieder überlange Planungs- und Genehmigungsverfahren genannt. Nachfolgend soll daher geprüft werden, welche Möglichkeiten bestehen, die Planung und Genehmigung von Übertragungsnetzen zu beschleunigen, um sie für die Integration des Stroms, der aus erneuerbaren Energien produziert wird, zu ertüchtigen. Dazu wird zunächst in knapper Form dargestellt, wie die Planung und Zulassung von Stromübertragungsleitungen gegenwärtig ausgestaltet ist. Sodann werden die Defizite der bestehenden Regelung aufgezeigt und im Anschluss Reformvorschläge vorgestellt.

### **9.2.1 Bestehende rechtliche Regelungen zur Planung und Genehmigung von Stromübertragungsnetzen**

EU- und bundesrechtliche Vorgaben für den Bau von Stromübertragungsleitungen

**559.** Im Hinblick auf die verschiedenen Planungs- und Entscheidungsebenen für den Bau von Stromübertragungsnetzen sind zunächst EU- und bundesrechtliche Vorgaben zu nennen. Die EU trägt nach Artikel 170 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) (ex-Artikel 154 EGV) zum Auf- und Ausbau der transeuropäischen Netze im Bereich der Energieinfrastruktur bei (s. ausführlich Kap. 6.2). Dazu stellt sie nach Artikel 172 AEUV (ex-Artikel 156 EGV) Leitlinien auf, in denen unter anderem Vorhaben von gemeinsamem Interesse identifiziert werden, die in verschiedener Form von der EU unterstützt und insbesondere finanziell gefördert werden können. Die aktuell maßgeblichen TEN-E Leitlinien sind in der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG enthalten, die unter anderem die Errichtung von Hochspannungsleitungen für den interregionalen und internationalen Stromtransport betrifft. Die Entscheidung enthält eine aktualisierbare „beispielhafte Liste“ (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 43) mit Vorhaben, für die ein finanzieller Beitrag von der EU geleistet werden kann.

Die Bestimmungen zu den transeuropäischen Netzen der Artikel 170 bis 172 AEUV verdeutlichen, dass es vor allem darum geht, die Mitgliedstaaten dabei zu unterstützen, die Netze im Kontext der europäischen Integration zu gestalten und die unterschiedlichen technischen Standards miteinander kompatibel zu machen. Angestrebt sind ein Verbund der Netze und die Gewährleistung ihrer Interoperabilität, um so den Übergang zu den Netzen der Nachbarstaaten zu erleichtern. Bestehende Lücken durch den Aus- oder Neubau von Netzen sollen geschlossen und unabhängige nationale Netze im Interesse der Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems wirksam miteinander verkoppelt werden. Dafür stehen der EU der abschließende Instrumentenkatalog zur Erstellung von Leitlinien, der Gewährleistung von Interoperabilität sowie der finanziellen Unterstützung von Vorhaben, die in das Ermessen der

EU gestellt sind, von gemeinsamem Interesse zur Verfügung (ausführlich zur europäischen Ebene Abschn. 6.2.2.4). Noch offen ist, ob die EU auf der Basis der neuen Energiekompetenz des Artikels 194 AEUV Maßnahmen ergreifen wird, um die Mitgliedstaaten tatsächlich hinsichtlich des „ob“ eines Netzausbaus zu verpflichten und ob das vorhandene TEN-E-Instrument durch ein neues Instrument, das unter dem Stichwort „EU-Instrument für Energieversorgungssicherheit und -infrastruktur“ diskutiert wird, ersetzt werden könnte (Europäische Kommission 2008, S. 13; OETTINGER 2010).

**560.** Anders als im Bereich der Verkehrswegeplanung (vgl. dazu ausführlich SCHNEIDER 2010b) existiert auf Bundesebene im deutschen Planungsrecht für Energieleitungen kein vergleichbares Instrumentarium im Sinne einer bundeseinheitlichen Netzplanung (KÄMPER 2007, S. 112). Die Entscheidung über den fachlichen Bedarf für neue Leitungsanlagen ist bundesrechtlich nicht formalisiert, sodass die Beurteilung der Erforderlichkeit eines Leitungsausbaus primär durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen wird (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 11). Zwar gibt das EnWG auf bundesrechtlicher Ebene vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen (§ 11 EnWG, vgl. zu den punktuellen und systemischen Investitionspflichten Abschn. 9.1.3.1). Allerdings können diese Investitionspflichten ebenso wenig wie die national bzw. europarechtlich vorgegebenen Investitionsplanungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber (Abschn. 9.1.4) eine bundesweite, auf dem zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen basierende staatliche Planung und Steuerung ersetzen. Dies gilt schon deshalb, weil die ÜNB nicht dazu legitimiert sind, das Allgemeinwohl zu konkretisieren (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 45). Das bislang einzige Beispiel für einen bundesweiten Ansatz stellt das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EnLAG) dar, welchem als Anlage ein Bedarfsplan beigefügt ist, der 24 Vorhaben enthält, für deren Bau ein vordringlicher Bedarf besteht (kritisch zu den verfassungsrechtlichen Grenzen einer möglichen Beschleunigung durch das EnLAG HOLZNAGEL und NAGEL 2010). Kritisiert wurde allerdings, dass eine Strategische Umweltprüfung nicht durchgeführt worden ist (SCHOLLES 2009). Übereinstimmung besteht dahingehend, dass über die im EnLAG genannten Vorhaben hinaus ein erheblicher weiterer Ausbaubedarf vorhanden ist. Nunmehr ist zum einen vorgesehen, dass die Netzbetreiber einen kohärenten zehnjährigen Netzausbauplan vorlegen sollen (BMW und BMU 2010, S. 19). Zum anderen beabsichtigt die Bundesnetzagentur ein Netzausbaumodell für Deutschland zu erstellen, das auf der Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber eine deutschlandweite, knotenscharfe Abbildung des Ist-Netzes bieten soll.



## Raumordnung

**561.** Nach § 8 Raumordnungsgesetz (ROG) sind in den Ländern Raumordnungspläne für das Landesgebiet aufzustellen. Zu den in den Raumordnungsplänen zu konkretisierenden Zielfestlegungen zählen nach § 8 Abs. 5 Nr. 3b ROG auch die zu sichernden Standorte und Trassen für Ver- und Entsorgungsinfrastruktur, also auch Übertragungsleitungen. Diese Festlegungen sind als Ziele der Raumordnung verbindlich.

Wegen der eher beschränkten Steuerungsfähigkeit der Ziele der Raumordnung besitzt aber vor allem das nachfolgende Raumordnungsverfahren erhebliche praktische Bedeutung (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 56 f.). Seine Funktion ist es, auf überörtlicher Planungsebene eine Steuerung und Abstimmung konkreter Planungen und Maßnahmen zu erreichen. Für die Errichtung von Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 110 kV und mehr ist nach §§ 15 Abs. 1, 17 Abs. 1 ROG i. V. m. § 1 Nr. 14 Raumordnungsverordnung (RoV) ein Raumordnungsverfahren durchzuführen. Das Raumordnungsverfahren schließt die erste Stufe der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ein (Raumempfindlichkeitsuntersuchung sowie Variantenvergleich für Trassen). Die UVP beschränkt sich allerdings auf den jeweiligen Planungsstand des Vorhabens und kann deshalb noch nicht umfassend sein.

Die Zuständigkeit für die Durchführung des Raumordnungsverfahrens bestimmt sich nach Landesrecht. Inhaltlich wird geprüft, ob das Vorhaben im Sinne einer überörtlichen, zusammenfassenden und überfachlichen Sicht raumverträglich ist (zum Grundverhältnis von Raumplanung und Fachplanung auf der Grundlage des neuen Raumordnungsgesetzes vgl. KMENT 2010). Die Ergebnisse des Verfahrens sind von öffentlichen Stellen bei allen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen zu berücksichtigen, haben aber keine unmittelbare Rechtswirkung gegenüber den Vorhabenträgern. Diese geht erst von der Genehmigung des einzelnen Leitungsvorhabens aus, die überwiegend durch einen Planfeststellungsbeschluss erfolgt.

## Naturschutz

**562.** Rahmenbedingungen für die Planung von Energieleitungsanlagen ergeben sich auch aus dem Naturschutzrecht. Übergeordnete Erwägungen lassen sich aus der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sowie aus der nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt vom 7. November 2007 ableiten. Letztere enthält neben konkreten Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (BMU 2007, S. 76) auch Handlungsziele zum Schutz der Lebensräume wie beispielweise die inzwischen in § 20 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) aufgenommene Verpflichtung zur Herstellung eines Netzes verbundener Biotopflächen auf 10 % der Fläche Deutschlands. Diese Vorgaben können zu Bewertungskonflikten mit den Zielen des Ausbaus der Übertragungsnetze führen.

Europarechtlich sind die Bestimmungen zu Schutzgebieten von besonderer Relevanz. Vergleichsweise streng sind dabei die Vorgaben der Vogelschutzrichtlinie (Richtlinie 2009/147/EG) sowie der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (FFH-RL, RL 92/43/EWG), die dem Aufbau des europäischen Schutzgebietsnetzes Natura 2000 dienen. Bei einer direkten oder indirekten Betroffenheit von Vogelschutz- bzw. FFH-Gebieten (sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase) durch die Planung von Netzen verlangen die Richtlinien eine Verträglichkeitsprüfung, die im Einzelfall auch dazu führen könnte, dass das Vorhaben gar nicht realisiert werden kann. Dies ist der Fall, wenn eine FFH-Verträglichkeit nicht gegeben ist, zwingende Gründe des öffentlichen Interesses keine Ausnahme rechtfertigen und auch keine Alternativlösung in Betracht kommt (zur praktischen Wirksamkeit der Naturschutzvorgaben siehe mit sehr unterschiedlichen Bewertungen SPIETH und APPEL 2009; VALLENDAR 2007; GELLERMANN 2009; WEGENER 2010). Auch die Ausweisung als Schutzgebiet nach nationalem Recht ist hier relevant und Konflikte mit Schutzgütern müssen geprüft werden.

Die Errichtung von Übertragungsleitungen ist regelmäßig mit Eingriffen in Natur und Landschaft i. S. d. § 14 Abs. 1 BNatSchG verbunden, insbesondere wenn es sich um Freileitungen handelt. Daher ist im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens regelmäßig die Eingriffsregelung zu prüfen und der Eingriff, soweit er sich als nicht vermeidbar darstellt, auszugleichen oder zu kompensieren. Ist der Eingriff nicht zu vermeiden und kann er nicht ausgeglichen oder kompensiert werden, dann muss die Behörde auf einer letzten Stufe gemäß § 15 Abs. 5 BNatSchG eine Abwägung der Belange des Vorhabenträgers mit den Belangen des Naturschutzes vornehmen. Die in einer nach § 15 Abs. 7 BNatSchG zu erlassenden Rechtsverordnung (SCHEIDLER 2010) konkreten bundeseinheitlichen Anforderungen an Kompensation und Ersatz beispielsweise zu Qualitätskriterien oder Ökokonten wären auch für den Netzausbau bedeutsam. Entfallen ist durch die Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes die Regelung des § 19 Abs. 3 S. 2 BNatSchG a. F., sodass die im Rahmen der Abwägung früher durchzuführende Prüfung, ob infolge des Eingriffs Biotope zerstört werden, die für dort lebende Tiere und wild wachsende Pflanzen der streng geschützten Arten nicht ersetzbar sind, und ob der Eingriff gegebenenfalls aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses gerechtfertigt ist, nicht mehr im Rahmen der Eingriffsregelung stattfindet (HENDLER und BROCKHOFF 2010, S. 736). Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass sich der Artenschutz gegenüber der Eingriffsregelung als eigenständiger naturschutzrechtlicher Sachbereich mit spezifischen Anforderungen erweist (HENDLER und BROCKHOFF, S. 736). Neben den bundesrechtlichen Regelungen können weiterhin auch landesrechtliche Regelungen relevant sein.

Auch artenschutzrechtliche Verbote und der Biotopschutz nach Kapitel 5 des BNatSchG sowie die fortbestehenden entsprechend ergänzenden Landesregelungen sind zu beachten. Beim Bau von Freileitungen sind zudem die Vorgaben des § 41 BNatSchG zum Vogelschutz an Energiefreileitungen einschlägig.

Bei den Anforderungen, die aus dem Naturschutzrecht folgen, werden sich Zielkonflikte zwischen dem Ausbau des Übertragungsnetzes und dem Naturschutz nicht immer vermeiden lassen, die nicht rechtlicher Natur sind und sich auch nicht durch rechtliche Bestimmungen lösen lassen. Diese müssen gegebenenfalls wertend entschieden werden (s. Abschn. 9.2.4.1 für Vorschläge zur vollzugserleichternden materiellen Vorstrukturierung von Abwägungsentscheidungen am Beispiel der Wahl zwischen Freileitungen und Erdverkabelungen sowie von naturschutzrechtlichen Prüfungsmaßstäben).

### Planfeststellung

**563.** Ursprünglich erfolgte die Planung von Übertragungsstromnetzen ausschließlich durch die Netzbetreiber. Die Genehmigung erfolgte durch mehrere Einzelgenehmigungen nach Fachrecht, beispielsweise Wasserrecht. Seit 2001 ist bundeseinheitlich ein Planfeststellungsverfahren für bestimmte Hochspannungsleitungen vorgesehen. Das Energiewirtschaftsgesetz wurde nachfolgend neu gefasst und regelt nunmehr in § 43, dass die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von folgenden Hochspannungsleitungen der Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde bedarf:

- Hochspannungsfreileitungen, ausgenommen Bahnstromfernleitungen, mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr,
- Hochspannungsleitungen, die zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 9 EEG im Küstenmeer (12-Seemeilenzone) als Seekabel und landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes verlegt werden sollen und
- grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen, die nicht unter Nummer 3 fallen und die im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie deren Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes.

Was die fachliche Bedarfsplanung und die Raumordnung an Vorentscheidungen und Konfliktlösungen noch nicht geleistet haben, wird hier bezogen auf das konkrete Projekt entschieden (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 68). Planfeststellungsbeschlüsse haben eine Doppelfunktion: sie sind in planerischer Hinsicht Standortentscheidungen und zugleich Zulassungsentscheidungen (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD ebd.). Die Besonderheit des Planfeststellungsverfahrens (PFV) besteht darin, dass grundsätzlich eine Behörde in einem Verfahren einheitlich und umfassend über die öffentlich-rechtliche Zulässigkeit des Vorhabens entscheidet und dabei die berührten öffentlichen und privaten Belange untereinander und gegeneinander umfassend abwägt (SCHLACKE et al. 2010, S. 180).

**564.** Zuständig für die Planfeststellung ist die nach Landesrecht zuständige Behörde (§ 43 S. 1 EnWG). Es handelt sich um ein formalisiertes Verwaltungsverfahren nach den §§ 72 ff. Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) i. V. m. §§ 43 ff. EnWG. Materiell-rechtlich sind sämtliche fachgesetzlichen Vorgaben zu beachten. Ein Unterschied zu anderen Fachplanungen liegt auf materiell-rechtlicher Ebene allerdings in der erhöhten Bedeutung der Planrechtfertigung (SCHNEIDER 2010a, S. 48). Im Gegensatz zu anderen Fachplanungen wie beispielsweise der Fernstraßenplanung, wo es den Bundesverkehrswegeplan gibt, fehlt es im Bereich der Übertragungsnetze sehr weitgehend an einer fachlichen Bedarfsplanung auf höherer Ebene aus der sich eine Erforderlichkeit der konkreten Energieanlage ableiten ließe (HERMES in: SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 79). Sie ist deshalb für jedes Vorhaben konkret nachzuweisen, während bei sonstigen Fachplanungen inzwischen überwiegend vertreten wird, dass der Planrechtfertigung keine eigenständige Bedeutung zukommt. Die Planrechtfertigung liegt vor, wenn das Vorhaben den Zielen des § 1 EnWG entspricht, der eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität verfolgt. Angenommen wird die Planrechtfertigung gemäß § 1 Abs. 2 EnLAG von 2009 bei den 24 Projekten, die in der Anlage zu dem Gesetz genannt sind.

**565.** Das Planfeststellungsverfahren beginnt mit dem Einreichen des Plans, der nach § 73 VwVfG aus Zeichnungen und Erläuterungen bestehen muss, die das Vorhaben und seinen Anlass erkennen lassen und der eine Aufstellung der betroffenen Grundstücke enthalten muss (Abb. 9-2). Liegt der Plan der zuständigen Behörde vor, holt diese die Stellungnahmen der Behörden ein, deren Aufgabenbereiche von dem Vorhaben berührt werden und veranlasst die Planauslegung in den Gemeinden, in denen sich das Vorhaben voraussichtlich auswirkt. Private, deren Belange von dem Plan betroffen sind, sowie anerkannte Naturschutzvereinigungen können Einwendungen gegen den Plan vorbringen. Nach Ablauf der Einwendungsfrist bietet der Erörterungstermin Gelegenheit, die erhobenen Einwendungen zu diskutieren. Dort soll im direkten Gespräch zwischen Antragsteller und Einspruchsführer versucht werden, einvernehmliche Regelungen zu finden und Abwägungsmaterial für die spätere Entscheidungsfindung zusammenzutragen. Dieser als „Herzstück“ (STÜER und PROBSTFELD 2000, S. 104) des Planfeststellungsverfahrens bezeichnete Verfahrensschritt ist allerdings durch § 43a Nr. 5 EnWG ins Ermessen der Anhörungsbehörde gestellt worden (kritisch dazu und zur gesteigerten Wahrscheinlichkeit abwägungsfehlerhafter und damit rechtswidriger Entscheidungen SCHNEIDER und THEOBALD 2008, § 7 Rn. 75–77). Nach der weiteren Prüfung durch die Behörde ergeht dann der Planfeststellungsbeschluss.

Das Verfahren wurde durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (InfraStrPlanVBeschIG) von 2006 mit dem Ziel der Beschleunigung modifiziert, um die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes beim Stromhandel zu unterstützen und die

Einspeisung des Stroms aus Offshore-Windenergieanlagen sicherzustellen (Deutscher Bundestag 2005, S. 40 f.). Insbesondere wurden durch die Neuregelung die Fristen für die Verbandsbeteiligung verkürzt, der Erörterungstermin ins Ermessen gestellt, die Geltungsdauer des Planfeststellungsbeschlusses auf zehn Jahre verlängert und die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts festgelegt. Neu eingeführt wurde auch eine Bestimmung, nach der Planfeststellungsverfahren, die Ländergrenzen überschreiten, zwischen den zuständigen Behörden der beteiligten Länder abzustimmen sind, weil die Landesgrenzen überschreitende Planung zu erheblichen Zeitverlusten führen kann (SCHNELLER 2007).

Abbildung 9-2

**Übersicht Ablauf Planfeststellungsverfahren (vereinfacht)**



Quelle: ZSCHIESCHE 2008, S. 51

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen eines Abwägungsprozesses zu berücksichtigen. Das Planfeststellungsverfahren entfaltet zum einen Konzentrationswirkung, das heißt, es sind keine weiteren Genehmigungen erforderlich, und zum anderen eine umfassende Gestaltungswirkung, das heißt, alle öffentlich-rechtlichen Rechtsbeziehungen zwischen dem Vorhabenträger und den durch den Plan Betroffenen werden rechtsgestaltend geregelt. Das

bedeutet, dass eine gegebenenfalls erforderliche Enteignung auf der Grundlage des Planfeststellungsbeschlusses erfolgen kann.

### Umweltverträglichkeitsprüfung

**566.** Die Umweltverträglichkeitsprüfung stellt kein eigenständiges Verfahren dar, sondern ist in die anderen Verfahren integriert („Huckepackverfahren“). Nach § 16 Abs. 1 i. V. m. Anl. 1 Nr. 19 UVPG ist eine UVP im Raumordnungsverfahren bei bestimmten Leitungsanlagen, die selbst UVP-pflichtig sind, vorgesehen. Somit kommt es hier zu Doppelprüfungen, auch wenn das Prüfprogramm nicht vollständig übereinstimmt. Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens besteht nach § 3b Abs. 1 S. 1 i. V. m. Anlage 1 Nr. 19 UVPG eine unbedingte UVP-Pflicht für Errichtung und Betrieb einer Hochspannungsfreileitung im Sinne des EnWG mit einer Länge von mehr als 15 km und mit einer Nennspannung von 220 kV oder mehr. Alle anderen Hochspannungsfreileitungen erfordern eine allgemeine oder standortspezifische Vorprüfung im Einzelfall. Als erster Verfahrensschritt noch vor der eigentlichen UVP wird zunächst ein sogenanntes Scoping durchgeführt, mit dem Ziel Gegenstand, Umfang und Methoden der konkret durchzuführenden UVP näher einzugrenzen. Der Vorhabenträger hat zu Beginn der eigentlichen UVP die entscheidungserheblichen Unterlagen vorzulegen. Im Anschluss erfolgt die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung und abschließend werden die Umweltauswertungen dargestellt und bewertet. Das Ergebnis der UVP ist bei der Entscheidung über die Zulässigkeit des Vorhabens lediglich zu berücksichtigen und kann somit keine Sperrwirkung entfalten.

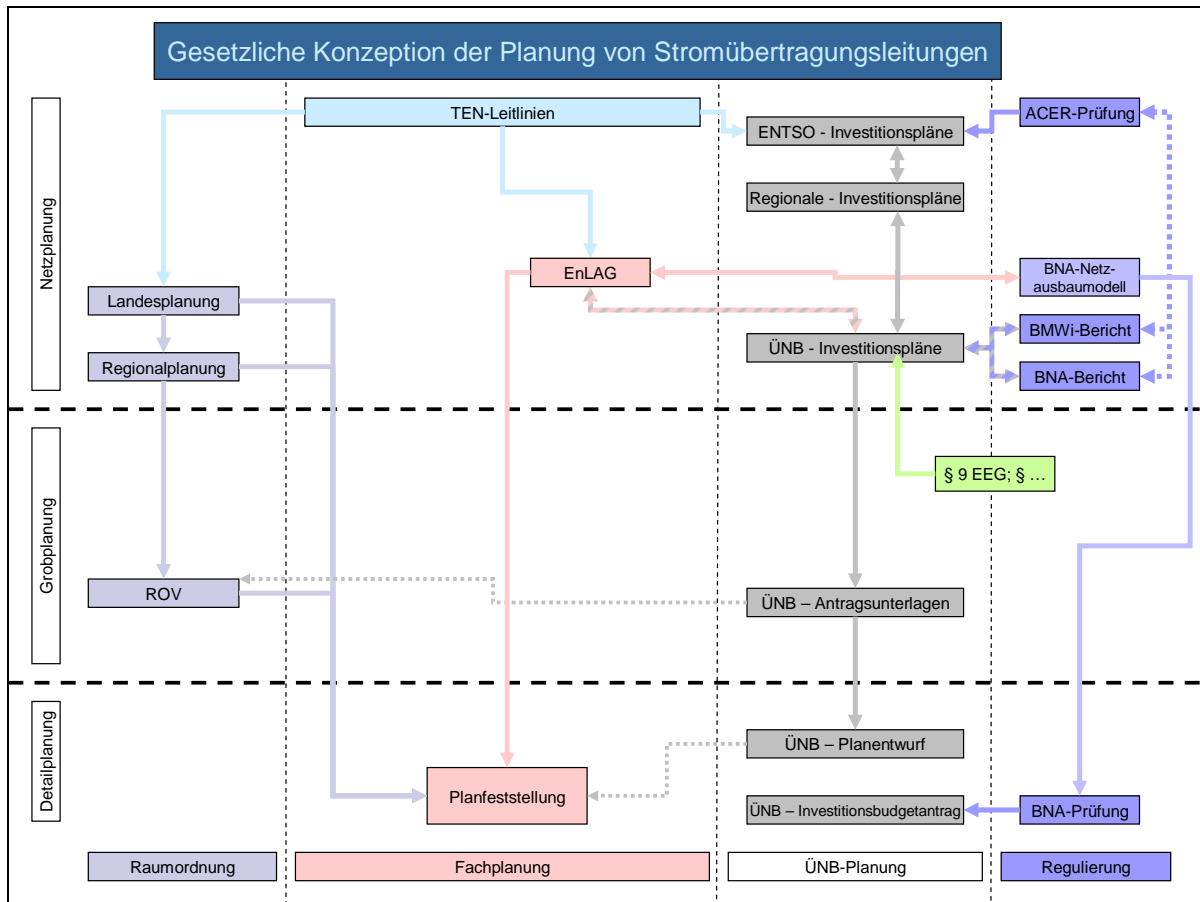
### Investitionspflichten und Investitionsplanungspflichten

**567.** Der Infrastrukturausbau der Übertragungsnetze wird außerdem beeinflusst von der Netzentgeltregulierung seitens der Bundesnetzagentur sowie von gesetzlich vorgesehenen Investitionspflichten und Investitionsplanungspflichten, die in Abschnitt 9.1.3 ausführlich dargestellt worden sind.

Die Planung und Zulassung von Stromübertragungsleitungen folgt somit grundsätzlich dem Schema in Abbildung 9-3.

Abbildung 9-3

### Gesetzliche Konzeption der Planung von Stromübertragungsleitungen



Quelle: SCHNEIDER 2010b

Auf der Ebene der Netzplanung existieren EU-Vorgaben sowie das EnLAG, mit dem der Bedarf von 24 prioritären Vorhaben festgestellt wurde. Die Grobplanung soll nachfolgend durch das Raumordnungsverfahren erfolgen (zur abweichenden Praxis s. Abb. 9-4). Dessen Ergebnisse fließen in das Planfeststellungsverfahren ein. Parallel zu den staatlichen Planungs- und Zulassungsentscheidungen verläuft die Planung der privaten Vorhabenträger, der ÜNB. Durch EU-Vorgaben sind diese verpflichtet sowohl auf EU-Ebene im Rahmen des europäischen Netzwerks der ÜNB (ENTSO-E) als auch individuell Investitionspläne für den Netzausbau zu erstellen. Die Schnittstelle zur staatlichen Planungsebene findet sich dort, wo die ÜNB ihre Antragsunterlagen für die Planfeststellung bei der Genehmigungsbehörde einreichen. Parallel dazu besteht aber auch noch die regulatorische Ebene. Diese beeinflusst die übergeordnete Planung der ÜNB. Geplant ist ein Netzausbaumodell, das die Bundesnetzagentur aufstellen soll, an dem die Erforderlichkeit der Ausbauvorhaben der ÜNB gemessen werden soll. Die Bundesnetzagentur genehmigt überdies die Investitionsbudgets der konkreten Vorhaben, die es den Übertragungsnetzbetreibern erlauben, die Kosten auf die Netzentgelte umzulegen.

## 9.2.2 Defizite der gegenwärtigen Ausgestaltung

**568.** Als wichtiger Faktor für Verzögerungen des Energieleitungsbaus wird immer wieder die lange Dauer der erforderlichen Genehmigungsverfahren genannt, die einschließlich gegebenenfalls erforderlicher Enteignungen Zeiträume von acht bis zehn Jahren oder mehr in Anspruch nehmen (JARASS und OBERMAIR 2005, S. 5; SCHNELLER 2007, m. w. N.). Als eine Ursache dafür wird gemeinhin die mangelnde Akzeptanz der lokalen Bevölkerung für den Ausbau von Freileitungen genannt (aus rechtlicher Sicht mit Lösungsvorschlägen dazu HOLZNAGEL und NAGEL 2010). Diesem Punkt wird umfassend in Kapitel 9.3 nachgegangen.

Daneben liegen die Gründe auch in den aufwendigen und umfangreichen Verfahren selbst. Hier fehlt es bislang an systematischen empirischen Untersuchungen. Allerdings besteht die Vermutung, dass ähnlich wie im Bereich der Verkehrswegeplanung (vgl. dazu ausführlich SCHNEIDER 2010b) die Planungspraxis auch im Bereich der Übertragungsnetze von gesetzlichen Leitbildern und Vorgaben in problematischer Weise abweicht. Dies betrifft vor allem vier Bereiche:

- die Trassenfindung erfolgt in weitgehend informellen Vorverfahren,
- das Raumordnungsverfahren dient als Quasi-Fachplanung,
- es ist vom anschließenden Planfeststellungsverfahren unzureichend abgegrenzt und
- der Vorhabenträger dominiert die Prüfung von Trassenalternativen.

**569.** Die Trassenfindung in überwiegend informellen Vorverfahren aufgrund von Vorstudien der Vorhabenträger hat eine erhebliche Bindungswirkung in den nachfolgenden formalen Verfahren zur Folge. Dies führt dazu, dass die formellen Verfahren in den Augen der an den informellen Trassenbestimmungen nicht beteiligten Öffentlichkeit oft zu bloßen Ratifikationsverfahren mit entsprechend geringer Kapazität zur Akzeptanzgewinnung werden (LEWIN 2003, S. 134, 147).

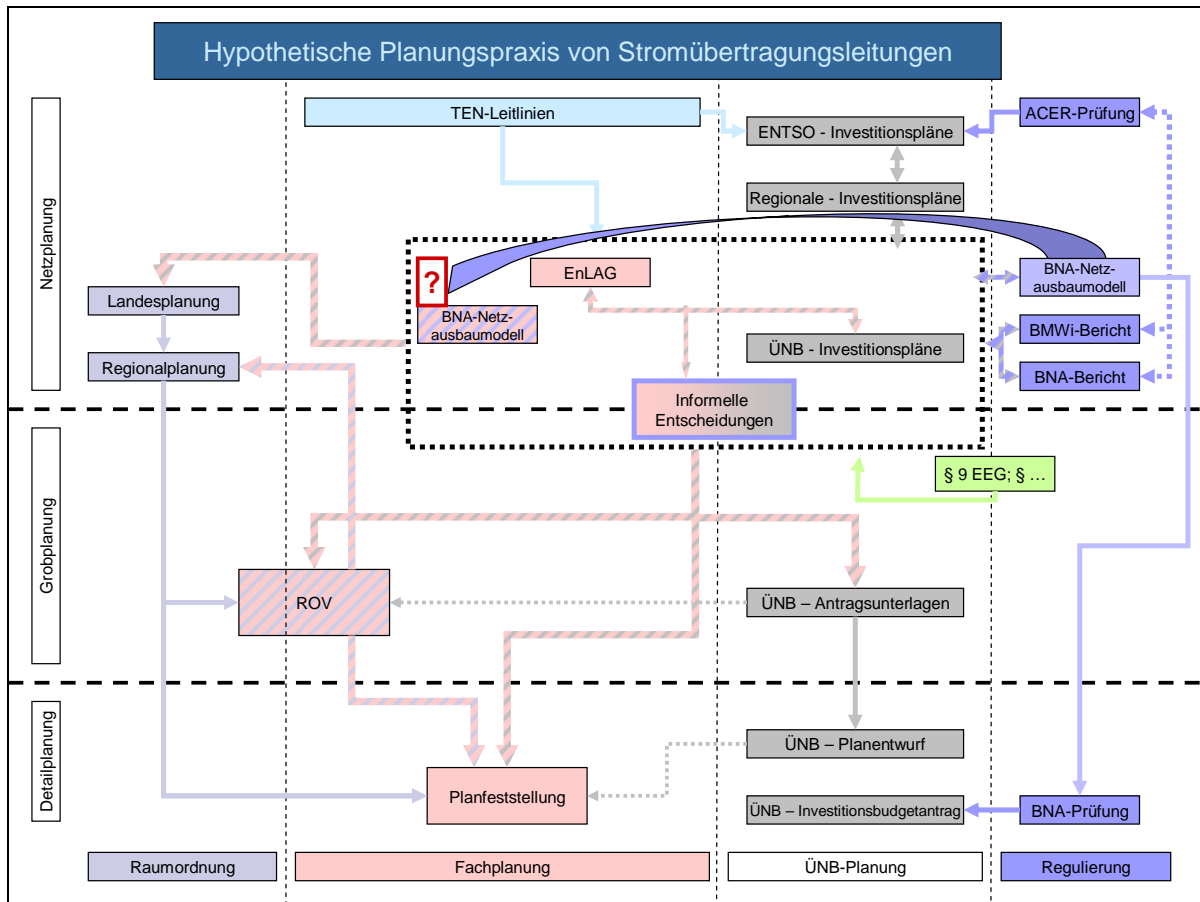
Das Raumordnungsverfahren ist in seiner heutigen Ausgestaltung überfordert, weil es zur Quasi-Fachplanung geworden ist. Damit entfällt eine saubere Problemabschichtung gegenüber dem nachfolgenden Planfeststellungsverfahren, weshalb es zu Doppelprüfungen, beispielsweise bei der UVP, kommt. Schließlich wird die Prüfung von Trassenalternativen ebenfalls in die informellen Vorentscheidungen verlegt, wodurch die im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens bzw. des Raumordnungsverfahrens eigentlich erforderliche Abwägung der Trassenvarianten nicht im gebotenen Maß stattfindet.

In der Praxis ist daher davon auszugehen, dass sich die Planungsprozesse wie in Abbildung 9-4 gestalten.



Abbildung 9-4

### Hypothetische Planungspraxis von Stromübertragungsleitungen



Quelle: SCHNEIDER 2010b

Ein Defizit der gegenwärtigen rechtlichen Ausgestaltung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Energieleitungen ist überdies bereits genannt worden: das Fehlen einer bundesweiten Netzausbauplanung. Dieses Problem rückt im Zuge des Ausbaubedarfs zunehmend in die Diskussion (RIESE und WILMS 2009). Es trägt auch 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 (Abschn. 9.3.3)

## 9.2.3 Reformvorschläge

**570.** Nachfolgend sollen Reformvorschläge aufgestellt werden, die sich aus den oben dargestellten Defiziten der aktuellen Rechtslage ableiten. Dazu werden zunächst Eckpunkte aufgestellt, denen die Reformvorschläge folgen sollen. Im Anschluss werden faktische sowie rechtliche Maßstäbe vorgestellt, die zur Beurteilung der Reformideen herangezogen werden müssen. Schließlich sollen ein moderates Reformszenario, das sich auf eine bessere Koordinierung der Planung konzentriert, sowie ein weitreichendes Reformszenario, das eine zweistufige Fachplanung vorsieht, dargestellt werden.

### 9.2.3.1 Für eine Reform zu beachtende Eckpunkte

**571.** Nachfolgend sollen vorab einige wichtige Eckpunkte dargestellt werden, die für eine Reform der Netzausbauplanung relevant sind. Zentrale Beurteilungsmaßstäbe für einen Reformvorschlag sind neben der zu erwartenden Beschleunigungswirkung Vollzugseignung sowie eine angemessene Problemlösungskapazität. Das Verfahren muss daher insbesondere gewährleisten, dass die Entscheidungsrichtigkeit trotz Beschleunigung nicht leidet (SRU 2007, S. 281, 407).

Verfahrensstufung mit transparenter Aufgabenzuweisung  
ohne Doppelprüfungen

**572.** Eine zentrale Schwäche des aktuellen Rechtsrahmens ist der Zeitverlust, der durch unproduktive Doppelprüfungen entsteht. Hintergrund ist die weitgehend unklare Trennung zwischen Aufgaben der ganzheitlichen Raumplanung und der Fachplanung. Das die Raumplanung vordergründig auszeichnende Kriterium der Überfachlichkeit erweist sich als nicht hinreichend trennscharf. Durch die Integration der UVP erster Stufe in das Raumordnungsverfahren, verliert dieses seinen ursprünglichen Charakter als behördeninternes Abstimmungsverfahren und wandelt sich zu einem detailbezogenen quasi-fachplanerischen Verfahren (WAHL 1991, S. 213 f.), dessen Unterscheidung zum abschließenden Planfeststellungsverfahren für die beteiligten Privaten kaum nachvollziehbar ist, zumal die behördliche Praxis insoweit beträchtlich schwankt. Deshalb sollte eine künftige Verfahrensstufung hinreichend klar und damit für Behörden und Beteiligte hinreichend transparent sein. Die Raumplanung könnte dazu auf den grundsätzlichen Ausgleich unterschiedlicher Raumnutzungsansprüche zurückgeführt werden, wie es in den eher summarischen und schematischen Verfahren der hochstufigen Landesplanung und Regionalplanung angelegt ist (zum summarischen und schematischen Verfahren der hochstufigen Landesplanung: LAUTNER 1999, S. 88 ff.; Plädoyer gegen eine Überlastung der Raumordnungsverfahren: BUCHNER et al. 2008, S. 2). Innerhalb der Fachplanung könnte zwischen netzbezogener Bedarfsplanung mit Identifikation vergleichsweise konfliktarmer Trassenkorridore und der kleinräumigen Konfliktbewältigung im Planfeststellungsverfahren differenziert werden.

Verfahrensstufung mit entscheidungsadäquater Öffentlichkeits-  
und Betroffenenbeteiligung

**573.** Besonders wichtig ist in diesem Zusammenhang die Analyse der Rückwirkungen auf die Optionen für eine entscheidungsadäquate, gehaltvolle und akzeptanzsichernde Öffentlichkeits- und Betroffenenbeteiligung. Hochstufige Verfahren, in denen grundsätzliche Trassenalternativen zur Diskussion stehen, bedürfen andersgearteter Beteiligungsverfahren als eine kleinräumige Planung mit unmittelbaren Auswirkungen auf bestimmte Grundstücke oder enteignungsrechtlicher Vorwirkung. Auch hochstufige Entscheidungsverfahren sollten

allerdings anders als gegenwärtig in angemessener Weise formalisiert und auf eine frühzeitige Beteiligung verschiedener Interessenträger ausgerichtet sein. Nur dann erweisen sie sich als problemadäquat, generieren alle relevanten Informationen und weisen eine aussichtsreiche Kapazität zur Akzeptanzgewinnung auf (vgl. Kap. 9.3).

#### Stärkung der europäischen und gesamtstaatlichen Belange bei der Trassenfestlegung

**574.** Der in der dena Netzstudie I, im transmission development plan der UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity), in den TEN-E-Leitlinien und im EnLAG identifizierte Netzausbaubedarf überschreitet ganz überwiegend die Grenzen von Bundesländern oder sogar Deutschlands. Erst recht gilt dies für Szenarien eines künftigen nordeuropäischen oder mediterranen Super Grid (WEINHOLD 2010). Vor diesem Hintergrund werden bereits neue Planungskompetenzen der Europäischen Union oder auf Bundesebene diskutiert.

Erfahrungen aus der Schweiz und den USA belegen, dass auch andernorts ein offenkundiger Bedarf an nationalen Impulsen oder Steuerungskompetenzen für den Netzausbau auf Übertragungsebene besteht. Bei den heutigen Raumordnungsverfahren in Landesverantwortung ohne präzise Koordinierungsmechanismen ist diese gesamtstaatliche Perspektive nicht gesichert. Demgemäß gibt es Fälle, in denen Raumordnungsverfahren benachbarter Länder zu divergierenden Ergebnissen hinsichtlich der Verknüpfungspunkte an den Landesgrenzen kommen. Angesichts des bestehenden Zeitdrucks spricht insoweit viel für eine Bundesverwaltungskompetenz (SCHNELLER 2007, S. 532). Alternativ bedürfte es straffer Koordinierungsverfahren zwischen interdependenten Landesplanungen.

Neue EU-Kompetenzen zu einer verbindlichen Raumplanung über die finanziellen Impulse der TEN-Kompetenzen hinaus scheinen demgegenüber jedenfalls für Mitteleuropa nicht zwingend geboten und diesbezügliche Vorschläge dürften auf absehbare Zeit politisch auch wenig Erfolg versprechend sein. Nützlich ist aber sicherlich die Beobachtungs- und Signalfunktion der EU im Rahmen der TEN-Fortentwicklung sowie der ENTSO-Netzausbauplanung. Zudem vermag die EU im Bereich der Netzregulierung für grenzüberschreitende Infrastrukturen ergänzende Impulse zu setzen (vgl. Kap. 6.2). Hilfreich wäre dagegen die Entwicklung von europäischen technischen Standards, die sicherstellen, dass langfristig der europäische Netzausbau koordiniert erfolgen kann und die Netze untereinander kompatibel sind.

#### Verbesserte Koordination zwischen Raumordnung, Fachplanung und Netzregulierung

**575.** Zentral ist das Ziel einer verbesserten Koordination zwischen Raumordnung und Fachplanung einerseits sowie mit der Netzregulierung andererseits. Raumordnung und

Fachplanung sollen der Konfliktvermeidung und Konfliktbewältigung zwischen verschiedenen räumlichen Nutzungsansprüchen dienen (zu einem ähnlich koordinierenden Reformbedarf bezüglich des Ausbaus der Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindung: SCHNEIDER 2010a, unter F.). Damit schaffen sie einen rechtssicheren Handlungsrahmen für Investitionen, aber letztlich nur als Angebot für die potenziellen Investoren. Funktion der Netzregulierung ist es aber, hinreichende Investitionsanreize zu belassen oder sogar zu setzen und zugleich die Netznutzer vor ungerechtfertigten Monopolrenten der Netzbetreiber zu schützen. Der Schutz vor Überinvestitionen verlangt eine strenge Bedarfsprüfung für neue Übertragungsleitungen, wie sie auch für die Planrechtfertigung erforderlich ist. Da zudem die planerische Wahl zwischen verschiedenen Trassen oder zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung erhebliche Kostenfolgen haben kann, ist der Abstimmungsbedarf zwischen Planung und Netzregulierung ebenso offenkundig wie derzeit prozedural unterentwickelt.

Erforderlich sind insoweit insbesondere:

- wechselseitige Verfahrensbeteiligungen der zuständigen Behörden mit behördlicher Bindungswirkung von Entscheidungen und
- ein passendes zeitliches Zusammenspiel planerischer und regulierungsbehördlicher Verfahren.

Verfahrensoptionen zur projektadäquaten Verfahrensgestaltung

**576.** Wie Erfahrungen aus anderen Ländern, wie beispielweise der Schweiz zeigen (SCHNEIDER 2010b), kann es sachgerecht sein, flexible Verfahrensgestaltungen zu eröffnen, damit das Verfahren passend zur Komplexität des Projekts, zum Realisierungsbedarf oder zur Konfliktträchtigkeit bzw. bereits erfolgten Konfliktbewältigung gestaltet werden kann. So müsste auch das Raumordnungsverfahren für Stromleitungen nicht komplett abgeschafft werden. Für kleinere Vorhaben kann es sich weiter als geeignet erweisen. Soweit jedoch ein hinreichend strukturiertes hochstufiges Fachplanungsverfahren zur Verfügung steht, könnte auf ein Raumordnungsverfahren verzichtet werden (SCHNELLER 2007, S. 534).

### **9.2.3.2 Ein moderates Reformszenario: bessere Koordinierung**

**577.** Ein moderates Reformszenario würde zwar ebenfalls eine fachliche Bedarfsplanung auf Bundesebene vorsehen, jedoch die Grobtrassierung weiterhin in der Zuständigkeit der Länder belassen. Wichtig wäre dann jedoch eine erheblich verbesserte Strukturierung der länderübergreifenden Koordinierung ihrer Raumplanungen. Hier ließe sich etwa an eine Institutionalisierung diesbezüglicher Koordinationsstellen denken. Wie das Beispiel der Länderkooperation bei der Aufsicht über bundesweite private Fernsehprogramme zeigt, sind solche Arrangements durchaus möglich, bedürfen allerdings für eine stabile Ausgestaltung vermutlich einer komplexen staatsvertraglichen Fundierung. Eine Institutionalisierung

länderübergreifender Planungsorgane durch das Bundesraumordnungsgesetz käme alternativ in Betracht, bedürfte aber einer genaueren kompetenzrechtlichen Bewertung als sie im Rahmen dieses Gutachtens möglich ist. Schließlich kommt noch eine gemeinsame informelle Planung i. S. v. § 8 Abs. 3 ROG in Betracht, die jedoch erhebliche Funktionsdefizite aufweist. Generell sind die Erfahrungen mit Abstimmungsgeboten der Länder bei der übergreifenden Planung von Stromleitungen etwa gemäß § 43b Nr. 4 EnWG eher enttäuschend und sprechen für die hier prioritär vorgeschlagene Bundesfachplanung (SCHNELLER 2007, S. 532).

### **9.2.3.3 Ein weitreichendes Reformszenario: Zweistufige Fachplanung**

**578.** Die Möglichkeiten der Beschleunigung einzelner Verfahren der Raumordnung oder Fachplanung sind nach Ansicht vieler Beobachter weitgehend ausgereizt. Daher muss man grundsätzlicher ansetzen und über den Verzicht auf einzelne Verfahrensstufen nachdenken. Damit muss jedoch angesichts der heute zu vermutenden großen Bedeutung informeller Entscheidungen über Trassenalternativen keine Qualitätseinbuße hinsichtlich der Entscheidungsrichtigkeit verbunden sein, wenn parallel dazu die Trassenwahl auf der Ebene der hochstufigen Planung problemadäquat formalisiert wird. In der Bilanz könnte durch eine höhere Transparenz der jeweiligen Verfahrensgegenstände und eine frühzeitige Beteiligung eines breiteren Spektrums relevanter Interessenträger sogar eine Verbesserung gegenüber der heutigen Rechtslage eintreten. Ein grundsätzlich geeignetes und zumindest partiell auch schon praktisch erprobtes Vorbild für ein derart weitreichendes Reformszenario bietet die zweistufige Verfahrensstruktur in der Schweiz, die sich durch eine formale Prozeduralisierung bereits der hochstufigen Netz- und Trassenplanung auszeichnet.

**579.** Das zentrale neue Element wäre ein Bundesfachplan Übertragungsnetz zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte (de WITT 2006, S. 143). Da der Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien nur eine von mehreren Integrationsstrategien neben Speichernutzung, Lastmanagement und Erzeugungssteuerung darstellt und zwischen den netzbezogenen Optionen Netzoptimierung, -verstärkung und -erweiterung gewählt werden muss, ist eine verbindliche Bedarfsprüfung auf höchster Planungsstufe für alle Akteure von großer Bedeutung und kann ihnen die notwendige Handlungssicherheit verschaffen. Schon dies hat Beschleunigungseffekte. Vor allem aber nimmt der Staat damit seine Infrastrukturgewährleistungsverantwortung wahr (HERMES 1998). Gleiches gilt für die großräumige bundesweite Auswahl von Trassenkorridoren sowie für Grundsatzentscheidungen zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung.

Anders als die Verkehrswegeplanung ist die Planung des bundesweiten Übertragungsnetzes nicht auf Verkehr bzw. Energie sparende bzw. minimierende Raumstrukturen angewiesen

oder diese entziehen sich wie die Umgestaltung der Verteilnetze zu Smart Grids dem Zugriff einer etwaigen Bundesraumplanung. Aus diesem Grund ist hier nicht, wie vom SRU für die Verkehrswegeplanung vorgeschlagen (SRU 2005), eine Integration in die Raumordnung statt in die Fachplanung erforderlich.

Daher kann im vorliegenden Bereich auf eine Integration der Bundesfachplanung für das Übertragungsnetz in eine leitende Bundesraumordnung verzichtet werden. Sollte die Bundesraumplanung jedoch künftig gestaltungsstärker als bisher ausgestaltet werden, wäre eine sachgerechte Einpassung der energiewirtschaftlichen Bundesfachplanung bedenkenswert.

**580.** Wichtig ist eine problemadäquate Ausgestaltung des Planungsverfahrens. Dies betrifft zunächst die gesetzliche Ausgestaltung als administratives Planungsverfahren mit gubernativer Letztentscheidung ähnlich wie es beispielweise der Kommissionsentwurf für ein Umweltgesetzbuch für die Verkehrsplanung vorsah (BMU 1998, S. 1323 ff. und §§ 530 ff.). Dadurch werden sowohl die administrative Verwaltungskraft als auch die hohe demokratische Legitimation der Regierung genutzt. Legalplanungen wie die Umfahrung von Stendal sind nur in seltenen Ausnahmefällen angezeigt und stellen kein Modell für großräumige Trassenplanungen dar. SALJE (2006, S. 115, 123) hat seinen entsprechenden Vorschlag erkennbar als Ausnahme verstanden. Wegen der engen Verknüpfung von Bedarfsfeststellung und großräumiger Trassenplanung empfiehlt sich eine Bündelung beider Entscheidungen in einem Instrument an Stelle einer Differenzierung zwischen gesetzlicher Bedarfsplanung und exekutivischer Trassenfestlegung. Dies schließt aber keineswegs aus, dass gegebenenfalls zur beschleunigenden Komplexitätsreduktion und Problemabschichtung im Rahmen eines normativ abzusichernden Verfahrensermessens der zuständigen Organe eine verfahrensinterne Stufung zwischen Bedarfsfestlegung von bestimmte Räume verbindenden Leitungen einerseits und Trassenkorridorfestlegungen andererseits vorgenommen wird.

**581.** Bedeutsam ist ferner die Zuordnung der Verwaltungskompetenz an Bundesorgane. Nur so lassen sich wirklich großräumige Wechselwirkungen bei der Bedarfsfestlegung und großräumige Alternativen bei der Trassenfindung optimal im Verfahren verarbeiten. Wie auch die Verkehrsplanung zeigt, weichen die Akteure ohne eine solche klare normative Planungskompetenz des Bundes ohnedies regelmäßig in informelle Verfahren aus, die aber nicht mit gleicher Sicherheit Verantwortung zuschreiben und den zur Akzeptanzgewinnung erforderlichen umfassenden Interessenausgleich gewährleisten.

Hinsichtlich der Auswahl der federführenden Behörde für die administrative Erarbeitung des Bundesfachplans bestehen verschiedene Optionen auf ministerieller oder bundesoberbehördlicher Ebene (beispielsweise Bundeswirtschaftsministerium, Bundesumweltministerium, Umweltbundesamt, Bundesnetzagentur, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung), zwischen denen die Gesetzgebungsorgane im Rahmen ihres

Organisationsermessens wählen können. Teilweise wird das Legitimationspotenzial der Bundesnetzagentur skeptisch beurteilt (HERMES 2010). Allerdings sollten die Möglichkeiten einer im Verfahren zu erarbeitenden Legitimationserweiterung nicht unterschätzt werden und auch die behördeninternen Legitimationspotenziale etwa in Gestalt des Beirats in die Überlegungen einbezogen werden. Wichtiger ist aber das Zusammenwirken der durch die Bundesfachplanung Übertragungsnetz berührten Behörden und Träger öffentlicher Belange. Förderlich ist insbesondere eine koordinierte frühzeitige Einbindung zentraler Interessenträger nach dem Vorbild der Schweiz, wo der sogenannte Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) kontinuierlich von einer Gruppe, die Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber, wichtige Netznutzer auf Erzeuger- und Abnehmerseite sowie bundesweit agierende Verbände des Umwelt- und Naturschutzes einschließt, begleitet wird. Von besonderer Bedeutung ist, dass die Umwelt- und Naturschutzverbände hier wirksam einbezogen werden. Die Beteiligung der Verbände im konkreten Planfeststellungsverfahren sollte nicht verkürzt werden. Ein vergleichbares Gremium könnte auch in Deutschland kontinuierlich arbeiten, was bereits organisatorisch schnellere Entscheidungen ermöglichen würde, aber auch das wechselseitige Verständnis erhöhen und kooperationsförderndes Vertrauen wachsen lassen würde. Eine solche Gruppe könnte auch den Erfahrungsaustausch institutionalisieren und dadurch befördern (SRU 2007, Tz. 408, 411 f., 449 und Tz. 370). Diskutabel ist die Einbindung von Landesvertretern bereits in diese Kerngruppe. In jedem Fall müssen sie, ebenso wie lokale Interessenvertreter, in Begleitgruppen zur Bundesfachplanung der einzelnen Leitungsprojekte einbezogen werden (SCHNEIDER 2010b).

**582.** Da Trassen zu den möglichen Gegenständen der Landesraumplanung gehören und mindestens mit den darin festgelegten Raumordnungszielen abzustimmen sind, gewinnen die Abstimmungsinstrumente zwischen Bundes- und Landesplanung durch eine Bundesfachplanung „Übertragungsnetze“ an Bedeutung. Sie können sich angesichts der Planungsaufgabe des Bundes aber auf diese weniger komplexe verwaltungsinterne Abstimmungsaufgabe beschränken und verlangen keine Planungssubstitution nach dem Muster der heutigen Raumordnungsverfahren mehr. Für Projekte, die in den Bundesfachplan aufgenommen sind, ist daher auf die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens zu verzichten.

**583.** Ausgangsbasis der Bundesfachplanung können die regulierungsrechtlich geforderten Investitionspläne der systemverantwortlichen ÜNB sein, die ihrerseits an die Vorgaben der Bundesfachplanung anzupassen sind. Auf diese Weise wird das Wissen der ÜNB genutzt und zugleich deren Dominanz bei der Bewertung von Planungsalternativen nach geltendem Recht prozedural auf ein verträgliches Maß gemildert. Durch die Rückwirkungen auf die Investitionspläne der ÜNB und die in diesen gemäß § 12 Abs. 3a S. 2 EnWG vorzunehmende Konkretisierung der Planumsetzung, die auch einen Ansatzpunkt für regulierungsbehördliche Kontrollmaßnahmen bietet, wird die oben beschriebene

systemische Netzplanung optimiert. Deshalb erscheint es gerechtfertigt, nach Umsetzung des vorliegenden Konzepts für den Ausbau des Übertragungsnetzes auf die punktuellen, ohnedies wenig funktionalen und eher symbolischen Investitionspflichten nach § 9 EEG sowie nach KWKG und Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) zu verzichten.

Zwischen der Bundesfachplanung für Übertragungsnetze und dem regulatorischen Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur (vgl. Tz. 560) gibt es ebenfalls relevante Wechselwirkungen. Einerseits kann ein streng effizienzorientiertes Netzausbaumodell eine wichtige Entscheidungsgrundlage neben anderen im Prozess der Bundesfachplanung bieten. Andererseits ist ein beschlossener Bundesfachplan dem Netzausbaumodell zugrunde zu legen. Dadurch gewinnt dieses an Legitimität und nachfolgende Regulierungsentscheidungen insbesondere über Investitionsbudgets werden berechenbarer, wodurch die Investitionssicherheit ebenso wie die Investitionsanreize für die Netzbetreiber steigen.

**584.** Da es sich nach der vorliegenden Konzeption um eine gesetzlich vorgeschriebene raumwirksame Planung durch die Exekutive handelt, ist in das Bundesfachplanungsverfahren eine Strategische Umweltprüfung ebenso wie eine FFH-Verträglichkeitsprüfung zu integrieren. Dies entspricht auch dem Charakter des Verfahrens, großräumig Korridoralternativen zu bewerten und auszuwählen und trägt zu dessen Kapazität zur Akzeptanzgewinnung bei. Zugleich eröffnet das Verfahren die Möglichkeit einer breiten Öffentlichkeitsbeteiligung. Als hochstufige Grobplanung berührt diese jedoch noch keine individuellen Rechtspositionen und kann daher auch nicht von Einzelnen mit Rechtsmitteln angegriffen werden. Dadurch entsteht unvermeidlich das bekannte Problem der erneuten Alternativenplanung im Planfeststellungsverfahren (de WITT 2006, S. 142, 144). Allerdings kann sich die Planfeststellungsbehörde selbst auf die Prüfung kleinräumiger Alternativen zurückziehen und konzentrieren, da die großräumigen Alternativen in einem formalisierten Verfahren mit Pflichten zur Begründung der Variantenwahl untersucht wurden. Die großräumige Variantenwahl wird unter diesen Bedingungen auf Planfeststellungsebene und im nachfolgenden Gerichtsverfahren nur in seltenen Einzelfällen substantiiert erschüttert werden können (vgl. die empirischen Ergebnisse von LEWIN 2003, S. 134 f.). Dies ist auch unter Rechtsschutzgesichtspunkten akzeptabel, weil diese Abschichtungsleistung der Bundesfachplanung im Vergleich zu den heutigen informellen Trassenfindungsprozessen mit einer prozedural erheblich verbesserten Stellung etwa von Umweltbelangen im Bundesfachplanungsverfahren im Sinne des oft geforderten (Grund-)Rechtsschutzes durch Verfahren kombiniert wird.

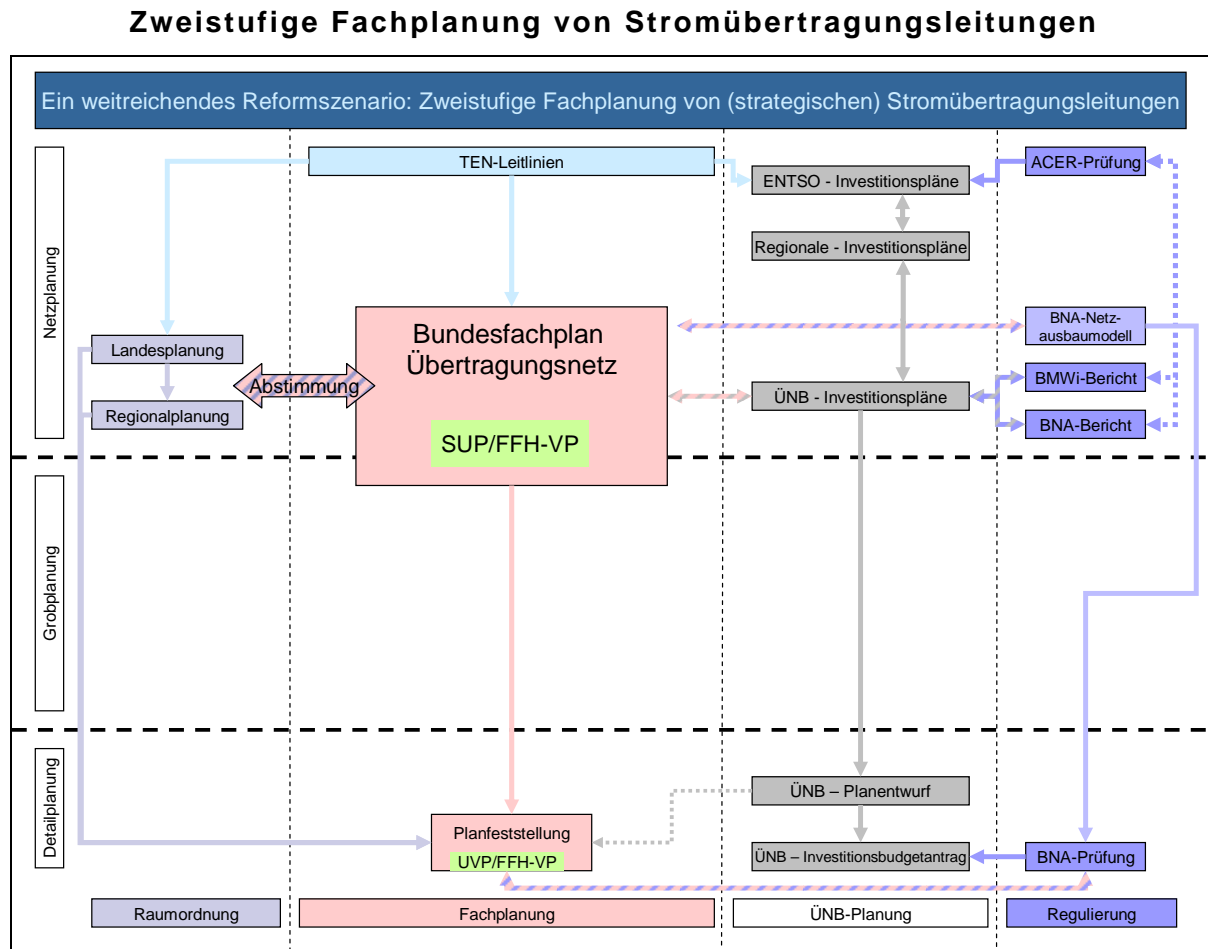
**585.** Hinsichtlich des sich anschließenden Planfeststellungsverfahrens ergeben sich zur geltenden Rechtslage keine fundamentalen Veränderungen. Bedenkenswert erscheint jedoch eine Erweiterung der Planfeststellungspflicht auf alle Hochspannungsleitungen unabhängig davon, ob diese als Freileitung oder Erdkabel ausgebaut werden. Dies



erleichterte es, übergreifende Planungsabschnitte zu definieren und in den Ländern behördliche Kompetenzzentren zur Planfeststellung von Übertragungsleitungen einzurichten. Im Übrigen ist hier auf die nachfolgend skizzierten ergänzenden Reformoptionen hinzuweisen (Abschn. 9.2.4).

Überblickartig würde sich damit eine Planungsstruktur, wie in Abbildung 9-5 dargestellt, ergeben:

Abbildung 9-5



Quelle: SCHNEIDER 2010b

### 9.2.3.4 Verfassungsrechtliche Zulässigkeit der Reformvorschläge

**586.** Unverzichtbarer Maßstab für Reformvorschläge ist deren verfassungsrechtliche Unbedenklichkeit vor allem hinsichtlich der bundesstaatlichen Kompetenzordnung. Diesbezüglich ist zwischen Gesetzgebungs- und Vollzugskompetenzen einerseits und den Sachbereichen Raumordnung und Energiewirtschaft andererseits zu unterscheiden.

**587.** Die Gesetzgebungskompetenzen setzen keine einschneidenden Grenzen. Zunächst umfasst die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz über die Energiewirtschaft nach Artikel 74 Abs. 1 Nr. 11 Grundgesetz (GG) auch Bedarfsplanungen für Stromnetze. Für eine Regelung der gesamträumlichen fachlichen Planung der hier interessierenden

energiepolitisch strategisch bedeutsamen und Ländergrenzen überschreitenden Infrastrukturprojekte stellen auch die Voraussetzungen von Artikel 72 Abs. 2 GG zumindest im Grundsatz keine unüberwindliche Hürde dar (vgl. dazu die Begründung zum Gesetzentwurf des EnLAG, Deutscher Bundestag 2008a, S. 15; zustimmend: LECHLER 2010).

Ebenso ist der Bundesgesetzgeber nach der Föderalismusreform im Bereich der Raumordnung gemäß Artikel 74 Abs. 1 Nr. 31 GG weitgehend zu Vollregelungen ermächtigt, unterliegt insoweit aber gemäß Artikel 72 Abs. 3 Nr. 4 GG der Abweichungsgesetzgebung der Länder. Nach zutreffender Auffassung verfügt er jedoch ergänzend auch weiterhin über eine abweichungsfeste ungeschriebene Vollkompetenz kraft Natur der Sache für die Regelung Ländergrenzen überschreitender Bundesraumordnungskompetenzen (DURNER 2009, S. 374, m. w. N.; mit Bezug zum Energierecht: LECHLER 2010, S. 41, 45; siehe aber auch KOCH und HENDLER 2009, S. 31 ff.). In der Staatspraxis ist gleichwohl eine erhebliche Zurückhaltung des Bundesgesetzgebers hinsichtlich der Regelung einer Bundesraumordnung zu Lasten der Länder festzustellen (DURNER 2009, S. 375).

Bei Bundesgesetzen mit Bezügen zu beiden Kompetenzgrundlagen erfolgt die Zuordnung nach dem Schwerpunkt der Regelung (vgl. dazu am Beispiel des EnLAG: LECHLER 2007, S. 45). Dieser liegt jedenfalls für die hier vorgeschlagene Bundesfachplanung grundsätzlich im Bereich der Energiewirtschaft.

Anders als zu Vollzugskompetenzen im Bereich des Verkehrswesens enthält das Grundgesetz für den Vollzug des Energierechts keine Sonderregeln. Damit greift zunächst die allgemeine Regel des Vollzugs als landeseigene Verwaltung gemäß Artikel 30 GG, von der der Gesetzgeber jedoch unter den Voraussetzungen des Artikels 87 Abs. 3 S. 1 GG abweichen kann. Er kann also energiewirtschaftliche Fachplanungen als Teil des Vollzugs des Energierechts grundsätzlich auch einer Bundesoberbehörde zuweisen. Wie bei den Gesetzgebungskompetenzen ausgeführt, sind für die hier interessierende strategisch bedeutsame Planung des deutschen Übertragungsnetzes auch die Gesetzgebungsvoraussetzungen des Artikels 72 Abs. 2 GG gegeben (zur spezifischen Beachtlichkeit der Grenzen des Artikel 72 GG auch im Rahmen von Artikel 87 GG: SACHS in: SACHS 2009, Art. 87 Rn. 61). Wie bei der anerkanntermaßen zulässigen Regulierung der Übertragungsnetzentgelte durch die Bundesnetzagentur, handelt es sich um eine Verwaltungsaufgabe, die unter den neuartigen Bedingungen einer europäisierten und wegen der zunehmend verbrauchsfernen Stromerzeugung großräumigen Stromversorgung in besonderer Weise eine zentral und bundesweit zu erfüllende Aufgabe darstellt (HERMES in: DREIER 2000, Art. 87 Rn. 85; zur Anwendung auf die Energieregulierung HERMES in: BRITZ/HELLERMANN/HERMES 2008, § 54 EnWG Rn. 5). Ergänzend kann eine Verwaltungskompetenz zur Bundesraumordnung kraft Natur der Sache herangezogen werden, die vom Bundesverwaltungsgericht insbesondere als Grundlage für die zumindest

formal vom Bundesverkehrsminister vollzogene Linienbestimmung für Bundesstraßen gesehen wird (BVerwGE 62, 342, 344). Die insoweit teilweise kritischen Stimmen begründen ihre Bedenken mit der konfligierenden Detailregelung von Landesvollzugskompetenzen im Verkehrswesen gemäß Artikel 90 Abs. 2 GG (SACHS in: SACHS 2009, Art. 90 Rn. 20). Dieser Einwand kommt vorliegend jedoch nicht zum Tragen.

## **9.2.4 Ergänzende Reformoptionen**

### **9.2.4.1 Vollzugserleichterung durch materielle Vorstrukturierung von Abwägungsentscheidungen**

Wahl zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung

**588.** Ein politisch besonders brisantes und lokal konflikträchtiges Thema ist die Entscheidung zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung. Um die regionalen bzw. lokalen Vollzugsbehörden von den hiermit verbundenen Wertungsentscheidungen zumindest partiell zu entlasten, erscheint es sinnvoll, ähnlich wie es in der Schweiz vorgeschlagen wurde, das Instrument eines standardisierten Beurteilungsschemas (MERKER 2010, S. 60 f.) zu erproben und im Erfolgsfall dauerhaft zu nutzen.

In der Schweiz wurden dazu zunächst die Kriterien Umweltschonung, Versorgungssicherheit und kommunale Interessen durch Unterkriterien angereichert und mittels maximal erreichbarer Punkte relativ gewichtet (vgl. Abbildungen 12 bis 14 in SCHNEIDER 2010b). Aufgabe der konkreten Projektprüfung ist es sodann den verschiedenen Alternativen Punktwerte zuzusprechen, was den zuständigen Behörden und der letztlich entscheidenden Regierung Wertungsspielräume belässt. Als nicht unproblematisch erweist sich allerdings die Bewertung von Teilverkabelungen. Die Punktedifferenz zwischen den verglichenen Alternativen gibt ein Maß für die kriterienbezogene Vorteilhaftigkeit einer Variante. Für eine endgültige Entscheidung sind diese Vorteile der schonenden Variante den Mehrkosten gegenüberzustellen.

Eine weitere Steuerung der Erdverkabelung allein auf gesetzlicher Ebene nach dem Muster des EnLAG erscheint nicht hinreichend flexibel (zum Streit über die Sperrwirkung von § 2 EnLAG ggü. landesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung wie in Niedersachsen: LECHLER 2010, S. 45). Allerdings könnte der Gesetzgeber einen Rahmen für ein derartiges Beurteilungsschema vorgeben, der dann in der Vollzugspraxis zu konkretisieren und ebenso wie ihre untergesetzlichen Konkretisierungen kontinuierlich auf ihre Tauglichkeit zu überprüfen wäre.

Wichtig wäre es dabei, ein angemessenes Verfahren zur Entwicklung eines deutschen Beurteilungsschemas zu etablieren. Vorerst wäre etwa an eine Experimentierklausel im EnLAG zu denken.

## Naturschutzrechtliche Prüfungsmaßstäbe

**589.** Unter einer uneinheitlichen Anwendung leidet das Naturschutzrecht im Hinblick auf den Leitungsbau. Nützlich könnte ein solches standardisiertes Beurteilungsschema oder zumindest die Entwicklung einer in möglichst vielen Bundesländern einheitlich genutzten Checkliste deshalb auch für die vollzugsentlastende Konkretisierung der verschiedenen naturschutzrechtlichen Prüfungsmaßstäbe speziell für die Beurteilung von Projekten im Hochspannungsleitungsbau sein (vgl. auch die leitungsspezifische Problemanalyse bei SCHILLER 2009; allg. hierzu: SRU 2007, Tz. 409). Voraussetzung ist, dass die diesbezüglichen Maßstäbe selbst nicht zur Disposition stehen. Dies gilt sowohl für die europarechtlich vorgegebenen Regeln zur FFH-Verträglichkeitsprüfung aus der FFH-Richtlinie bzw. der Vogelschutzrichtlinie (LOUIS 2010, S. 85), als auch für die seit langem im deutschen Recht verankerte naturschutzrechtliche Eingriffsregelung. Ergänzend wäre in diesem Bereich an bundesweite Guidance-Dokumente ohne rechtliche Bindungswirkung zu denken, vergleichbar denen, die die Europäische Kommission im Naturschutzbereich zum Beispiel zum Management von Natura 2000-Gebieten veröffentlicht hat, und die ebenfalls vollzugserleichternd wirken können.

**590.** Ferner ist in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung der hier vorgeschlagenen formalisierten Bundesfachplanung für Übertragungsleitungen unter Einbau der Strategischen Umweltprüfung und einer hochstufigen FFH-Verträglichkeitsprüfung hinzuweisen. Dadurch können frühzeitig konfliktarme Alternativen, durch die Eingriffe minimiert werden, ermittelt werden, sodass die ausgewählten Projekte im Planfeststellungsverfahren aufgrund ihrer überragenden infrastrukturellen Bedeutung nur selten am Habitatschutz scheitern sollten (GELLERMANN 2009, S. 11 f.; SPIETH und APPEL 2009, S. 671 ff.). Die naturschutzfachlich valide Auswahl muss dabei unter vollständiger Berücksichtigung des absoluten Verschlechterungsverbots, das für FFH-Gebiete gilt, erfolgen. Planerisch muss die Kohärenz innerhalb und zwischen den Schutzgebieten gewährt und die Trassenführung mit dem Ziel der Erhaltung möglichst großflächiger unzerschnittener Räume entsprechend ausgerichtet werden.

## Gesetzliche und verwaltungspraktische Optionen zur Verfahrensoptimierung im Planfeststellungsverfahren

**591.** Seit langem werden verschiedene Ansatzpunkte zur Beschleunigung von Planfeststellungsbeschlüssen diskutiert. Hierauf hat der Gesetzgeber bereits mit mehreren Novellierungen insbesondere im Verkehrswegeplanungsrecht, aber auch mit Änderungen im übrigen Infrastrukturplanungsrecht unter Einschluss der §§ 43 ff. EnWG reagiert (LECHELER 2007; SCHNELLER 2007; SCHRÖDER 2007; SCHUMACHER 2009, S. 256). Danach besteht hier für weitere Reformen nur noch wenig Potenzial, sofern man nicht qualitäts- und zugleich akzeptanzsichernde Verfahrenselemente weiter abbauen und damit sogar eventuell Verzögerungen durch politische Proteste riskieren will (SRU 2007, Tz. 407).

Untersuchungen zum Anlagenzulassungsrecht (Bundesimmissionsschutzgesetz, Wasserrecht, Baurecht) belegen allerdings die hohe Wirkung eines geschärften Bewusstseins der Behördenbediensteten für einen gesellschaftlichen Beschleunigungsbedarf (SRU 2007; 2002, Tz 230; ZIEKOW et al. 2005). Insoweit kommt der öffentlichen Diskussion über den Netzausbaubedarf große Bedeutung zu. In diesem Sinne beschleunigend durch Bewusstseinsförderung wirkte etwa auch die Ausweisung strategisch bedeutsamer Ausbauprojekte in einem hier vorgeschlagenen Bundesfachplan Übertragungsnetze. Ein weiterer im Anlagenzulassungsrecht identifizierter zentraler Zeitfaktor ist die Komplexität der Verfahren und vor allem der materiellen Vorgaben. Letztere können, insbesondere im Naturschutzrecht, realistischer Weise nur durch die vorgeschlagenen untergesetzlichen Konkretisierungen in ihrer Komplexität zumindest vollzugsfreundlicher gestaltet werden. Die Verfahrenskomplexität kann durch das hier präferierte Reformszenario eines zweistufigen Fachplanungsprozesses durchaus reduziert werden.

**592.** Beschleunigend wirken nach Untersuchungen zum Anlagenzulassungsrecht Verfahrensfristen (ZIEKOW et al. 2005, S. 325; SRU 2002, Tz. 206) und zwar primär aufgrund einer bloßen Signalwirkung (skeptischer: de WITT 2006, S. 141; SCHNELLER 2007, S. 530 ff.). Diese Beschleunigungswirkung kann durch das Führen von Fristenkatalogen als gute Verwaltungspraxis ebenso wie durch Benchmarkingverfahren erhöht werden (SRU 2002, Tz. 202, 217; SCHNELLER 2007, S. 530 f.). Die im Baurecht teilweise vorgesehene Sanktionierung mittels Genehmigungsfiktionen (Annahme der Genehmigung eines Antrags, wenn dieser nicht innerhalb einer gesetzlich festgelegten Frist von der Behörde beschieden wird), die auch dort umstritten ist, verbietet sich vorliegend bereits aufgrund der Komplexität von Leitungsprojekten.

Das existierende Planfeststellungsrecht für Freileitungen kennt auch bereits viele Verfahrensfristen. Anders als im Schweizer Recht existiert jedoch keine Entscheidungsfrist für die Planfeststellungsbehörde nach Abschluss des Anhörungsverfahrens. Eine solche Frist könnte die Verfahren vermutlich abkürzen, entfällt doch etwa im Anlagenzulassungsrecht auf diese Abschlussphase fast ein Drittel der Gesamtverfahrensdauer (ZIEKOW et al. 2005, S. 330). Wenngleich noch keine verlässlichen empirischen Studien zu den diesbezüglichen Einflussfaktoren vorliegen, sollte neben der Signalwirkung einer Entscheidungsfrist als gute Verwaltungspraxis ohne zwingende Notwendigkeit einer gesetzlichen Fixierung die frühzeitige Unterstützung der lokal zuständigen Behörden durch behördliche Projektmanager (zu positiven Erfahrungen in komplexen Anlagenzulassungsverfahren: ZIEKOW et al. 2005, S. 326 ff.; SRU 2002, Tz. 211, 217; siehe ferner schon früh BULLINGER 1991) und insbesondere anwaltliche Teams (de WITT in: SAUER und SCHNELLER 2006, S. 98; SCHWARZ in: HOFFMANN-RIEM und SCHNEIDER 1996) erwogen werden. Diese sollten möglichst bundesweit an

Planfeststellungen von Stromleitungen mitwirken und daher best-practices weitergeben und Handlungssicherheit vermitteln.

**593.** Beschleunigend und auch in anderer Weise unterstützend können behördliche oder anwaltliche Projektmanager nicht nur in der Abschlussphase des Planfeststellungsverfahrens, sondern ebenso in der Vorantragsphase wirken. Nach Untersuchungen im Anlagenzulassungsrecht erfasst auch diese Phase einen erheblichen Teil der Gesamtverfahrensdauer (ZIEKOW et al. 2005, S. 327, im Immissionsschutzrecht 57 % der Gesamtverfahrensdauer; im Wasserrecht kritischer Faktor gerade in Konfliktverfahren). Trotz der Streichung entsprechender Vorschriften im VwVfG gelten in diesem Zusammenhang insbesondere Antragskonferenzen oder Sternverfahren zur Beteiligung der Träger öffentlicher Belange weiter als Elemente einer guten Verwaltungspraxis (SCHNELLER 2007, S. 532; ZIEKOW et al. 2005, S. 328). Die im Anlagengenehmigungsrecht als kritischer Faktor identifizierte Professionalisierung der mit der Antragstellung betrauten Akteure (SRU 2002, Tz. 224, 226) dürfte im Bereich der Planung von Übertragungsleitungen durch die deutschen ÜNB regelmäßig wenig Optimierungspotenzial aufweisen. Hilfreich könnten jedoch bundesweite Vereinheitlichungen behördlicher Anforderungen an Antragsunterlagen sowie die oben vorgeschlagenen Beurteilungsschemata sein (SRU 2002, Tz. 226, 228).

**594.** Einen weiteren relevanten Zeitfaktor stellt die Beteiligung der Träger öffentlicher Belange dar (SCHNELLER 2007, S. 530), wobei die bereits etablierten Instrumente zur Behördenpräklusion schon mit Blick auf die materiellen Anforderungen des Abwägungsgebots selten genutzt werden und sich tendenziell als symbolische Gesetzgebung erweisen (ZIEKOW et al. 2005, S. 328). Um den Druck auf die beteiligten Behörden aufrecht zu erhalten, ist jedoch eine fakultative Nichtberücksichtigung verspäteter Stellungnahmen sinnvoll (SRU 2002, Tz. 210). Ferner sind Optimierungen der internen Verfahren bei der Beteiligung betroffener Gemeinden denkbar (SRU 2002, Tz. 218 ff.). Unzureichend ist bislang die Beteiligung der Bundesnetzagentur in Verfahren zur Planfeststellung von Stromleitungen (WEYER 2009, S. 215). Durch die in diesem Gutachten vorgesehene Beteiligung der Bundesnetzagentur an der Bundesfachplanung würde sich das Gewicht dieses Defizits mindern, gleichwohl erscheint es ratsam, wenngleich nicht zwingend, in die Regeln zur energiewirtschaftlichen Planfeststellung ausdrücklich eine Prüfungspflicht aufzunehmen, ob eine Beteiligung der Bundesnetzagentur sachgerecht erscheint.

**595.** Demgegenüber stellt die Öffentlichkeitsbeteiligung entgegen landläufigen Vermutungen nach empirischen Untersuchungen zum Anlagenzulassungsrecht keinen wesentlichen Verzögerungsfaktor dar (ZIEKOW et al. 2005, S. 325, 329 f.). Insbesondere wird von vielen Praktikern einem häufig geforderten Verzicht auf Erörterungstermine keine wesentliche Beschleunigungswirkung zugesprochen. Hilfreich könnten allerdings vermutlich

entlastende Gestaltungsvorgaben in behördlichen Leitlinien sein (SCHNELLER 2007, S. 531; de WITT 2006, S. 145).

**596.** Nützlich, aber in erheblichem Maß bereits in § 44a EnWG umgesetzt, sind gesetzliche Vorkehrungen zur Sicherung der Planfeststellung wie Veränderungssperren, Vorkaufsrechte und vorzeitige Besitzeinweisungen (SCHNELLER 2007, S. 532). Aus dem Anlagenzulassungsrecht bekannte Regeln über die Zulassung vorzeitigen Baubeginns haben sich dort nur in Grenzen als erfolgreich für die Beschleunigung der Verfahren erwiesen (ZIEKOW et al. 2005, S. 326). Als derzeit noch offen muss wohl die Frage gelten, ob eine Rechtsschutzkonzentration beim Bundesverwaltungsgericht als erste und letzte Instanz nach dem Vorbild des EnLAG tatsächlich Beschleunigungswirkungen entfaltet. Der Erfahrungsbericht der Bundesregierung betont, dass der Evaluierungszeitraum noch zu kurz ist und zeigt im Übrigen kein einheitliches Bild auf (Deutscher Bundestag 2009; skeptisch auch: MASLATON in: SAUER und SCHNELLER 2006; LECHER 2010). Das Bundesverwaltungsgericht selbst betont einen Flaschenhalseffekt durch eine zu große Anzahl von Verfahren und hebt in seiner aktuellen Rechtsprechung erkennbar und mit guten Gründen die verfassungsrechtlichen Grenzen einer solchen Rechtsschutzkonzentration hervor (BVerwGE 131, 274, Rn. 29 ff.).

### **9.2.5 Ergebnis**

**597.** Im Ergebnis könnte eine weitere Beschleunigung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze erreicht werden ohne wie bisher in erster Linie Beteiligungs- und Klagerechte einzuschränken. Insbesondere schlägt der SRU vor, die bislang ineffektiv ausgestaltete Verfahrensstufung zu straffen. Dies sollte angesichts der heute zu vermutenden großen Bedeutung informeller Entscheidungen über Trassenalternativen ohne Qualitätseinbußen möglich sein.

Das zentrale neue Element wäre ein Bundesfachplan Übertragungsnetze zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte. Da der Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien nur eine von mehreren Integrationsstrategien neben Speichernutzung, Lastmanagement und Erzeugungssteuerung darstellt und zwischen den netzbezogenen Optionen Netzoptimierung, -verstärkung und -erweiterung gewählt werden muss, ist eine verbindliche Bedarfsprüfung auf höchster Planungsstufe für alle Akteure von großer Bedeutung und kann ihnen die notwendige Handlungssicherheit verschaffen. Schon dies hat Beschleunigungseffekte. Zudem nimmt der Staat damit seine Infrastrukturgewährleistungsverantwortung wahr.

## 9.2.6 Planung und Genehmigung von Offshore-Kabelanbindungen

**598.** Neben den Windkraftanlagen an Land müssen auch die Offshore-Windkraftanlagen an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Offshore-Windkraftanlagen werden aus Gründen des Natur- und Küstenschutzes sowie aus touristischen Interessen in erster Linie in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gebaut. Die erforderlichen Kabelanbindungen verlaufen dementsprechend zunächst durch die AWZ und dann durch das Küstenmeer (12-Seemeilenzone) bis zum Einspeisepunkt an Land. Dabei stellen sich spezielle Rechtsprobleme, denn im Hinblick auf diese Netzanbindungen ist zwischen dem Teil der Anbindung, die im Küstenmeer und dem Teil, die in der AWZ erfolgt, zu differenzieren (die seerechtliche Differenzierung zwischen AWZ und Festlandssockel ist für Deutschland irrelevant, da sie geografisch identisch sind (BRANDT und DREHER 2003, S. 139). In der AWZ, wo bislang fast alle Offshore-Windparks errichtet werden, ist das übliche Genehmigungsregime nicht einschlägig (zu den völkerrechtlichen Vorgaben ROSENBAUM 2006; KELLER 2006), sondern die Anbindung wird nach der Seeanlagenverordnung genehmigt. Um die Anlagenbetreiber zu entlasten, ist die Netzanbindung von Offshore-Windparks zudem gemäß § 17 Abs. 2a EnWG vom Übertragungsnetzbetreiber zu gewährleisten (s. Tz. 609).

### 9.2.6.1 Gegenwärtige Rechtslage

#### 9.2.6.1.1 Raumordnung und Naturschutz

**599.** Die Diskussion um die Entwicklung und Nutzung der Offshore-Windenergie einschließlich ihrer Anbindung war stets begleitet von Auseinandersetzungen um den Schutz der natürlichen Meereslebensräume und konkurrierender Nutzungen wie Fischerei, Militär, Rohstoffexploration und Schifffahrt, weshalb einer Raumordnung – auch im Bereich der AWZ – eine besondere Bedeutung zukommt (JARASS et al. 2009, S. 122).

#### Ausschließliche Wirtschaftszone

**600.** Lange Zeit griffen die Instrumente des Raumordnungsrechts in der AWZ nicht. Auch die vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) auf der Grundlage von § 3a Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) im Dezember 2005 festgelegten besonderen Eignungsgebiete für Windkraftanlagen enthielten als Ziele der Raumordnung im Genehmigungsverfahren allein die Aussage, dass gegen eine Errichtung von Windkraftanlagen an diesem Standort keine grundsätzlichen rechtlichen Bedenken bestehen (WUSTLICH 2007, S. 123). Eine Steuerungswirkung konnte mit dieser Festlegung allerdings nicht erreicht werden, weil mit ihr keine Ausschlusswirkung für die Offshore-Windenergie an anderer Stelle verbunden war.



Aufgrund der 2004 eingefügten Verpflichtung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) nach § 18a Abs. 1 S. 1 Raumordnungsgesetz a. F. (nunmehr §§ 1 Abs. 4, 17 Abs. 3 ROG n. F.) Ziele und Grundsätze der Raumordnung aufzustellen, erging 2009 zunächst die Rechtsverordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der *Nordsee* (BGBl. I, S. 3107), die am 26. September 2009 in Kraft trat. Am 10. Dezember 2009 folgte die Rechtsverordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der *Ostsee* (BGBl. I, S. 3861).

Diese Rechtsverordnungen legen planungsrechtliche Grundlagen für die verschiedenen Nutzungen und Funktionen der deutschen AWZ in Nord- und Ostsee fest. Sie regeln die Interessen der Offshore-Windenergiewirtschaft sowie die Belange der traditionellen Nutzungen der Meere (Fischerei, Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Verlegung von Seekabeln und Rohrleitungen, Aquakultur), der wissenschaftlichen Forschung sowie des Meeresumweltschutzes. Ziel dieser Rechtsverordnungen ist es, mehr Planungssicherheit für die Vorhaben der maritimen Windenergienutzung zu schaffen und das Konfliktpotenzial zwischen den Nutzungs- und Schutzinteressen auf See zu reduzieren.

**601.** Der Raumordnungsplan für die Nordsee legt drei Vorranggebiete für die Offshore-Windenergienutzung fest. Diese Festlegung bewirkt allerdings wiederum keine Ausschlusswirkung für die Offshore-Windenergie an anderer Stelle, obwohl das Bundesverkehrsministerium den Windenergievorranggebieten eine solche gemäß § 7 Abs. 4 S. 2 ROG zuweisen könnte (WUSTLICH 2007, S. 123).

Im Hinblick auf den Trassenverlauf von Offshore-Kabelanbindungen bestimmen beide Raumordnungspläne, dass festgelegte Vorranggebiete für die Schifffahrt auf kürzestem Wege zu kreuzen sind und auf vorhandene Rohrleitungen und Seekabel gebührend Rücksicht zu nehmen ist. Die Energieableitungen müssen zu geeigneten Übergangsstellen an der Grenze zur 12-Seemeilenzone durch ausgewiesene Zielkorridore je nach Streckenführung (Richtung Büsum, Norderney/Hilgenriedersiel oder Lubmin) erfolgen. Soweit festgeschrieben, sind die jeweiligen Zielkorridore zur Kreuzung der Verkehrstrennungsgebiete (VTG) zu beachten.

Im Falle einer Kapazitätserschöpfung ist als Grundsatz festgelegt, dass der zusätzliche Kabelbedarf möglichst gebündelt und in Abstimmung mit dem betroffenen Küstenland zu geeigneten Übergangsstellen an der 12-Seemeilenzone erfolgt. Es soll auch allgemein angestrebt werden, eine größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung der Kabel zu erreichen. Zudem ist grundsätzlich auf ausgeübte Nutzungen und bestehende Nutzungsrechte und Belange der Fischerei Rücksicht zu nehmen. Nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt sind, orientiert am Maßstab der besten Umweltpraxis („best environmental practice“ gemäß dem Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebietes vom 9. April 1992 (Helsinki-Übereinkommen)), zu vermeiden.

**602.** Bereits im Mai 2004 hatte das Bundesumweltministerium acht in der AWZ gelegene FFH-Vorschlagsgebiete und zwei Vogelschutzgebiete an die EU-Kommission gemeldet (nationale Schutzgebietsverordnungen wurden durch die zuständige Behörde erstellt). Die zwei Gebiete zum Schutz von Seevögeln sind seit September 2005 als nationales Naturschutzgebiet bzw. internationales besonderes Schutzgebiet (Special Protected Area – SPA) ausgewiesen. Die acht FFH-Gebiete wurden im November 2007 von der EU als Gebiete gemeinschaftlicher Bedeutung (Site of Community Importance – SCI) anerkannt und sind mit Veröffentlichung im Januar 2008 rechtskräftig geworden (nationale Schutzgebietsverordnungen werden gegenwärtig erarbeitet) (zu einem Vergleich rechtlicher Vorgaben für Nationalparke und Natura 2000-Gebiete in Hinblick auf die Zulassung von Seekabelanbindungen vgl. dena 2006). Für die Genehmigung von Kabeln zum Netzanschluss von Offshore-Windparks sind daneben insbesondere artenschutzrechtliche und biotopschutzrechtliche Verbote relevant (zu den naturschutzfachlichen Anforderungen bei der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen s. Kap. 3.4). Nach § 56 Abs. 2 BNatSchG findet die Eingriffsregelung in der AWZ zwar auf die Errichtung und den Betrieb von Windkraftanlagen, die bis Anfang 2017 genehmigt worden sind, Anwendung, aber nicht auf die Kabelanbindung.

**603.** An der Raumordnung der AWZ wurde kritisiert, dass auf die Ausweisungen von Trassen für eine gebündelte Kabelführung verzichtet worden ist und die stattdessen festgeschriebenen und anscheinend mit den Küstenmeerplanungen der Länder nicht immer kompatiblen Zielkorridore eine unzureichende Breite haben (BUCHHOLZ und KRÜGER 2008, S. 28). Überdies konnten Planungen für ein gesamteuropäisches Windenergienetz mangels hinreichender Konkretisierung noch nicht berücksichtigt werden (SCHNEIDER 2010a, S. 47). Positiv ist aber zu werten, dass mit den Raumordnungsplänen ein notwendiger Schritt in Richtung einer raumplanerischen Konfliktminimierung durch den Grundsatz der größtmöglichen Bündelung von Kabeltrassen im Sinne einer Parallelführung und die Bestimmung von Zielkorridoren getan wurde (SCHNEIDER ebd.). Insgesamt betrachtet erfolgt allerdings noch keine vorausschauende Gesamtplanung, durch die langfristig Konflikte und Umweltauswirkungen minimiert werden könnten.

Um die Kabelanbindungen koordiniert zu planen, bedürfte es über die raumplanerischen Festlegungen von Vorranggebieten hinaus allerdings eines koordinierten Ausbaus der Offshore-Windenergie, um auf dieser Basis insgesamt eine planvolle und systematische Anbindung zu ermöglichen. Eine schrittweise Entwicklung und Erschließung von Gebieten für den Ausbau der Offshore-Windenergie, wie sie in anderen EU-Mitgliedstaaten wie Großbritannien und Dänemark erfolgt, würde eine Grundlage für einen systematischen und effizienten Ausbau der erforderlichen Übertragungsnetze bilden. Eine Möglichkeit für eine solche strukturierte Entwicklung wäre das vom SRU in Abschnitt 6.4.3 entwickelte Ausschreibungsmodell zur Fortführung des Offshore-Windausbaus.

## Küstenmeer

**604.** Für den Bereich des Küstenmeeres (12-Seemeilenzone) existieren raumplanerische Vorgaben für die Netzanbindung von den Küstenländern Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein. Das Niedersächsische Landes-Raumordnungsprogramm von 2008 legt für die 12-Seemeilenzone eine Trasse zur Netzanbindung von Pilotphasen von Windparks in der AWZ fest und bestimmt, dass nach Ausschöpfung der Kapazitäten der festgelegten Trasse nur eine weitere Trasse durch die 12-Seemeilenzone eingerichtet werden soll, die vorrangig außerhalb des Nationalparks „Niedersächsisches Wattenmeer“ zu führen ist. Die Änderung des Landes-Raumordnungsprogramms Niedersachsens vom April 2009 legt weitere Planungsabsichten fest. So ist unter anderem vorgesehen, dass im Hinblick auf den absehbaren Beginn der leistungsstärkeren Ausbauphase der Offshore-Windenergienutzung die Regelungen für deren Netzanbindung konkretisiert und ergänzt werden.

Das Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern legt fest, dass Kabel und Leitungen möglichst innerhalb der festgelegten Korridore (marine Vorbehaltsgebiete) zu verlegen sind. Bei Verlegung von Kabeln und Leitungen außerhalb der Korridore sind generell Raumordnungsverfahren durchzuführen. Dabei ist auf eine größtmögliche Bündelung zu achten. Planungen, Maßnahmen und Vorhaben innerhalb der Korridore sollen die Verlegung von Kabeln und Leitungen möglichst nicht beeinträchtigen, um Entwicklungsmöglichkeiten offen zu halten (Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern 2005).

Der Entwurf des Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein strebt eine räumliche Bündelung der Stromleitungen zur Abführung der Strommengen aus der AWZ an, über die Zulässigkeit weiterer Stromleitungen soll aber im Rahmen der im Einzelfall durchzuführenden Genehmigungsverfahren entschieden werden. Hierbei sollen vorrangig Trassenverläufe ohne Querung des Nationalparks geprüft werden, um weitere Belastungen der Naturvorgänge im Nationalpark zu vermeiden. Landseitig ergeben sich weitere Vorgaben durch Regionalplanungen und das EnLAG.

Rechtliche Vorgaben für die Zulassung von Seekabelanbindungen ergeben sich für das Küstenmeer aus der Ausweisung von Nationalparks nach BNatSchG i. V. m. Landesrecht (z. B. dem Gesetz über den Nationalpark „Niedersächsisches Wattenmeer“ vom 11. Juli 2001, zuletzt geändert 19. Februar 2010; dem Gesetz des Landes Schleswig-Holstein vom 24. Februar 2010 zum Schutz der Natur; dem Niedersächsischen Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz vom 19. Februar 2010; dem Gesetz des Landes Mecklenburg-Vorpommern zur Ausführung des Bundesnaturschutzgesetzes vom 23. Februar 2010). In Nationalparks kann das Verlegen von Seekabeln grundsätzlich verboten sein (Befreiung erforderlich). Artenschutzrechtliche und biotopschutzrechtliche Verbote – gegebenenfalls auch solche, die sich aus Landesrecht ergeben – sind auch hier

zu beachten (zu den naturschutzfachlichen Anforderungen bei der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen s. Kap. 3.4).

Um die Genehmigungsverfahren zu koordinieren, wurde der Ständige Ausschuss Offshore-Wind (StAOWind) der Bundesregierung unter Geschäftsführung der Deutschen Energie-Agentur (dena) mit den Küstenländern eingerichtet, der seit 2002 regelmäßig berät. Er vernetzt die Länder Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Bremen, das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

### **9.2.6.1.2 Genehmigung**

**605.** Im Hinblick auf die erforderliche Genehmigung der Kabelanbindung ist ebenfalls zwischen Küstenmeer und AWZ zu unterscheiden.

#### Ausschließliche Wirtschaftszone

**606.** Für die Genehmigung der Kabelanbindungen in der AWZ ist nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 i. V. m. § 1 Nr. 10a Seeaufgabengesetz (SeeAufgG) das BSH zuständig. Es war streitig, welches Genehmigungsregime für die Zulassung der energiezu- und -ableitenden Kabel in der AWZ einschlägig ist (HINSCH 2009, S. 334; ausführliche Diskussion bei WOLF 2004, S. 18 ff.). In der Praxis werden die Netzanbindungskabel eines Windparks vom zuständigen BSH nach § 2 Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) genehmigt. Es handelt sich zwar um eine gebundene Entscheidung, die nur versagt werden kann, wenn einer der Versagensgründe des § 3 SeeAnIV vorliegt, also insbesondere die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigt oder die Meeresumwelt gefährdet wird. Allerdings sind die Versagensgründe durch eine große Offenheit gekennzeichnet, sodass eine konkludente planerische Abwägung nicht ausgeschlossen werden kann (SCHNEIDER 2010a, S. 41). ist als Versagungsgrund beispielsweise nicht vorgesehen, dass angenommen werden kann, dass der Antragsteller die Anlage nicht zu errichten beabsichtigt. Das Genehmigungsverfahren ist in § 5 SeeAnIV nur cursorisch geregelt, allerdings hat das BSH nach ganz überwiegender Auffassung ein stringentes und problemadäquates Verfahren entwickelt (WUSTLICH 2007, S. 124). Der Rechtsrahmen und die Verfahrensabwicklung durch die Behörden von Bund und Ländern werden daher nicht für die eingetretenen Verzögerungen verantwortlich gemacht (JARASS et al. 2009, S. 122).

**607.** Gegenwärtig unterliegt die Anbindung der Offshore-Windparks im Gegensatz zu diesen selbst nicht der Umweltverträglichkeitsprüfung. Die Kabel würden nur dann Gegenstand einer Umweltverträglichkeitsprüfung, wenn sie als Bestandteil des Windparks selbst zu betrachten wären und der Anlagenkomplex selbst nach Maßgabe von § 2a SeeAnIV UVP-pflichtig wäre. Da allerdings die Windkraftanlage und die Kabelanbindung

aufgrund von § 17 Abs. 2a EnWG unabhängig voneinander geplant und errichtet werden (dazu Tz. 609), ist dies nicht der Fall. Durch § 17 Abs. 2a EnWG wurden die ÜNB verpflichtet, die Anbindung der Offshore-Windparks vorzunehmen, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen wurde (§ 118 Abs. 3 EnWG). Nach der derzeitigen Genehmigungspraxis des BSH ergibt sich somit eine eigenständig Genehmigungspflicht für Seekabel nach § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 SeeAnIV. Damit besteht keine UVP-Pflicht für die Kabelanbindung.

In der Nordsee sind inzwischen 22 Offshore-Windparkprojekte und fünf Netzanbindungen, in der Ostsee drei Offshore-Windparkprojekte vom BSH genehmigt worden (BSH 2010).

#### Küstenmeer

**608.** Innerhalb der 12-Seemeilenzone sind die jeweiligen Bundesländer für die Genehmigung von Anlagen und Kabeln zuständig. Die Netzanbindung in der 12-Seemeilenzone als Seekabel und landeinwärts bis zum nächsten technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt unterliegt gemäß § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG der Planfeststellung, zu der das oben Gesagte gilt. Auch hier kommt der Planrechtfertigung eine erhöhte Bedeutung zu.

#### **9.2.6.1.3 Netzanbindung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG**

**609.** Seit der Einführung des § 17 Abs. 2a EnWG durch das InfraStrPlanVBSchIG sind die ÜNB verpflichtet, die Leitungen vom Umspannwerk der Offshore-Anlage bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilnetzes zu errichten und zu betreiben. Die Netzanbindung muss zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein. Die Regelung ist befristet auf Anlagen, mit deren Errichtung bis Ende 2015 begonnen wurde. Die Anschlusskosten trägt der ÜNB, sie werden aber über eine finanzielle Verrechnung unter den ÜNB ausgeglichen. Die Regelung beabsichtigt die Entlastung der Windparkbetreiber von den Netzanbindungskosten und soll eine durch die Bündelung von Trassen koordinierte und damit volkswirtschaftlich günstige Netzanbindung ermöglichen (WUSTLICH 2007, S. 126). Zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern entsteht so allerdings ein enges Abhängigkeitsverhältnis (SCHNEIDER 2010a, S. 51): Auf der einen Seite sind die Anlagenbetreiber von der rechtzeitigen Fertigstellung der Netzanbindung ihrer Anlagen abhängig, weil sie ohne Stromeinspeisung ihre Investitionen nicht refinanzieren können. Auf der anderen Seite drohen den Übertragungsnetzbetreibern „stranded investments“, wenn die projektierten Offshore-Anlagen scheitern, zumal trotz der gesetzlichen Anschlussverpflichtung keine Sicherheit besteht, dass die Anschlusskosten im Rahmen der Netzentgeltregulierung akzeptiert werden. Die Regelung führt zum sogenannten „Henne-Ei-Problem“: Um die Finanzierung seiner Anlage sicherzustellen, benötigt der Offshore-

Windparkbetreiber eine Netzanbindungszusage des ÜNBs, dieser macht seine Zusage aber vom Finanzierungsnachweis der Banken abhängig (Bundesnetzagentur 2009b, S. 3).

**610.** Im Oktober 2009 hat die Bundesnetzagentur ein Positionspapier veröffentlicht, um diese Konfliktlage aufzulösen (Bundesnetzagentur 2009b). Das Positionspapier enthält drei wesentliche Aussagen. Erstens werden Anbindungskriterien aufgestellt, aufgrund derer von einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Offshore-Anlage ausgegangen werden kann, und deren Vorliegen die konkrete Verpflichtung der ÜNB zur Anbindung begründet. Zweitens wird eine halbjährliche Stichtagsregelung eingeführt, mit der wirtschaftlich und ökologisch effiziente Sammelanbindungen gefördert werden sollen. Drittens geht die Bundesnetzagentur eine Selbstbindung ein, indem eine Nichtrealisierung des Offshore-Projekts einem Übertragungsnetzbetreiber dann nicht entgegengehalten werden soll, wenn die Netzinvestition nach Erfüllung der Anbindungskriterien erfolgt ist. Die vollständige vorherige Kostenanerkennung im Rahmen der Investitionsbudgets, wie sie von den Übertragungsnetzbetreibern gefordert wird, hält die Bundesnetzagentur allerdings nicht für erforderlich (Bundesnetzagentur 2009b, S. 19). Insgesamt ist das Positionspapier als sinnvoller Kompromiss zwischen den verschiedenen Interessen anzusehen. Bestehen bleibt allerdings das Problem, dass eine vernünftige Bündelung der Trassen durch die Sechsmonatsfrist für die Anbindung verhindert wird.

#### **9.2.6.2 Defizite**

**611.** Im Hinblick auf die Genehmigung von Offshore-Windparks in der AWZ – und damit verbunden auch der Netzanbindung – wurde bereits konstatiert, dass der Ablauf des Genehmigungsverfahrens zwar in der SeeAnIV nur sehr grob geregelt ist, sich aber durch kompetente und stringente Handhabung durch das BSH eingespielt hat (WUSTLICH 2007, S. 124). Umfangreiche Konsultationen mit den betroffenen Trägern öffentlicher Belange, Interessenverbänden (z. B. Naturschutzverbände) sowie der Öffentlichkeit sind etabliert worden. Die befürchteten Hindernisse im Genehmigungsverfahren aufgrund von Rechtsunsicherheiten bei der Auslegung der SeeAnIV scheinen sich somit bislang nicht bestätigt zu haben (KLINSKI 2005, S. 60).

**612.** Im Hinblick auf die übergreifende Planung der Offshore-Netzanbindung wird ein Zielkonflikt zwischen der Optimierung der Netzanbindung und deren Rechtzeitigkeit konstatiert (HINSCH 2009, S. 340). Dieser ergibt sich daraus, dass es einerseits wünschenswert ist, dass die Anbindungen gebündelt erfolgen, andererseits es den Anlagenbauern nur begrenzt zuzumuten ist, auf die Netzanbindung zu warten, weil dies massive wirtschaftliche Verluste zur Folge haben kann. Dass die Stichtagsregelung, die die Bundesnetzagentur durch ihr Positionspapier eingeführt hat, eine hinreichende Bündelungswirkung entfalten wird, wird wohl zu Recht bezweifelt (SCHNEIDER 2010a, S. 22).

Als problematisch stellte sich insbesondere die Regelung des § 17 Abs. 2a EnWG dar, der den zuständigen ÜNB verpflichtet, die Netzanbindung einer Offshore-Windanlage zu errichten. Aus der Praxis wird diese Regelung kritisch bewertet, weil sie keine sinnvolle Bündelung der Netzanbindungen zulässt. Durch den gerichtlich durchsetzbaren Anspruch des Offshore-Windanlagenbetreibers gegen den zuständigen ÜNB kann letzterer nicht über die von der Bundesnetzagentur vorgegebenen sechs Monate hinaus warten, um für mehrere Offshore-Anlagen eine gemeinsame Anbindung herzustellen. Damit sind teilweise vorausschauende gemeinsame Anbindungen nicht möglich.

Die getroffene Risikoverteilung dieser „drittnützigen“ Netzanbindung führt auch zu der Gefahr von erheblichen finanziellen Belastungen sowohl auf Seiten des Anlagenbetreibers als auch des Übertragungsnetzbetreibers. Solange die Netzanbindung nicht fertig gestellt ist, hat der Anlagenbetreiber keine Möglichkeit, seine außerordentlich hohen Investitionen zu refinanzieren. Andererseits übersteigen die Kosten der Offshore-Anbindung deutlich die anderer EE-Anlagen. Wird die Anlage nicht errichtet, werden diese erheblichen Investitionen funktionslos. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass sich dieses Problem durch das oben dargestellte Positionspapier nunmehr aufgelöst hat (ZERRES 2010). Während diese Annahme plausibel erscheint, fehlen dazu allerdings bislang ausreichend Erfahrungswerte. Über das „Henne-Ei-Problem“ hinaus, erlaubt es § 17 Abs. 2a EnWG insbesondere aber nicht, die Anbindungen zu steuern, weil diese nicht aufgeschoben werden können, um mehrere Projekte gemeinsam anzuschließen. § 17 Abs. 2a EnWG führt damit zu nicht effizienten Lösungen. Zudem steht die aktuelle strikte Effizienzorientierung der Netzentgeltregulierung einem vorausschauenden Offshore-Netzausbau, der Kapazitäten über den aktuellen Bedarf hinaus bereitstellt, entgegen (SCHNEIDER 2010a, S. 26).

**613.** Allerdings wird festgestellt, dass es an geeigneten Instrumenten fehlt, um eine zweckmäßige Steuerung der Netzanbindung zu gestalten und zu sinnvollen Systemlösungen zu kommen. Das geltende Recht normiert einen Genehmigungsanspruch und nimmt dem zuständigen BSH damit Gestaltungs- und Abwägungsmöglichkeiten (SRU 2003, S. 13). Kritisiert wird außerdem die Aufspaltung der Genehmigung zwischen AWZ und Küstenmeer, die eine gute Koordination der Genehmigungsverfahren von BSH und Bundesländern erforderlich macht, was nicht immer erfolgreich zu sein scheint. Dies scheint seine Ursache insbesondere auch darin zu haben, dass die Genehmigung im naturschutzrechtlich sensibleren Küstenmeer (12-Seemeilenzone) langwieriger und aufwendiger ist als in der AWZ und eine zeitliche Abstimmung daher schwierig ist.

### **9.2.6.3 Reformvorschläge**

**614.** Das Genehmigungsverfahren scheint weniger im Hinblick auf die Dauer der Verfahren, die tatsächlich ausreichend formalisiert und standardisiert ablaufen, reformbedürftig als vielmehr im Hinblick auf seine mangelnde Steuerungswirkung und

-möglichkeit. In dieser Hinsicht könnte sich zum einen ein Planfeststellungsverfahren als vorteilhaft erweisen, das über flankierende Ermessenserwägungen erlaubt, vernetzten Lösungen den Vorrang zu geben. Der SRU hat demgemäß schon 2003 empfohlen, analog den Grundsätzen des Wasserrechts ein Bewirtschaftungsermessen auch im Hinblick auf die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen und damit auch für deren Kabelanbindung einzuräumen (SRU 2003, S. 14). Damit wäre nicht nur das Planungsermessen, sondern auch ein der Sache angemessenes Trägerverfahren mit Konzentrationswirkung und Öffentlichkeitsbeteiligung gewährleistet. Wünschenswert, wenn auch praktisch aufgrund der zwischen Bund und Ländern geteilten Kompetenzen schwer durchsetzbar, wäre zudem eine einheitliche Genehmigung des Kabels in einem einzigen Verfahren.

**615.** Für die internationale Vernetzung (z. B. zur Anbindung der norwegischen Speicherpotenziale) ist es erforderlich, die Interkonnektoren in der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) den Kraftwerken rechtlich gleichzustellen, damit sichergestellt ist, dass ausländische Netzbetreiber einen Rechtsanspruch auf Netzanschluss und Einspeisung in die nationalen Netze besitzen.

**616.** Auch im Bereich der Offshore-Anbindung existieren Koordinationsdefizite hinsichtlich der Steuerungsansätze für den Ausbau der Windenergienutzung und der damit zusammenhängenden Netzanbindung. Der im Hinblick auf den terrestrischen Netzausbau vertretene Ansatz einer zentralen Planung könnte auch hier vielversprechend sein. Eine Abstimmung zwischen bundesrechtlicher Raumplanung in der AWZ und den Raumplanungen der Länder in der 12-Seemeilenzone wäre erforderlich. Eine Steuerungsmöglichkeit wäre das vom SRU in Kap. 8.3 entwickelte Ausschreibungsmodell zur Fortführung des Offshore-Windausbaus, das es erlauben würde, auch die Netzanschlüsse zu bündeln. Grundsätzlich wird es allerdings erforderlich werden, die Netzanbindung der Offshore-Windenergieanlagen vom Prinzip des Einzelanschlusses zu lösen und den Grundsatz des vermaschten Netzes auch gesetzlich zu verankern. Anders wird es nicht möglich sein, den geforderten massiven Ausbau der Offshore-Erzeugungskapazitäten naturverträglich zu ermöglichen. Der Paradigmenwechsel hin zu einem kohärenten Netz könnte beispielsweise im EnWG verankert werden und so als öffentlicher Belang ins Genehmigungsverfahren einfließen. Im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 ist bereits vorgesehen, dass die rechtlichen Voraussetzungen für die Cluster-Anbindung von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee geschaffen werden sollen (BMWi und BMU 2010, S. 20).

### **9.3 Akzeptanz für den Netzausbau**

**617.** Vor allem der Ausbau der Energieleitungen auf dem Land, der für die Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien erforderlich ist, trifft auf große Akzeptanzschwierigkeiten. Insbesondere der fortschreitende Ausbau der Windenergie erfordert die Anpassung des



Stromnetzes, um den in den nördlichen Bundesländern gewonnenen Strom in die Verbrauchszentren leiten zu können. Der Ausbaubedarf des Stromnetzes konzentriert sich daher auf bestimmte Regionen (NITSCH et al. 2004, S. 237; DUH 2010a). Gegen eine Vielzahl der aktuellen Projekte zum Neubau von Höchstspannungsleitungen haben sich Bürgerinitiativen gebildet (vgl. Überblick bei DUH 2010a). Von vielen Seiten wird entsprechend konstatiert, der Widerstand gegen den Netzausbau stelle den maßgeblichen Flaschenhals für den Ausbau der erneuerbaren Energien dar.

**618.** Kritik erfolgt zum einen durch Vertreter des Naturschutzes, die eine Gefährdung von Vögeln in Durchzugs- und Rastgebieten vor allem in ökologisch sensiblen Bereichen wie beispielsweise in küstennahen Niederungen und Feuchtgebieten befürchten. Zum anderen protestieren Anwohner gegen neue Freileitungen aufgrund befürchteter gesundheitlicher Gefährdungen durch Strahlungseinwirkungen (elektro-magnetische Felder) und eines Wertverlusts von Immobilien in der Nähe von Energieübertragungsleitungen. Auch die Auswirkung auf das Landschaftsbild ist ein wichtiger Anlass für Widerstand gegen Leitungsneubauten (ZEWE 1996).

Aufgrund der Länge der geplanten Leitungstrassen ist oftmals eine Vielzahl von Anwohnern betroffen, die aber, anders als es bei Anlagen zur Erzeugung von Energie der Fall sein kann, regelmäßig keine wirtschaftlichen Vorteile in den Leitungen sehen, sondern überwiegend Nachteile. Auch ein Nutzen für die betroffenen Regionen als Ganzes ist mit den Energieleitungen in der Regel nicht verbunden.

Bevor auf konkrete Lösungsvorschläge eingegangen wird, sollen nachfolgend zunächst einige Aspekte vertieft dargestellt werden. Dazu zählen die derzeit beim Neubau von Energieleitungen stattfindende Öffentlichkeitsbeteiligung und die Frage der Erdverkabelung, der ein hohes Potenzial zur Minderung der bestehenden Konflikte zugesprochen wird. Abschließend wird diskutiert, ob die Akzeptanz des Netzausbaus neben den in Kapitel 8.5 dargestellten Elementen einer gesellschaftlich-integrativen Strategie zusätzliche Schritte erfordert.

### **9.3.1 Öffentlichkeitsbeteiligung beim Ausbau von Energieleitungen**

**619.** Das Planungsrecht für Energieleitungen ist erst 2001 mit dem UVP-Änderungsgesetz für bestimmte Hochspannungsleitungen bundeseinheitlich im EnWG geregelt worden (KÄMPER 2007, S. 112). Für bestimmte, vom EnWG nicht erfasste Energieleitungen gilt das Landesrecht fort. § 43 EnWG regelt, wann ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden muss (Tz. 563). In einem Planfeststellungsverfahren wird durch eine Behörde einheitlich und umfassend über die öffentlich-rechtliche Zulässigkeit des Vorhabens entschieden. Dabei werden die berührten öffentlichen und privaten Belange umfassend gegeneinander abgewogen (SCHLACKE et al. 2010, S. 180).

Durch das Ende 2006 in Kraft getretene Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben wurden die Vorschriften über die Planfeststellung im EnWG neu gefasst. Insbesondere wurden die für alle Planfeststellungsverfahren geltenden §§ 72 ff. VwVfG durch die § 43a ff. EnWG n. F. mit der Absicht einer Verfahrensbeschleunigung modifiziert. Eine weitere Straffung des Planungs- und Genehmigungsverfahrens erfolgte 2009 durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Die Dauer des Zulassungsverfahrens soll unter anderem dadurch verkürzt werden, dass im Gesetz die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von derzeit 24 vordringlichen Leitungsbauvorhaben verbindlich festgestellt wird. Die Erforderlichkeit der Vorhaben muss daher im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens nicht gesondert überprüft werden. Das EnLAG regelt auch, dass die Bundesländer auf ein Raumordnungsverfahren für Energieleitungsnetze verzichten können.

Um den Netzausbau zu beschleunigen, wurden für Vorhaben, die in der Anlage des EnLAG aufgeführt sind, die Klage- und Beteiligungsrechte gegenüber den Beteiligungsmöglichkeiten in einem Planfeststellungsverfahren nach den §§ 72 ff. VwVfG noch weiter als bereits zuvor eingeschränkt. So sind nunmehr Einwendungs- und Präklusionsfristen verkürzt, die Durchführung eines Erörterungstermins steht im Ermessen der Behörde. Für diese Vorhaben wurde die erst- und letztinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts festgelegt (kritisch zu den verfassungsrechtlichen Grenzen der Verfahrensbeschleunigung HOLZNAGEL und NAGEL 2010). Dies steht im Widerspruch zu den Forderungen der durch konkrete Ausbauprojekte Betroffenen nach realen Beteiligungsmöglichkeiten und umfänglicher Transparenz von Planungsverfahren beim Ausbau der Höchstspannungsnetze. Nach empirischen Untersuchungen wünscht sich der ganz überwiegende Teil der Anwohner, dass Beteiligungsmöglichkeiten ausgebaut und nicht beschnitten werden. Dies betrifft die Auslage von Plänen im Internet, die Abstimmung von Dauer und Zeitpunkt der Auslage auf die Bedürfnisse der Betroffenen sowie die Begleitung durch Planungsexperten (SCHWEIZER-RIES et al. 2010, S. 24 f.).

**620.** Planfeststellungsverfahren und die anschließende Enteignung für den Bau einer neuen Freileitung nehmen bislang Zeiträume von acht bis zehn Jahren oder mehr in Anspruch (JARASS und OBERMAIR 2005, S. 5; SCHNELLER 2007). Bislang lässt sich nicht abschließend beurteilen, ob die Gesetzesänderungen tatsächlich zu Beschleunigungen führen. Jedenfalls wird der Verzicht auf den Erörterungstermin auch von Netzbetreibern kritisch gesehen, die darauf hinweisen, dass der Erörterungstermin auch für den Vorhabenträger hilfreich ist, um die eigene Planung zu optimieren und planerische Konflikte möglichst frühzeitig zu entschärfen (SCHNELLER 2007). Auch die Verkürzung der Verbandsbeteiligung kann zur Folge haben, dass naturschutzfachliche Aspekte nicht im ausreichenden Maß von den Verbänden eingebracht und in der Planung berücksichtigt werden. Die Bearbeitung sachlicher Zielkonflikte des Netzausbaus mit Belangen des Naturschutzes wird damit noch schwieriger als bisher. Vielfach wird überdies hervorgehoben,

dass es im Bereich des Netzausbaus – wie auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien – in erster Linie um die Förderung von Akzeptanz geht, weniger Öffentlichkeitsbeteiligung allerdings nicht zu mehr Akzeptanz beiträgt (HOLZNAGEL und NAGEL 2010). Im Gegenteil leidet mit der Qualität des Verfahrens auch die Akzeptanz der Verwaltungsentscheidung (HOLZNAGEL und NAGEL 2010, S. 677).

### **9.3.2 Erdverkabelung als Akzeptanz fördernder Faktor**

**621.** Eine Schlüsselrolle in der Diskussion um die Akzeptanz von Hochspannungsleitungen nimmt regelmäßig die Frage der Erdverkabelung ein (SCHWEIZER-RIES et al. 2010, S. 30). Dieses Thema wird sehr kontrovers diskutiert. Ausgangspunkt ist die – nicht unumstrittene – Annahme, dass Erdkabel von Trassenanwohnern eher akzeptiert werden und damit auch schneller zu realisieren sind als Freileitungen (SCHNELLER 2007).

**622.** Gegen die Erdverkabelung von Leitungen werden verschiedene Argumente vorgebracht. Die Bundesnetzagentur wendet gegen die Erdverkabelung ein, dass diese in der Gesamtkostenbetrachtung deutlich teurer sei als eine Freileitung. Einzelne Studien weisen auf einen Mehrkostenfaktor von drei bis sechs und mehr hin (Bundesnetzagentur 2008b, S. 9). Die Mehrkosten entstehen aufgrund von höheren Investitionskosten, der angenommenen kürzeren Lebensdauer und den höheren Kosten für die Wartung und Instandhaltung. Die Höhe der Kosten wird zukünftig auch davon abhängen, inwieweit die Ausweitung der Angebotskapazitäten mit der Nachfrage mithalten kann (Bundesnetzagentur ebd.). Bei einem siebenfachen Mehrkostenfaktor werden für den für die Windkraft bis 2015 erforderlichen Netzausbau Kosten in Höhe von 5 Mrd. Euro bei Erdverkabelung gegenüber 720 Mio. Euro bei Errichtung von Freileitungen genannt (SCHNELLER 2007). Bereits die Verkabelung von Teilstrecken erhöht danach die Kosten deutlich. Würden die Mehrkosten von der Bundesnetzagentur anerkannt, könnten sie allerdings auf die Stromkunden umgelegt werden.

Die Kombination von Freileitungen und Verkabelung auf einer Strecke wird als durchaus problematisch bewertet, weil die Übergänge von der Freileitung zum Kabel und umgekehrt technisch und finanziell aufwendig sind. Vielfach wird daher eine generelle Verkabelung von Höchstspannungsleitungen gefordert. Dem wird entgegengehalten, dass die Erdkabel-Technologie für den Ferntransport von Elektrizität über große Strecken aufgrund mangelnder Erfahrung zurzeit technisch noch nicht ausgereift ist (Bundesnetzagentur 2008b). Auch wenn statistische Daten bisher nicht vorliegen, wird bei bestehenden Erdkabeln eine höhere Nichtverfügbarkeit als bei Freileitungen konstatiert, die zum Beispiel auf Schäden an den einzelne Abschnitte verbindenden Muffen zurückzuführen sind.

Zudem befürchtet die Bundesnetzagentur entgegen dem intendierten Beschleunigungseffekt eine Verzögerungswirkung durch die Erdverkabelung, weil die Kabel nicht standardisiert

bestellt werden können, sondern erst nach der Feststellung des genauen Verlaufs der Trasse, das heißt nach Vorliegen des Planfeststellungsbeschlusses geordert werden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass dies zu einer Verzögerung gegenüber Freileitungen von etwa einem Jahr führt (Bundesnetzagentur 2008b, S. 10).

**623.** Für eine Verlegung von Erdkabeln wird vorgebracht, dass sie aufgrund der höheren Akzeptanz der Anwohner die Dauer von Planungsverfahren stark verkürzen könnte. Die ganz überwiegende Zahl der gegen den Neubau von 380 kV-Leitungen gegründeten Bürgerinitiativen fordert nicht den Verzicht auf den Leitungsausbau, sondern die Verlegung der Hochspannungsleitungen als Erdkabel (vgl. Übersicht bei DUH 2010a). Empirische Untersuchungen bezeichnen Erdkabel als die deutlich bevorzugte Alternative. Dies gilt interessanterweise auch dann, wenn das Wissen über Erdkabel tatsächlich gering ist (SCHWEIZER-RIES et al. 2010, S. 18). Die Akzeptanz des Netzausbaus in Niedersachsen zu erhöhen, war auch das Hauptziel des Niedersächsischen Erdkabelgesetzes, das eine Verkabelung für Leitungen über 110 kV für „technisch und wirtschaftlich sinnvolle Teilabschnitte“ vorsah (SCHÖRSHUSEN 2010), das aber zwischenzeitlich durch das EnLAG obsolet geworden ist.

Im Hinblick auf die Kosten, die durch die Erdverkabelung entstehen, gibt es auch deutlich konservativere Schätzungen. Im Rahmen des Gutachtens von BRAKELMANN und ERLICH (2010) wurde ein Fallbeispiel einer Overlay-Trasse mit einer Übertragungsleistung von 3.000 MW über eine Entfernung von 500 km für unterschiedliche Übertragungstechnologien untersucht. Unterschieden wurden die Technologien dabei nach Gleichstromübertragung (HVDC-VSC) mit einer Spannungsebene von 300 kV oder nach uni- bzw. bipolarer Wechselstromübertragung (HVAC) mit einer Spannungsebene von 380 kV oder 500 kV. Die Varianten wurden jeweils mit einem Anteil von 0 %, 20 %, 50 % oder 100 %-Verkabelung an der an der Übertragungstrasse betrachtet. Die Gutachter kamen zu dem Ergebnis, dass sich alle untersuchten Varianten in den absoluten Kosten (Investition und Übertragungsverluste) im Bereich zwischen 1,1 und 4,2 Mrd. Euro bewegen. Bei einer Ausführung in Drehstromtechnik (HVAC) ist danach eine 100 %-Verkabelung etwa um den Vollkostenfaktor 3,5 bis 4 höher als eine reine Freileitungstrasse. Der Vollkostenfaktor sinkt jedoch bei einer Teilverkabelung von 20 % auf etwa 1,5 ab. Bei einer Ausführung in Gleichstromtechnik (HVDC-VSC) beläuft sich der Vollkostenfaktor einer 100 %-Verkabelung sogar nur auf etwa 1,2 im Vergleich zu einer Freileitung.

Unter der Prämisse, dass der Netzausbau durch die Verkabelung deutlich beschleunigt werden kann, könnten sich aus volkswirtschaftlicher Sicht zudem die höheren Anfangsinvestitionen für Erdkabel gegenüber Überlandleitungen auf mittlere Sicht deshalb rentieren, weil den Kosten für Erdkabel die vermiedenen Verluste der Betreiber von EE-Anlagen gegenüberstehen, die aus der Abschaltung der Anlagen aufgrund von Netzengpässen resultieren würden.

Weiterhin wird auch ein in der Regel geringerer Eingriff in Natur und Landschaft dafür angeführt, die Leitung als Erdkabel zu verlegen. Freileitungen sind (mit wenigen Ausnahmen wie felsigem Grund und Moore) in sämtlichen Bereichen hinsichtlich der Umweltauswirkungen wie Vogelschlag, Landschaftsbild, Magnetfeld, elektrische Felder und Eingriffe in Gehölze ungünstiger (VOLLMER 2010). Erdkabel verursachen einen geringeren Flächenverbrauch. Die Erdverkabelung verringert auch andere negative Auswirkungen von Übertragungsleitungen wie Geräuschentwicklung und die Gefahr von Stromschlägen.

**624.** Im Ergebnis handelt es sich bei der Entscheidung zwischen dem Bau von Freileitungen versus Erdverkabelung um eine Abwägungsentscheidung zwischen deutlich niedrigeren Kosten einerseits und einer Akzeptanz verbessernden Strategie andererseits. Sowohl das Umweltbundesamt als auch Betroffene rufen dazu auf, die Entscheidung über die Verkabelung der Trassen nicht auf eine technisch-wirtschaftliche Dimension zu reduzieren, sondern Naturschutz- und Akzeptanzfragen eine gleichwertige Bedeutung beizumessen (VOLLMER 2010).

Gegenwärtig ist dagegen die Erdverkabelung rechtlich nur in engen Grenzen vorgesehen. Neben speziellen Ausnahmen für die Fortführung von Seekabeln an Land (§ 43 S. 3 und S. 4 EnWG) ist eine Erdverkabelung derzeit nur für die im EnLAG vorgesehenen vier Pilottrassen vorgesehen. Eine Bewertung – auch hinsichtlich der Gesamtkosten der Errichtung und des Betriebs der verkabelten Teilabschnitte – ist nach Auffassung der Bundesregierung erst nach Fertigstellung und während des täglichen Betriebs der EnLAG-Erdkabelprojekte möglich (Deutscher Bundestag 2010).

**625.** Eine Möglichkeit, die Entscheidung für die Variante Erdkabel transparenter und nachvollziehbarer auszugestalten, wird in Textziffer 588 dargestellt. Dort wird vorgeschlagen, das Instrument eines standardisierten Beurteilungsschemas zu erproben und im Erfolgsfall dauerhaft zu nutzen, ähnlich wie es in der Schweiz diskutiert wird (MERKER 2010). In dem vorgeschlagenen Schweizer Bewertungsschema sollen neben den oben diskutierten Aspekten auch zusätzliche wie die betroffenen kommunalen Interessen (z. B. Tourismus, Naherholung) oder eine mögliche Landentwertung und auch Kostenaspekte (Investitions- wie Betriebskosten) einbezogen werden. Ist ein solches Instrument in einem transparenten Verfahren entwickelt und erprobt, könnte es langfristig angewandt werden und damit zu einer auf sachlichen Kriterien basierenden Entscheidung über die Erdverkabelung beitragen.

### **9.3.3 Gesellschaftlich-integrative Ansätze zur Förderung der Akzeptanz für den Stromnetzausbau**

**626.** Grundsätzlich sind innovative Strategien erforderlich, wenn der Ausbau der Stromnetze nicht unter anderem wegen Akzeptanzproblemen zum Engpass werden soll. Der Bau von Hochspannungsleitungen ist auch deshalb konflikträftig, weil die Beeinträchtigungen für Anwohner und die Eingriffe in Natur und Landschaft nicht durch einen

direkten Nutzen für die Region oder einen persönlichen Nutzen ausgeglichen werden können. Zu berücksichtigen sind zudem bestehende Belastungen durch Infrastruktur in Regionen, wie zum Beispiel Autobahnen, ICE-Trassen oder Abfalldeponien.

**627.** Um Belastungen auszugleichen, werden auch finanzielle Kompensationen für die betroffenen Regionen vorgeschlagen. Es wird angeregt, die Kosten für Kompensationsleistungen in die von der Bundesnetzagentur anzuerkennenden Investitionsbudgets aufzunehmen (HOLZNAGEL und NAGEL 2010, S. 676). Neuere Untersuchungen zeigen allerdings, dass die finanzielle Kompensation keine hinreichende Strategie darstellt. Die Bereitschaft, in der unmittelbaren Wohnumgebung eine Stromleitung zu akzeptieren, steigt nicht automatisch, wenn eine Entschädigung in Aussicht gestellt wird. Allerdings wünschen sich Anwohner einen Ausgleich auch finanzieller Natur, wenn einmal feststeht, dass die Leitung gebaut wird (SCHWEIZER-RIES et al. 2010, S. 28). Eine Kompensation ist daher erwünscht, als alleinige Strategie aber nicht ausreichend. Zudem kann es den Betroffenen fragwürdig erscheinen, wenn zwar Kompensationsleistungen angeboten werden, eine Finanzierung der Mehrkosten für Erdkabel jedoch abgelehnt wird.

**628.** Erforderlich ist vielmehr eine Kombination verschiedener Ansätze, welche die Besonderheiten des Stromnetzausbaus berücksichtigt. Zunächst sollte der Ausbau aufgrund transparenter, langfristiger und von allen maßgeblichen Akteuren mitgetragener Konzepte, die für die Betroffenen nachvollziehbar sind, erfolgen. Dabei ist zu verdeutlichen, welchen Erzeugungsstrukturen die neu zu errichtenden Leitungen vorrangig dienen. Denn einem Ausbau zur Integration des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms wird eine höhere Akzeptanz attestiert, als wenn der Ausbau für die Übertragung konventionell erzeugten Stroms erfolgt (SCHWEIZER-RIES et al. 2010).

**629.** Die Akzeptanz für den Ausbau der Stromnetze steigt auch, wenn plausibel nachgewiesen werden kann, dass als Grundlage der zuvor durchgeführten Bedarfsplanung alle anderen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Systemoptimierung geprüft und genutzt wurden, bevor ein Ausbau erfolgt. Dazu gehören die Optimierung, Modernisierung und Verstärkung bestehender Strominfrastrukturen sowie die Nutzung von Synergien zwischen verschiedenen Netzbetreibern, aber auch ein effizienterer Umgang mit Energie entlang der Wertschöpfungskette von der Erzeugung, Übertragung und Verteilung bis hin zum Verbrauch (DUH 2010b, S. 22).

Darüber hinaus ist die Trassenplanung transparent zu gestalten und nachzuweisen, dass alle infrage kommenden Trassenvarianten geprüft wurden. Teilweise wird beklagt, dass die Planungsbehörden die ihnen vorliegenden Informationen den Betroffenen nicht zur Verfügung stellen, obwohl diese darauf einen Anspruch haben. Hier könnte auch der in Abschnitt 9.2.3.3 vorgeschlagene Bundesfachplan Übertragungsnetze hilfreich sein, weil er dazu beiträgt, langfristige Planungen transparent zu machen und die Voraussetzung dafür schafft, dass alternative Trassenverläufe in einer breiteren Öffentlichkeit diskutiert werden

können. Auch sollten die Möglichkeit sowie Vorzüge und Nachteile der Alternativen Überland- und Erdkabel offen gelegt werden.

Diese Maßnahmen sind aber keine Garantie für Akzeptanz von neuen Stromleitungen, Widerstand kann auch bei umfänglicher Transparenz und Information auftreten. Dennoch sollten Planungsverfahren grundsätzlich so transparent gestaltet sein, dass sie für Anwohner, die vom Energieleitungsausbau betroffen sind, nachvollzogen werden können. Wenn die als notwendig postulierten Maßnahmen überprüfbar sind, steigt die Akzeptanz (SCHWEIZER-RIES et al. 2010, S. 24 ff.).

**630.** Die möglichst frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit, insbesondere im Hinblick auf die Diskussion von Trassenvarianten, ist bedeutsam, aber allein nicht ausreichend. Zusätzlich sollten innovative Beteiligungsverfahren erprobt werden, um Bürger in die Planungen einzubeziehen. Besonders hervorgehoben wird die Möglichkeit von Mediationsverfahren, die frühzeitig zur Konsensfindung eingesetzt werden können (HOLZNAGEL und NAGEL 2010, S. 674 ff.). Ob diese sich in der Praxis durchsetzen und bewähren, bleibt abzuwarten.

### **9.3.4. Zusammenfassung**

**631.** Erneuerbare Energien genießen eine hohe allgemeine gesellschaftliche Akzeptanz. Der – zukünftig vor allem für die Integration von Windstrom aus Offshore-Anlagen erforderliche – Ausbau des Übertragungsleitungsnetzes dagegen stößt auf Widerstand der Anwohner. Die Beschleunigungsgesetzgebung der Planungs- und Genehmigungsverfahren hat vor allem Klagemöglichkeiten und Öffentlichkeitsbeteiligung eingeschränkt. Die Einschnitte in die Beteiligungsmöglichkeiten der Naturschutzverbände führen zu einem Verlust an naturschutzfachlicher Kompetenz in den Verfahren. Zudem trägt das Weniger an Beteiligung auch nicht dazu bei, die Akzeptanz der Vorhaben zu steigern. Wichtig ist es vielmehr, die Öffentlichkeitsbeteiligung zu einem möglichst frühen Zeitpunkt durchzuführen, zu dem noch nicht alle Entscheidungen über die Vorhaben gefallen sind und die zu Beteiligten und Betroffenen noch einen Einfluss auf die konkrete Ausgestaltung nehmen können.

Außerdem sollte verstärkt geprüft werden, ob eine Erdverkabelung möglich ist, weil diese aufgrund höherer Zustimmung der betroffenen Bevölkerung zu einer erheblichen Verkürzung der Planungsdauer beitragen kann. Ein geeignetes Instrument dafür könnte ein standardisiertes Beurteilungsschema zur Entscheidung anhand von nachvollziehbaren Kriterien sein, wie es auch in der Schweiz diskutiert wird.

Der Ausbau sollte aufgrund transparenter, langfristiger und von allen maßgeblichen Akteuren mitgetragener Konzepte, die für die Betroffenen nachvollziehbar sind, erfolgen. Flankierende Konzepte wie Mediation können ebenfalls eine wichtige Rolle spielen.

## **10 Zusammenfassung und Empfehlungen**

### **10.1 100 % erneuerbare Energien als Ziel der Energie- und Klimaschutzpolitik**

#### **10.1.1 Fragestellung des Sondergutachtens**

**632.** Die Klimapolitik steht vor der Herausforderung, dass die Treibhausgasemissionen der Industrieländer um 80 bis 95 % reduziert werden müssen, wenn eine als gefährlich angesehene globale Temperaturerhöhung von über 2 °Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau vermieden werden soll. Der Europäische Rat hat diesem Ziel im Oktober 2009 politische Rückendeckung verliehen. Nach Einschätzung der Europäischen Kommission kann nur ein kleiner Teil dieser Reduktionen durch flexible Mechanismen außerhalb der EU verwirklicht werden. In Deutschland stützen sich anspruchsvolle politische Klimaziele auf einen breiten und parteiübergreifenden gesellschaftlichen Rückhalt. Die Bundesregierung hat das nationale Ziel bestätigt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren, und auch die Notwendigkeit einer weiteren Reduktion der Treibhausgase um mindestens 80 % bis 2050 anerkannt.

Die Stromversorgung ist ein Schlüsselbereich der deutschen Energie- und Klimapolitik. In ihrer aktuellen Form ist sie für etwa 40 % der gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich. Gesamtgesellschaftliche Emissionsreduktionen von 80 bis 95 % bedeuten für den Stromsektor eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung, da die Emissionen anderer Sektoren (z. B. Landwirtschaft, Güterverkehr) allein aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend genug oder nur zu prohibitiv hohen Kosten vermieden werden können, während für den Stromsektor die technologischen Alternativen bereits vorhanden sind. Das vorliegende Sondergutachten konzentriert sich daher auf die Frage, wie eine nachhaltige klimaverträgliche Stromversorgung in Deutschland gestaltet werden kann. Die Energieverbrauchssektoren Wärme und Mobilität sind nicht Gegenstand des Gutachtens.

**633.** In den nächsten Jahren stehen in Deutschland wesentliche Entscheidungen über die zukünftige Struktur der Elektrizitätserzeugung an. Ein großer Teil der bestehenden Erzeugungskapazitäten muss im Verlauf der kommenden zwei Jahrzehnte ersetzt werden, da sich bis dahin viele Kraftwerke am Ende ihrer ökonomisch-technischen Betriebsdauer befinden werden. Die Investitionsentscheidungen der nächsten Jahre werden die Struktur, aber auch die Emissionen des Stromsektors für Jahrzehnte prägen. Hierdurch entsteht die Chance, vergleichsweise kostengünstig einen weitreichenden Strukturwandel in Gang zu setzen.

**634.** Langfristig kann eine dauerhaft nachhaltige, klimafreundliche Stromversorgung nur auf der Basis erneuerbarer Energien sichergestellt werden (Kap. 2; Abschn. 10.1.2). Das Ziel einer Energieversorgung, die überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern basiert, wird in



Deutschland von einer breiten Mehrheit geteilt und ist auch grundsätzlich Ziel der Regierungskoalition. Es ist zugleich eine Chance für nachhaltige Innovation, die den Standort Deutschland auch in diesem Bereich zukunftsfähig machen kann.

Das Sondergutachten steht in einer Reihe aktueller Studien, die belegen, dass ein Strukturwandel hin zu einer weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromerzeugung in Deutschland und Europa möglich ist. Die folgenden Fragestellungen, die für den Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) im Mittelpunkt stehen, werden aber nicht überall abgebildet:

- Ist eine Vollversorgung durch erneuerbare Energien im Strombereich für Deutschland technisch möglich? Könnte ein solches System die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau gewährleisten?
- Wie hoch müssen die Kosten einer regenerativen Vollversorgung und des Übergangs dorthin eingeschätzt werden?
- In welchem zeitlichen Rahmen ist der Umstieg realistisch umsetzbar und welche Schritte sind dafür notwendig?
- Welche Herausforderungen sind im Verlauf der Transformation der Stromversorgung zu bewältigen? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen müssen insbesondere im europäischen Kontext berücksichtigt werden und welche Gestaltungsspielräume bieten diese?
- Welche politischen Maßnahmen und Steuerungsinstrumente können eingesetzt werden, um die Transformation effektiv und effizient zu gestalten?

Im September 2010 hat die Bundesregierung ein auf Energieszenarien gestütztes Energiekonzept vorgelegt, das weitreichende Weichenstellungen für die Stromversorgung vorsieht. Der SRU hat dieses zeitgleich in einem separaten „Kommentar zur Umweltpolitik“ kritisch gewürdigt. Viele Elemente des Energiekonzeptes, insbesondere der Zeithorizont bis 2050, die Langfristziele oder die Maßnahmen für den Netzausbau, können international als vorbildlich gewürdigt werden. Das hier vorgelegte Sondergutachten geht gleichwohl in Bezug auf die Klimaschutzziele und den angestrebten Energiemix weiter als das Energiekonzept und weicht hinsichtlich der Übergangsstrategien grundlegend davon ab. Der SRU bietet eine deutlich optimistischere Perspektive auf das Potenzial der erneuerbaren Energien für eine klimaneutrale Stromversorgung bis 2050 und eine erheblich skeptischere Sicht hinsichtlich der Vereinbarkeit von Atomenergie und erneuerbaren Energien. Viele der in dem Sondergutachten entwickelten Empfehlungen und Konzepte sind aber unabhängig davon relevant, ob man einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von 80 oder 100 % anstrebt.

### 10.1.2 Das Ziel: Klimaverträgliche und nachhaltige Stromversorgung bis 2050

**635.** Die Klimaverträglichkeit der Stromversorgung steht im Zentrum aktueller Debatten und ist auch nach Einschätzung des SRU von zentraler Bedeutung. Die notwendigen Emissionsreduktionen in Deutschland sind langfristig nur mit einer vollständigen Dekarbonisierung der Stromversorgung zu erreichen. Dafür stehen nach heutigem Stand oder in absehbarer Zeit mehrere CO<sub>2</sub>-arme Technologien zur Verfügung, zu denen neben den erneuerbaren Energien (v. a. Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie) auch die Kernkraft und fossile Stromerzeugung mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung gehören.

Technologieentscheidungen der Energiepolitik müssen sich jedoch nicht nur an der Frage der Klimaverträglichkeit, sondern insgesamt am normativen Rahmen der Nachhaltigkeit orientieren, der sowohl international (Rio-Erklärung, UNFCCC), als auch auf europäischer und nationaler Ebene (Artikel 20a Grundgesetz (GG); Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung) verankert ist. Zu den Nachhaltigkeitskriterien gehören insbesondere der Vorrang und die Respektierung absoluter Tragfähigkeits- und Belastungsgrenzen natürlicher Systeme, die Generationengerechtigkeit und die globale Gerechtigkeit (gleiche Pro-Kopf-Nutzungsansprüche an globalen Gemeinschaftsgütern). Das globale Klimasystem sowie die biologische Vielfalt gehören zu den natürlichen Systemen, bei denen die ökologischen Belastungsgrenzen bereits überschritten sind und deren Schutz besonders dringlich ist. Immanenter und logischer Bestandteil vor allem der ersten beiden Nachhaltigkeitskriterien (Erhalt der Tragfähigkeit natürlicher Systeme und Generationengerechtigkeit) ist die Minimierung von Risiken irreversibler oder katastrophaler Ereignisse.

**636.** Jede Erzeugung von Energie ist mit Eingriffen in den Naturhaushalt verbunden. Es kann somit keine vollständige Umweltneutralität der Energieversorgung geben. In einer vergleichenden Nachhaltigkeitsbewertung kommt der SRU jedoch zu der Schlussfolgerung, dass die erneuerbaren Energien die einzige potenziell nachhaltige Option darstellen.

Weder durch effizientere konventionelle Kohlekraftwerke noch durch die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage – CCS) lässt sich das zentrale Ziel der vollständigen Dekarbonisierung der Stromversorgung erreichen. Mit der Kohleverstromung sind zudem gravierende Eingriffe bei der Rohstoffgewinnung und trotz wirksamer Luftreinhaltung signifikante Immissionsbelastungen verbunden. Der Einsatz von CCS ist durch die verfügbaren Speicherkapazitäten und Nutzungskonkurrenzen begrenzt. Der Einsatz der Kernenergie ist zwar mit erheblich niedrigeren Treibhausgasemissionen verbunden, dies wird aber durch letztlich nicht vollständig auszuschließende und in ihren Folgen zeitlich und räumlich nicht eingrenzbare Unfallrisiken und ein seit Jahrzehnten ungelöstes Endlagerproblem teuer erkauft. Auch die begrenzten Uranreserven lassen den Einsatz der Kernenergie als Dauerlösung ungeeignet erscheinen. Kohleverstromung und Kernenergie sind damit nach Einschätzung des SRU eindeutig nicht nachhaltig.

**637.** Erneuerbare Energien sind unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten ebenfalls nicht immer unproblematisch. Insbesondere der Anbau von Energiepflanzen in erheblichem Umfang kann klimaschädliche Landnutzungsänderungen, Beeinträchtigungen des Naturhaushalts und erhebliche Umweltschäden zur Folge haben und durch die Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau in Konflikt mit dem Prinzip gleicher Nutzungsrechte treten. Auch bei anderen erneuerbaren Energien und dem erforderlichen Netz- und Speicherausbau können Landnutzungskonflikte oder Nutzungskonflikte im Meeresraum auftreten. Zu beachten ist auch der Bedarf an Ressourcen wie etwa Wasser oder seltenen Metallen, der mit der Nutzung erneuerbarer Energien verbunden sein kann.

**638.** Insgesamt sind jedoch die mit den erneuerbaren Energien verbundenen ökologischen Probleme aus Sicht des SRU beherrschbar und können durch politische und planerische Gestaltung minimiert werden. Die Probleme von Kohleverstromung und Kernenergie sind im Wesentlichen technologieimmanent und weitgehend unabhängig vom Standort der Anlagen, während bei den erneuerbaren Energien ein Gestaltungsspielraum durch die Wahl der Standorte besteht – zumindest solange der tatsächliche Energiebedarf weit unter dem theoretischen Potenzial der erneuerbaren Energien liegt. Durch eine flankierende raumordnerische Steuerung des Anlagenbaus lassen sich ökologische Konflikte prinzipiell entschärfen.

Hinzu kommt, dass einzelne Anlagen für die Nutzung erneuerbarer Energien tendenziell kleiner als konventionelle Großkraftwerke, leichter rückzubauen und damit als Systemkomponenten flexibler sind. Während die CO<sub>2</sub>-armen konventionellen Technologien (Kernkraft und Kohle mit CCS) langfristige Folgeschäden und Risiken durch Bergbau, Atommülllagerung und CO<sub>2</sub>-Speicherung nach sich ziehen, sind die mit erneuerbarer Stromerzeugung verbundenen Eingriffe in die Natur in der Regel auf die Lebensdauer der Anlagen begrenzt. Zudem ist der Eingriff mit dem Bau der Anlage zumindest im Fall von Solar- und Windkraftanlagen im Wesentlichen abgeschlossen. Im Gegensatz dazu verursachen konventionelle Kraftwerke durch den Bergbau zur Gewinnung der Brennstoffe fortlaufend weiteren Flächen- und Naturverbrauch. Die erneuerbaren Energien sind nicht nur unter Aspekten der Nachhaltigkeit von Vorteil, sondern auch im Hinblick auf das Vorsorgeprinzip, da sie angesichts bestehender Unsicherheiten eine höhere Anpassungsfähigkeit an sich ändernde Bedingungen und eine größere Fehlertoleranz gewährleisten. Die erneuerbaren sind damit besser als die konventionellen Energien mit den Nachhaltigkeitskriterien der Generationengerechtigkeit und Risikovorsorge vereinbar. Langfristig sind die erneuerbaren Energien die einzige absehbar nachhaltige Lösung für die Stromversorgung.

**639.** Der Gesetzgeber hat im Hinblick auf die für den Klimaschutz maßgebliche Frage der künftigen Energieversorgung diejenige Option zu wählen, die den aus Artikel 20a GG fließenden Vorgaben des Nachhaltigkeits- und Vorsorgeprinzips am besten entspricht. Im

Zuge dessen liefern die vorstehenden Ausführungen gewichtige Gründe dafür, dass eine Energiepolitik, die langfristig andere als erneuerbare Energien fördert, mit dem Verfassungsauftrag des Artikel 20a GG nicht vereinbar ist.

**640.** Eine entsprechende – gesellschaftlich akzeptierte – Transformation der Stromversorgung muss jedoch selbstverständlich als Rahmenbedingungen auch die traditionellen energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund untersucht das vorliegende Sondergutachten die technische und ökonomische Machbarkeit einer rein regenerativen Stromversorgung in Deutschland sowie die Möglichkeiten für ihre politische Umsetzung.

### **10.1.3 Das Mittel: 100 % Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien ist möglich, sicher und bezahlbar**

**641.** Im vorliegenden Sondergutachten präsentiert der SRU verschiedene Szenarien, die zeigen, dass eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland in unterschiedlichen Varianten möglich ist. Die Szenarien wurden vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) unter Verwendung des REMix-Modells im Auftrag des SRU gerechnet (Kap. 3.3).

#### Methodik

**642.** Das REMix-Modell greift auf ein geografisches Informationssystem zurück, das die Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energieträger in Deutschland, Europa und Nordafrika in einer hohen Auflösung erfasst. Auf dieser Grundlage wird ein für die vorgegebenen Rahmenbedingungen optimierter (kostenminimaler) Mix von Energieträgern berechnet (Tz. 101ff).

**643.** Das Modell arbeitet mit einer hohen zeitlichen Auflösung und kann die Stromerzeugung im Jahresverlauf stundengenau auf die Nachfrage abstimmen. Dadurch wird die Herausforderung abgebildet, die für das Stromsystem durch die Zunahme zeitlich fluktuierender Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entsteht. Die Sicherheit der Versorgung zu jedem Zeitpunkt eines Jahres muss entweder durch zeitgleiche Produktion regenerativer Elektrizität oder durch den Einsatz zuvor gespeicherten Stroms gewährleistet werden. Das Modell setzt hierzu verschiedene Erzeugungsoptionen (Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) sowie Speichertechnologien ein und berechnet die jeweils kostenoptimale Zusammensetzung der verschiedenen Technologien für das Zieljahr 2050. Dabei werden langfristig sinkende Kosten für die erneuerbaren Energien als Folge von Lernkurveneffekten angenommen. Die vom DLR im REMix-Modell zugrunde gelegten Annahmen zu Kostenentwicklungen sind das Ergebnis gründlicher Recherchen und laufender Aktualisierungen. Einige gelten in der Fachdiskussion als eher optimistisch, andere

eher als vorsichtig (Tz. 103). Sollten sich die zukünftigen Kosten der verschiedenen Technologien relativ zueinander anders entwickeln als hier angenommen, könnte das tatsächlich kostenoptimale Portfolio an erneuerbaren Energien von der hier modellierten Struktur abweichen.

Die SRU-Szenarien beschränken sich auf diejenigen Technologien zur regenerativen Stromerzeugung, die zum heutigen Zeitpunkt hinreichend etabliert sind und für die eine seriöse Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung möglich ist. Es befinden sich darüber hinaus weitere Technologien für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Entwicklung, etwa von Wellen- und Gezeitenenergie. Diese neueren Technologien können zusätzliche Optionen und Gestaltungsspielräume für eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in der Zukunft schaffen, sind aber mangels belastbarer Datengrundlage im DLR-Modell nicht berücksichtigt.

**644.** Es werden insgesamt acht verschiedene Szenarien vorgestellt. Alle gehen von der Prämisse einer vollständig regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 aus, realisieren diese aber unter verschiedenen Rahmenbedingungen bezüglich der Vernetzung mit dem Ausland und der zu deckenden Stromnachfrage (Tab. 10-1). Das Modell einer nationalen Selbstversorgung (Szenariofamilie 1), einer regionalen Kooperation mit skandinavischen Ländern (Szenariofamilie 2) und eines europäisch-nordafrikanischen Stromverbundes (Szenariofamilie 3) werden miteinander verglichen. Dabei kann der Fall der nationalen Selbstversorgung als Absicherung für einen theoretischen „worst case“ verstanden werden; wenn selbst eine hohe Elektrizitätsnachfrage von 700 TWh im Jahre 2050 ausschließlich mit heimischen erneuerbaren Energien befriedigt werden kann, dann wird es unter weniger restriktiven Rahmenbedingungen umso leichter gelingen. Aus ökonomischen und aus europarechtlichen Gründen ist eine Selbstversorgung jedoch nicht anzustreben.

In allen Szenarien wird angenommen, dass sich die jeweils beteiligten Länder gemeinsam auf den Weg zur Transformation begeben, jedes Land aus Gründen der Versorgungssicherheit aber ein Interesse an einem Mindestanteil an Energie aus heimischen Potenzialen hat. Für Deutschland wird ein maximaler Nettoimport von 15 % der nationalen Stromerzeugung angenommen.

**645.** Alle Szenarien werden jeweils für eine Gesamtnachfrage nach Strom in Deutschland von 500 TWh und von 700 TWh berechnet. Der SRU geht davon aus, dass eine Stabilisierung des Stromverbrauchs in Deutschland im Bereich von 500 TWh längerfristig möglich ist, selbst wenn zusätzliche Stromnutzungen im Bereich Raumwärme und Mobilität deutlich zunehmen. Dafür müssen die Potenziale für Effizienzsteigerungen bei den Stromanwendungen selbst, aber auch in der Gebäudesanierung und bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser erschlossen werden. Die Szenarien, die einen Stromverbrauch von 700 TWh zugrunde legen, machen deutlich, dass eine erneuerbare

Vollversorgung selbst dann technisch möglich wäre, wenn Effizienz- und Einsparpolitik nicht erfolgreich sein sollten und der Stromverbrauch deutlich stärker als erwartet ansteigen sollte.

**646.** Wie bei Szenariostudien für eine fernere Zukunft üblich, sind die Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da notwendigerweise eine Reihe von Annahmen über schwer prognostizierbare Entwicklungen getroffen werden müssen. Die Szenarien dienen dazu, die Möglichkeiten einer regenerativen Vollversorgung unter verschiedenen Rahmenbedingungen vorstellbar zu machen; ihre Ergebnisse sind weder als Prognose von Entwicklungen zu verstehen, noch geben sie eine Präferenz des SRU für einen bestimmten Mix aus erneuerbaren Energiequellen oder für eine bestimmte Verbundlösung wieder. Sie stellen auch keine konkrete Planungsgrundlage für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung dar, sondern wählen vielmehr Beispiele aus einer Vielzahl möglicher Lösungen aus.

Tabelle 10-1

**Acht Szenarien einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung  
im Jahre 2050**

	<b>Nachfrage DE 2050: 500 TWh</b>	<b>Nachfrage DE 2050: 700 TWh</b>
<b>Selbstversorgung</b>	Szenario 1.a DE 100 % SV-500	Szenario 1.b DE 100 % SV-700
<b>Netto-Selbstversorgung Austausch mit DK/NO</b>	Szenario 2.1.a DE–DK–NO 100 % SV-500	Szenario 2.1.b DE–DK–NO 100 % SV-700
<b>Maximal 15 % Nettoimport aus DK/NO</b>	Szenario 2.2.a DE–DK–NO 85 % SV-500	Szenario 2.2.b DE–DK–NO 85 % SV-700
<b>Maximal 15 % Nettoimport aus EUNA</b>	Szenario 3.a DE–EUNA 85 % SV-500	Szenario 3.b DE–EUNA 85 % SV-700
DE – Deutschland, DK – Dänemark, NO – Norwegen, EUNA – Europa und Nordafrika, SV – Selbstversorgung SRU/SG 2011-1/Tab. 10-1		

Aus den Ergebnissen der Szenarien für 2050 wird in einem zweiten Schritt abgeleitet, wie die vorhandenen Stromerzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten sich über die Zeit entwickeln müssten, um den beschriebenen Zielzustand im Jahr 2050 zu erreichen. Dabei wird ausgehend vom bestehenden Kraftwerkpark gezeigt, wie die konventionellen Erzeugungskapazitäten schrittweise durch erneuerbare Energien ersetzt werden könnten (Kap. 4).

## Ergebnisse

**647.** Die Ergebnisse der Szenarienberechnungen zeigen, dass eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland machbar, sicher und bezahlbar ist. Die nutzbaren Potenziale an erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erlauben es bei einem entsprechenden Ausbau von Speichern und Netzen, zu jeder Stunde des Jahres die maximal anzunehmende Nachfrage nach Strom zu bedienen. Die Sicherheit der Versorgung kann somit, trotz der Schwankungen in der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, zu jeder Zeit gewährleistet werden. Die bereits heute verfügbaren Technologien, insbesondere zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie, sind dafür ausreichend. Die Windenergie, insbesondere die Offshore-Windenergie als die bis zum Jahr 2050 kostengünstigste Quelle, erhält dabei in allen Szenarien eine entscheidende Bedeutung. Die Solarenergie kommt in Abhängigkeit von der Stromnachfrage und der Höhe der Importe in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich stark zum Einsatz. Der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung steigt in den Verbundszenerarien vor allem wegen möglicher Landnutzungskonflikte und relativ hoher Kosten nicht über etwa 7 %.

Die anstehende Erneuerung des Kraftwerkparcs in Deutschland bietet eine besonders günstige Bedingung, eine Umstellung der Stromversorgung auf eine nachhaltige Nutzung erneuerbarer Energien kostengünstig und ohne Strukturbrüche umzusetzen.

**648.** Durch eine anspruchsvolle Energiespar- und Effizienzpolitik kann der Übergang zur regenerativen Vollversorgung erleichtert werden. Aus diesem Grund sollte eine Senkung und langfristige Stabilisierung des Stromverbrauchs in Deutschland angestrebt werden. Dies würde die ökonomischen und ökologischen Kosten des Systems senken, seine Robustheit verbessern und die Chancen für eine zügige Umsetzung der notwendigen Transformationsprozesse erhöhen.

**649.** Eine vollständig regenerative nationale Selbstversorgung mit Strom wäre zwar möglich, ist aber auch vor dem Hintergrund des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität keineswegs anzustreben. Eine Vielzahl von Verbundlösungen mit anderen europäischen Ländern ist denkbar. Die SRU-Szenarien illustrieren die Machbarkeit für zwei ausgewählte Beispiele. Eine Kooperation mit Dänemark und Norwegen erlaubt die Nutzung der großen Pumpspeicherpotenziale in Skandinavien. Diese Möglichkeit für einen Ausgleich zeitlich schwankender Stromeinspeisung, die in der energiepolitischen Diskussion bisher vernachlässigt wurde, analysieren die SRU-Szenarien im Detail. Aber auch ein größerer europäischer Verbund, in dem mehrere europäische Länder auf die kostengünstigen Regelenergieleistungen vor allem Norwegens zugreifen, kann für Deutschland die regenerative Vollversorgung gewährleisten. In jedem Fall sind der Ausbau der Offshore-Windenergie, der Ausbau von Hochleistungsverbindungen im Nordseeraum sowie die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen oder Schweden wesentliche Voraussetzungen für die regenerative Vollversorgung in Deutschland.

**650.** Nach Einschätzung des SRU wäre eine vollständig regenerative Stromversorgung für Deutschland im Jahr 2050 auch ökonomisch vorteilhaft. Die Kosten des Systems hängen dabei wesentlich vom Grad der Vernetzung mit anderen europäischen Ländern ab. Die inflationsbereinigten Stromgestehungskosten einer rein auf nationalen Quellen beruhenden regenerativen Stromversorgung wären nach den Modellrechnungen mit 9 bis 12 ct/kWh relativ hoch (je nach Höhe der Stromnachfrage). Dagegen könnte bereits ein regional begrenzter Verbund mit Dänemark und Norwegen oder ein größerer europäisch-nordafrikanischer Verbund die regenerative Vollversorgung zu Stromgestehungskosten (einschließlich der Kosten für den internationalen Netz- und Speicherausbau) von etwa 6 bis 7 ct/kWh erreichen. Für den Netzausbau innerhalb Deutschlands muss nach einer überschlägigen Rechnung mit zusätzlichen Kosten in der Größenordnung von 1 bis 2 ct/kWh gerechnet werden.

**651.** Langfristig werden die erneuerbaren Energien in jedem Fall kostengünstiger sein als konventionelle CO<sub>2</sub>-arme Technologien wie Kohlekraftwerke mit CCS oder neue Kernkraftwerke. Deren Kosten werden durch die Begrenztheit der Ressourcen (Uran, CO<sub>2</sub>-Speicher), im Fall der fossilen Energieträger auch durch den Emissionshandel und im Fall der Kernenergie durch die heute noch nicht abschätzbaren Kosten für die Endlagerung der radioaktiven Abfälle ansteigen, während die Kosten der erneuerbaren Energien durch Lernkurven- und Skaleneffekte sinken werden. Der frühzeitige Ausbau der erneuerbaren Energien ist zwar kurzfristig mit höheren Investitions- und Erzeugungskosten verbunden als die Laufzeitverlängerung für abgeschriebene Kraftwerke, ermöglicht aber langfristig erhebliche Einsparungen selbst bei den direkten und erst recht bei den gesellschaftlichen Kosten. Er ist in jedem Fall eine lohnende gesellschaftliche Investition in die Zukunft. Der SRU rechnet damit, dass ein regeneratives System im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 zur kostengünstigsten Stromversorgungsoption wird. Sollten die Kosten der erneuerbaren Energien nicht so schnell sinken wie in Kapitel 4.7 angenommen, würde der Punkt, an dem die Erneuerbaren wettbewerbsfähig werden, lediglich etwas später erreicht.

#### **10.1.4 Der Weg: Signifikante Laufzeitverlängerung oder neue Kohlekraftwerke sind für den Übergang nicht nötig**

**652.** Ein schrittweiser und bruchloser Übergang zu einer regenerativen Stromversorgung kann gestaltet werden, indem die heute bestehenden und die bereits im Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke entsprechend ihrer üblichen Lebensdauer sukzessive vom Netz gehen und durch erneuerbare Energien ersetzt werden (Kap. 4.4). Dies ist selbst unter der restriktiven Annahme einer durchschnittlichen Laufzeit von 35 Jahren für die konventionellen Kraftwerke und unter Beibehaltung des bisherigen Ausbautempos bei den erneuerbaren Energien möglich. Der jährliche absolute Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten müsste dafür bis 2020 auf durchschnittlich 6 GW pro Jahr gesteigert werden (Szenario 2.1.a). Diese Steigerung des Ausbaus würde den Trend der vergangenen Jahre



fortsetzen. Unter der pessimistischen Annahme, dass keine Stromeinsparung erfolgt, wäre ein durchschnittlicher Ausbau von jährlich 8 GW erforderlich (Szenario 2.1.b). Selbst ein solcher Ausbau könnte nach Einschätzung des SRU von den betroffenen Branchen bewältigt werden. Wenn aber die nationalen und europäischen Ziele für die Energieeffizienz konsequent umgesetzt werden sollen oder wenn man von der realistischen Annahme ausgeht, dass die Betreiber ihre konventionellen, fossilen Kraftwerke im Durchschnitt länger als 35 Jahre im Betrieb halten wollen, dann wird der für den Übergang notwendige jährliche Zubau für die erneuerbaren Energien in dieser Dekade auch deutlich niedriger als 6 GW pro Jahr ausfallen können.

**653.** Weder eine Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken noch der Bau neuer Kohlekraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung sind notwendig. Anders ausgedrückt: Bereits der Bestand an konventionellen Kraftwerken (mit einem geringen Zubau an Gaskraftwerken) reicht als Brücke – hin zu einer regenerativen Stromversorgung – aus. Ein Übergangsszenario, das eine eher knapp bemessene durchschnittliche Laufzeit von 35 Jahren für konventionelle Kraftwerke zugrunde legt, enthält damit hinreichend Puffer und ausreichende Flexibilität für den Fall, dass der Ausbau von Netzen, Speichern oder Erzeugungskapazitäten für die erneuerbaren Energien langsamer als angenommen erfolgt.

Der Bedarf an sogenannten Grundlastkraftwerken sinkt in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Die hohe Volatilität der erneuerbaren Energien erfordert eine substanziell erhöhte Flexibilität aller konventionellen Kraftwerke. Die Anzahl notwendiger Abschaltungen und schneller Ab- und Anfahrvorgänge wird zur Bewältigung der sogenannten Residuallast erheblich steigen. Der Bedarf einer dauerhaft gleichmäßigen Grundlast besteht damit nicht mehr. Ab einem Anteil an erneuerbaren Energien von etwa 30 % wird der Bau neuer konventioneller Kraftwerke, die dann nicht mehr mit einer hohen Auslastung gefahren werden können, ökonomisch unrentabel. Bei einem weiter steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im System wird der Betrieb von Grundlastkraftwerken überdies auch technisch problematisch. Sowohl die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als auch ein zusätzlicher Neubau von Kohlekraftwerken erhöhen zudem das Risiko, dass über zunehmend längere Zeitfenster Überkapazitäten im System entstehen, die entweder die zeitweilige Abschaltung regenerativer Kapazitäten erfordern oder zu kostspieliger Unterauslastung konventioneller Kapazitäten führen und damit die Kosten des Übergangs unnötig erhöhen können. Eine generelle und deutliche Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken ist deshalb mit den hier vorgestellten Szenarien für den Übergang zur regenerativen Vollversorgung nicht vereinbar.

## **10.2 Herausforderungen der Transformation**

### **10.2.1 Neue Balance zwischen Markt, staatlicher Planung und gesellschaftlicher Partizipation**

**654.** Zentrale Herausforderung einer Politik des Übergangs von einer nicht-nachhaltigen Stromversorgung hin zu einem zukunftsfähigen System ist es, die Pfadabhängigkeit der Energiesysteme zu durchbrechen. Wenn der bisherige Entwicklungspfad fortgesetzt wird, ist das Verfehlen der klimapolitischen Ziele vorprogrammiert.

**655.** Der Staat sieht sich vielfältigen neuen Herausforderungen und Aufgaben gegenüber, um die anstehende Transformation anzustoßen und die Übergänge zu koordinieren. Umfassende Transformationen, wie der Übergang zu einem zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden System, setzen zunächst politische Führung, klare Ziele und politischen Willen voraus, die sich alle auch auf gesellschaftliche Mehrheiten stützen müssen. Der Übergang wird nicht allein marktgetrieben möglich sein, auch wenn regulierte Märkte und private Marktakteure weiterhin eine zentrale Rolle spielen werden. Dem Staat fällt nicht nur die traditionelle Aufgabe zu, geeignete Rahmenbedingungen und Anreize für Marktakteure zu setzen, er wird auch weitere vorausschauend koordinierende und planende Aufgaben übernehmen müssen, um ein Mindestmaß an Ergebnis – und damit vor allem an Investitionssicherheit für die beteiligten Marktakteure – gewährleisten zu können. Hierzu gehören auch grundlegende Technologieentscheidungen für eine nachhaltige Stromversorgung. So entsteht zum Beispiel ein erheblicher Synchronisierungsbedarf zwischen dem Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Energien und den mit erheblichem Vorlauf zu planenden Infrastrukturen. Stromnetze sind zudem nicht gänzlich technologieneutral, weil der Ausbaubedarf auch von den jeweils eingesetzten Erzeugungstechnologien und den Standorten der Erzeugung abhängt. In diesem Sinne ist eine Neubewertung der strategischen Rolle von Planung erforderlich. Diese sollte nicht die Fehler vergangener autoritärer Planungsansätze wiederholen, sondern an erfolgreiche, lernoffene und partizipationsfreundliche Formen anknüpfen, die bereits vielfach praktiziert werden. Längerfristig, nach einer erfolgreichen Periode des Überganges, wird die dezentrale Selbstorganisation durch Märkte wieder erheblich an Bedeutung gewinnen können.

**656.** Die Politik einer solchen Transformation hat darüber hinaus einige übergreifende Dimensionen:

- Ein nationales Energie- und Klimakonzept ist verschränkt mit der europäischen Energie- und Klimapolitik. Wichtige Rahmenbedingungen sind fallweise europarechtlich determiniert oder programmiert. Hervorzuheben sind insbesondere der Emissionshandel und der Energiebinnenmarkt. Eine nationale Transformation der Stromversorgung muss daher im Kontext der Verzahnung der Energie- und Klimapolitik im europäischen Verbund erfolgen. Dabei sind die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen auf

europäischer Ebene einem grundsätzlich gestalt- und beeinflussbaren Wandel unterzogen. Geeignete europäische Rahmenbedingungen können nationale Steuerungsimpulse erleichtern, bei gegenläufigen Politikzielen können aber von der europäischen Ebene auch Risiken für ein nationales Energiekonzept ausgehen.

- Von großer Bedeutung hinsichtlich Netz- und Speicherausbau wird die regionale Kooperation über die EU-Grenzen hinaus sein, insbesondere mit Norwegen, der Schweiz, aber möglicherweise auch mit Partnerländern in Nordafrika und Osteuropa. Hier entsteht ein neues Handlungsfeld für eine aktive nationale Energieaußenpolitik, die sich gleichermaßen in die europäische Kompetenzordnung einfügen muss. Entsprechende privat-öffentliche Initiativen haben die Bedeutung derartiger Kooperationen bereits erkannt.
- Die Transformation wird sowohl von einer soliden verfassungsrechtlichen Grundlage als auch einer breiten politischen Unterstützung getragen werden müssen. Parteiübergreifend zeichnet sich, zumindest als Langfristziel, ein Konsens hinsichtlich des Übergangs zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung ab. Da dieses Ziel bereits 2050 erreichbar ist, sollte es in den Regierungs- und Parteiprogrammen eindeutig verankert werden. Die Verstetigung eines entsprechenden Transformationsprozesses über viele Legislaturperioden hinweg setzt einen breiten gesellschaftlichen und parteiübergreifenden Konsens – und dieser wiederum eine grundlegende gesellschaftliche Debatte über die Langfristvorteile einer Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien – voraus.
- Erst auf der Grundlage solchermaßen grundsätzlich weitgehend akzeptierter Weichenstellungen ist auch die Verbesserung der Akzeptanzbedingungen vor Ort zu erwarten: Der energiepolitische Dissens auf Bundesebene spiegelt sich oft auch in den lokalen Akzeptanzproblemen für wichtige Infrastrukturinvestitionen. Eine Transformation im Stromsektor kann und sollte daher nicht in Abwesenheit einer offenen, transparenten und pluralistischen öffentlichen Debatte geschehen. Planungen und Investitionen in die Infrastruktur sollten Partizipationsangebote auf allen Handlungsebenen schaffen. Letztlich werden zwar klare Entscheidungen getroffen werden müssen, die zuweilen auf Proteste vor Ort stoßen können, wichtig ist aber die überzeugende Vermittlung und Vermittelbarkeit der energie- und klimapolitischen Bedeutung der Maßnahmen als Teil eines notwendigen klimapolitischen Gesamtkonzepts. Transformationspolitik wird insbesondere auch eine flankierende Politik für die vom notwendigen Strukturwandel negativ Betroffenen entwickeln müssen, die diesen sozial und ökonomisch abfedert und damit den Verlierern auch neue Chancen bietet.

**657.** Im Folgenden werden einige energie- und klimapolitische Ansätze erläutert, die für die anstehende Transformation der Stromversorgung eine besondere Bedeutung haben:

- Energieeffizienz ist die eigentliche Brückentechnologie für eine vollständige Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien und muss entsprechend gefördert werden.
- Erst ein möglichst verbindliches europäisches und nationales Klimaschutz- und Dekarbonisierungsziel für 2050 sowie seine Übersetzung in den Emissionshandel setzt den richtigen Begründungsrahmen und wichtige ökonomische Anreize für die anstehende Transformation.
- Darüber hinaus müssen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene die Förderbedingungen für die erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden, um die Voraussetzungen für eine sichere und effiziente Stromversorgung der Zukunft zu schaffen, die vollständig auf erneuerbaren Energien basiert.
- Der Neubau von Kraftwerken, die aus technisch-ökonomischen Gründen nicht die Anforderungen einer sehr flexiblen Erzeugung erfüllen und nicht mit den langfristigen Klimaschutzzielen vereinbar sind, sollte unterlassen werden. Auch die beschlossene Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke ist nicht mit den Flexibilitätserfordernissen eines Übergangs zu den erneuerbaren Energien vereinbar.
- Flankierend zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein beschleunigter und hinreichend dimensionierter Netzausbau und vor allem -umbau erforderlich, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Investitionsanreize und Netzplanung müssen hierfür grundlegend geändert werden.
- Von strategischem, nationalem energiepolitischen Interesse ist die Kooperation Deutschlands mit den Nordseeanrainerstaaten, um die Anbindung und Erschließung der erheblichen und vergleichsweise kostengünstigen Pumpspeicherpotenziale Skandinaviens voranzutreiben.

### **10.2.2 Neue Impulse der Effizienzpolitik**

**658.** Die Reduzierung der Stromnachfrage durch Steigerung der Effizienz ist die kostengünstigste verfügbare „Brückentechnologie“. Durch eine Erschließung der Einsparpotenziale können die Bedingungen für die Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien entscheidend verbessert werden. Zum einen sind die Kosten der regenerativen Vollversorgung umso niedriger, je geringer der Gesamtbedarf ist. Zum anderen wird die Transformation des Stromsystems durch Energieeinsparung erleichtert, da sie größere zeitliche Spielräume für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Netze und Speicher schafft. Eine strategische Begrenzung des Stromverbrauchs auf nationaler Ebene sollte deshalb angestrebt werden.

**659.** Der SRU empfiehlt, auf nationaler Ebene ein absolutes Verbrauchsziel für den Strombedarf zu setzen und langfristig eine Stabilisierung des Stromverbrauchs anzustreben.

Politische Ziele für den Gesamtverbrauch sollten jeweils für einen Zeitraum von zehn Jahren gesetzt werden. Für 2020 sollte angestrebt werden, den Nettostromverbrauch – in Übereinstimmung mit dem Energiekonzept der Bundesregierung – um 10 % gegenüber 2008 auf etwa 500 TWh zu senken. Für 2030 sollte dann unter Berücksichtigung von Potenzialbetrachtungen und den Entwicklungen bei der Elektromobilität das Ziel angepasst werden. Eine dauerhafte Stabilisierung im Bereich von 500 TWh hält der SRU dabei auch bei einem weitgehenden Ersatz von Brenn- und Kraftstoffanwendungen durch Strom für erreichbar.

Um das nationale Verbrauchsziel einzuhalten, ist eine konsistente Effizienzpolitik notwendig, die das vorhandene Repertoire an Steuerungsinstrumenten umfassend nutzt (Kap. 7.3). Zudem müssen im Bereich der Instrumentierung die Handlungsspielräume der Politik erweitert werden. Instrumente für Energieeffizienz und Einsparung müssen unter Berücksichtigung rechtsstaatlicher Vorgaben (insbesondere der Grundrechte der Betroffenen) so weiterentwickelt werden, dass sie eine langfristige und nachhaltige Stabilisierung und Reduzierung des Verbrauchs gewährleisten können.

**660.** Mit dem Stromkundenkonto (Abschn. 7.3.3) schlägt der SRU eine Modellskizze für ein solches Instrument vor. Das Konzept beruht auf einer Begrenzung des absoluten Stromverbrauchs für den Bereich der privaten Haushalte. Es greift damit die Grundidee der Weißen Zertifikate auf und entwickelt diese weiter zu einem echten „cap-and-trade“-System. Den Versorgungsunternehmen werden Zertifikate für Strommengen zugeteilt, die sich nach der Anzahl der belieferten Haushalte richten. Jedem Versorgungsunternehmen wird eine pauschale Liefermenge pro Haushalt gutgeschrieben.

Durch den Handel mit Kontingenten zwischen Energieversorgungsunternehmen und den Ausgleich zwischen einzelnen Kunden über Preismechanismen entsteht die notwendige Flexibilität. Der Stromverbrauch für den einzelnen Kunden wird nicht rationiert; die Freiheit einzelner Konsumenten wird somit durch das Instrument nicht stärker eingeschränkt als durch preisliche Lenkung.

Das Stromkundenkonto würde den Gesamtverbrauch der privaten Haushalte steuern. Es könnte somit direkt und überprüfbar zur Umsetzung eines nationalen Verbrauchsziels beitragen. Das System würde zudem nicht nur Anreize für technische Effizienzmaßnahmen, sondern auch für Einsparung durch verändertes Verbraucherverhalten liefern – welches die kostengünstigsten Einsparpotenziale überhaupt birgt.

Der SRU empfiehlt eine – insbesondere rechtliche – Prüfung und Weiterentwicklung dieses Modells.

### 10.2.3 Weiterentwicklung der europäischen Klimapolitik und des Emissionshandels

**661.** Verbindliche, mittelfristige europäische Klimaschutzziele bilden eine wichtige Orientierungsmarke für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Weiterentwicklung der Anreiz- und Förderinstrumente. Als Referenz der mittelfristigen europäischen Klimaschutzpolitik sollten die wiederholt bekräftigte Position des Europäischen Rates vom Oktober 2009 sowie die geplante „Decarbonisation Roadmap 2050“ der Europäischen Kommission dienen. Demnach steht gegenüber 1990 eine Verminderung der Treibhausgasemissionen von 80 bis 95 % bis 2050 auf der politischen Tagesordnung der EU. Nur eine solche Zielperspektive steht im Einklang mit den für das 2°-Ziel global erforderlichen Reduktionen der Treibhausgase. Sie ist auch als einseitige Zielperspektive sinnvoll und notwendig, um der Technologieentwicklung eine Orientierungsmarke zu liefern. So werden insbesondere technologische Lock-in-Effekte vermindert, die nur zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten korrigiert werden können, sollte die internationale Klimapolitik die notwendigen Reduktionen erst später verbindlich festlegen. Es ist daher wichtig, diese übergeordnete Zielperspektive für die EU politisch weiter zu stabilisieren und möglichst verbindlich auszugestalten.

**662.** Angesichts dieser Zielperspektive ist die reale Ausgestaltung des Emissionshandels in der dritten Handelsperiode unzureichend. Vor allem führen eine nicht ausreichend ambitionierte Emissionsobergrenze, die Übertragbarkeit nicht genutzter Emissionsrechte in die dritte Handelsperiode und weiterhin vorhandene Überallokationen im industriellen Sektor zu niedrigen Zertifikatpreisen mit geringer Anreizwirkung. Die Wirtschaftskrise gekoppelt mit einem Überschuss an zusätzlichen Zertifikaten aus der Neuanlagenreserve und den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls verschärfen diese Situation. Eine Nachbesserung des Emissionshandels ist daher dringend notwendig. Hierzu gehören insbesondere die folgenden Elemente:

- eine verschärfte Emissionsobergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen mit einer Reduzierung von mindestens 30 % bis 2020,
- ein bindendes langfristiges Reduktionsziel für den Emissionshandelssektor, das die Richtung in eine vollständige Dekarbonisierung weist,
- das Ergreifen von grundrechtskonformen Maßnahmen gegen das Überangebot an Emissionsrechten, wie eine Streichung übrig gebliebener Zertifikate aus der Neuanlagenreserve, ein schnellerer Wechsel zu Auktionen auch für die Industrie und stringenter Ex-ante-Benchmarks bei den Zertifikat-Verteilungsregeln,
- Qualitätssicherung international gehandelter Emissionsrechte und
- die Hybridisierung des Emissionshandels durch einen Mindestpreis, um seine Anreizwirkung zu verstetigen.

## 10.2.4 Stabile und effiziente Ausbauförderung der erneuerbaren Energien

**663.** Es ist unbestritten, dass der Emissionshandel durch Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen die Rentabilität unterschiedlicher Stromerzeugungsalternativen zugunsten der erneuerbaren Energien verbessert. Ohne ihn würden außerdem die Kosten für andere Instrumente deutlich steigen. Er bleibt deshalb auch weiterhin ein wichtiges Instrument. Dennoch ist der Einsatz zusätzlicher Instrumente gerade im Elektrizitätssektor wichtig. Bei der anstehenden Transformation des Energiesystems wird der Emissionshandel allein, selbst wenn er optimiert wird, nicht zur langfristigen Minimierung der gesellschaftlichen Kosten der Emissionsvermeidung führen können. Für diese unzureichende dynamische Effizienz des Emissionshandels gibt es verschiedene Gründe. Wichtig ist insbesondere, dass der Emissionshandel alleine eher zu inkrementellen Verbesserungen im langfristig klimaanverträglichen Kraftwerkpark beiträgt als zu grundlegenden Innovationen (Lock-in-Effekt). In der Übergangsphase wären erneuerbare Energien selbst dann nicht wettbewerbsfähig, wenn der Emissionshandel die richtigen Preissignale setzen würde. Sie werden es erst als Folge der Kostendegression durch eine breite Marktdurchdringung. Diese wird vom Emissionshandel alleine wiederum nicht hinreichend angereizt. Weiterhin ist es fraglich, ob Unternehmen bei ihren Entscheidungen heute bereits Emissionspreise einberechnen, die notwendig wären, um die vorgegebenen Klimaschutzziele zu erreichen. Investoren neigen aufgrund vieler Unsicherheiten über den zukünftigen Zertifikatpreis eher zu pfadabhängigen inkrementellen Verbesserungen konventioneller Kraftwerkstechnologie anstatt zu einer grundlegenden radikalen Technologieinnovation. Neue konventionelle Kraftwerke sind in der Regel effizienter und stoßen geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen aus als alte; das Emissionsniveau ist aber im Lichte der langfristigen Dekarbonisierungsziele dennoch zu hoch. Wenn dann zukünftig strenge Klimaziele ein vorzeitiges Abschalten solcher noch nicht abgeschriebener Kraftwerke erfordern, wäre damit eine unnötig kostspielige Kapitalvernichtung verbunden. Erschwerend kommen die Besonderheiten des Elektrizitätssystems hinzu: zum einen erfordern die Netzwerkeffekte in diesem stark verbundenen System eine frühzeitige Koordination von Entscheidungen über die Erzeugungstechnologie und die Infrastrukturentwicklung, zum anderen erschweren die niedrigen grenzkostenbasierten Preise an der Strombörse eine Refinanzierung der Kapitalinvestitionen für Wind- und Solaranlagen.

**664.** Für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien spielen sowohl der europäische Rahmen als auch die Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eine wichtige Rolle. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) trägt wesentlich zur Stabilisierung des Ausbaupfades bis 2020 und zu einer teilweisen Konvergenz der Förderpolitik für erneuerbare Energien bei. Diese Politik sollte über das Jahr 2020 hinweg fortgesetzt werden. In den nächsten Jahren ist eine europäische Roadmap als Rahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien für 2030 und danach insbesondere auch im Hinblick auf die

nationale und europäische Infrastrukturentwicklung erforderlich. Das europäische Förderregime für die erneuerbaren Energien sollte allerdings eher das Subsidiaritätsprinzip beachten und insbesondere „autonomieschonend“ und „gemeinschaftsverträglich“ ausgestaltet werden. Zwischen den Zielen einer Harmonisierung der Rahmenbedingungen im europäischen Binnenmarkt und innovationsfreundlichen nationalen Freiheiten für die Ausgestaltung der Förderinstrumente hat die Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf absehbare Zeit einen tragfähigen Kompromiss gefunden. Einerseits setzt sie auf differenzierte nationale Beiträge zum Gemeinschaftsziel eines Anteils an erneuerbaren Energien, der faktisch auf circa 35 % an der europäischen Stromversorgung bis 2020 hinausläuft, andererseits erlaubt und ermutigt sie zu regionalen Kooperationslösungen, die Probleme des grenzüberschreitenden Handels und gemeinsamer Infrastrukturprojekte lösen könnten. Solche Kooperationslösungen sollte die Bundesregierung intensiv vorantreiben.

**665.** Das EEG hat sich als ein wirksames und vergleichsweise effizientes Instrument bewährt und ist zu einem international beachteten Erfolgsmodell der Ausbauförderung für erneuerbare Energien geworden. Seine beiden tragenden Säulen, der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und die garantierte Vergütung für die nicht regelbaren erneuerbaren Energien, sollten beibehalten werden. Dennoch wird sich die Stromversorgung in Zukunft mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien so verändern, dass sich die Förderung erneuerbarer Energien neuen Herausforderungen stellen muss. Insbesondere wird sich die Förderpolitik zukünftig vor allem dem Kriterium der Kosteneffizienz stellen müssen. Denn mit weiter wachsenden Anteilen erneuerbaren Stroms wird auch die zu bezahlende Umlage für die Stromkunden wachsen. Ziel sollte aus Gründen der Kosteneffizienz langfristig auch eine Portfoliooptimierung erneuerbarer Energien sein. Die SRU-Szenarien legen nahe, dass in einem kostenoptimierten Strommix in jedem Falle die Windenergie dominieren wird, dass aber in Abhängigkeit von der Kosten- und Nachfrageentwicklung auch Photovoltaik (PV), Biomasse oder Geothermie eine mehr oder minder wichtige Rolle im zukünftigen Energiemix erneuerbarer Energien spielen werden. Je größer der Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung wird und je wichtiger der Einfluss anderer Nachfrager auf den Märkten für erneuerbare Energien und damit auch für die Kostenentwicklung wird, umso wichtiger ist es, das langfristig kostengünstigste Portfolio an erneuerbaren Energien anzustreben. Das EEG sollte mit dieser Zielsetzung weiterentwickelt werden, aber auch flexibel genug bleiben, um neue und zusätzliche Technologien zur regenerativen Stromerzeugung in das Förderregime aufnehmen zu können. Eine weitere Überförderung der PV ist in diesem Zusammenhang zu vermeiden. Grundsätzlich muss die Förderpolitik weiter für einen stabilen Rahmen und für Planungs- und Investitionssicherheit sorgen. Außerdem muss das Fördersystem hinreichend flexibel auf neue Entwicklungen eingehen können. Um den unterschiedlichen Charakteristika der einzelnen Energieträger und den Auswirkungen eines Ausbaus dieser auf den Strommarkt gerecht zu werden, plädiert der SRU für differenzierte Fördermechanismen für die einzelnen Energieträger.



**666.** Für den Ausbau der Offshore-Windenergie sollten die bestehenden Fördermechanismen im EEG für die kommenden Jahre im Interesse der Investitionssicherheit fortgeführt werden. Angesichts der heute noch mit dem Bau von Offshore-Windanlagen verbundenen hohen finanziellen Risiken sollte zusätzlich die Einführung eines staatlichen Risikofonds in Erwägung gezogen werden, der Anlagenbetreiber vor unvorhergesehenen, unverschuldeten Problemen schützt und ihnen bei Betriebsstörungen ermöglicht, weiterhin ihren Kreditzahlungen nachzukommen. Für den Fall, dass sich das EEG hinsichtlich Kosten oder Anreizwirkung als weiterhin unzureichend für den dynamischen Ausbau der Offshore-Windenergie erweist, sollte die Ausschreibung von „Fixkostenkompensationen“ geprüft werden. In diesem Ausschreibungsmodell konkurrieren Unternehmen um die Betriebsbefugnis für den ausgeschriebenen Windpark, indem sie in einer Auktion eine bestimmte Höhe der garantierten Einspeisevergütung bieten, die es ihnen erlaubt, ihre Investitionskosten zu amortisieren. Am Ende gewinnt das Unternehmen, das den geringsten Vergütungssatz anbietet, das Recht zur Nutzung des Gebietes und führt das konkrete Genehmigungsverfahren durch. Der Vergütungssatz wird für die Mindestlebensdauer einer Offshore-Windkraftanlage von 15 Jahren bezahlt, anschließend sollte nur noch ein reduzierter Satz bezahlt werden. Der Zuschlag im Ausschreibungsverfahren wird mit der Bestimmung verknüpft, dass die Betriebsbefugnis automatisch an den zweitbesten Bieter übergeht, wenn die Fläche nach einer Frist von zwei Jahren nicht genutzt wurde, ohne dass der ursprüngliche Gewinner für die entstandenen Kosten entschädigt werden muss. Zudem muss der ursprüngliche Gewinner der Auktion eine Konventionalstrafe bezahlen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die ausgeschriebenen Flächen genutzt und Projekte realisiert werden. Das Ausschreibungsmodell baut auf dem Erfolg der Einspeisevergütungen auf, verfolgt aber gleichzeitig das Ziel, mehr Wettbewerbselemente in das EEG einzuführen, um dadurch einen kostenoptimalen Ausbau gewährleisten zu können. Zudem können so Netzplanung und -ausbau besser verzahnt werden.

**667.** Bevor Gebiete für die Offshore-Windenergie für Auktionen ausgeschrieben werden, muss der Staat angemessene Rahmenbedingungen schaffen. Dabei sind mittel- und langfristige ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien, aber auch spezifische Ziele für die Offshore-Windenergie eine Grundvoraussetzung. Die Bundesregierung sollte daher einen Ausbauplan für Offshore-Windenergie erstellen, der dem Beitrag der Offshore-Windenergie zu einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung gerecht wird und sich in einer europäischen Roadmap für erneuerbare Energien widerspiegelt. Ein Ausbauplan für Offshore-Windenergie gibt Unternehmen nicht nur Investitionssicherheit, sondern lässt auch frühzeitig Planungen für einen koordinierten und gebündelten Netzausbau zu. Wichtig für die Investitionssicherheit in Offshore-Windenergie ist auch die weitere Ausweisung von Vorranggebieten.

**668.** Die Biomasseverstromung wird in den Szenarien des SRU aus Kostengründen und aus Gründen des Naturschutzes nicht mehr erheblich zunehmen. Vielmehr sollten zwei andere Ziele der Biomasseförderung prioritär verfolgt werden: zum einen die vermehrte Verwertung von Reststoffen anstelle des ökologisch problematischen Einsatzes von Energiepflanzen und zum anderen die bessere Nutzung der Regelbarkeit der Bioenergiegewinnung für den Lastfolgebetrieb. Um einen stärkeren Anreiz zum Lastfolgebetrieb zu erreichen, sollte die zukünftige Förderung von Biogasanlagen als eine Prämie auf den Marktpreis gezahlt werden. Der Einsatz von Reststoffen sollte dadurch gefördert werden, dass die Prämie zudem mit steigendem Reststoffanteil an der eingesetzten Substratmasse steigt. Der NaWaRo-Bonus sollte hingegen abgeschafft werden. Unter den Begriff Reststoffe fallen vor allem Wirtschaftsdünger (Gülle), bei der Landschaftspflege und kommunalem oder privatem Grünschnitt anfallende Pflanzenabfälle, Ernterückstände und Bioabfälle. Um zu verhindern, dass in Ergänzung energiearmer Reststoffe (v. a. Gülle) überwiegend Material aus Intensivkulturen eingesetzt wird, wäre zu erwägen, zusätzlich die Nutzung von Anbauformen zu fördern, die besonders naturverträglich sind. Da die Vergütung für bestehende Anlagen garantiert ist, sollte für Betreiber bestehender Anlagen in Anlehnung an die bereits heute im EEG geltenden Regelungen zur Direktvermarktung die Ausnutzung von Marktpreisschwankungen attraktiv gemacht werden. Der Technologiebonus, mit dem gezielt Innovationen gefördert werden können, sollte als Ergänzung zur Prämie beibehalten werden. Damit könnte beispielsweise die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und die Einspeisung ins Erdgasnetz vorangetrieben werden.

**669.** Die Förderung der PV muss drastisch gedrosselt werden, um Fehlsteuerungen zu korrigieren. Die aktuelle Zubaurate ist viel höher, als es nach aktuellem Wissensstand für das Erreichen eines kostenoptimalen Mix erneuerbarer Energien notwendig ist. Der Schritt der Bundesregierung, die jährliche Absenkung des Vergütungssatzes an das Marktwachstum anzupassen, ist nicht ausreichend. Der SRU unterstützt eine absolute Obergrenze für die Förderung von PV-Kapazitäten pro Jahr. Der bestehende Ausbaukorridor der Bundesregierung von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr liegt dabei deutlich zu hoch und riskiert, die Kosten einer auf regenerativen Energien basierenden Stromversorgung zu erhöhen. Auf einem niedrigen aber stabilen Niveau sollte der Ausbau der PV aber weiter stattfinden, um Expertise im Handwerk zu erhalten und um gegebenenfalls auf Entwicklungen reagieren zu können, die zu einem späteren Zeitpunkt höhere PV-Kapazitäten womöglich doch erfordern.

**670.** Das bestehende System der Förderung der Onshore-Windenergie ist in seiner derzeitigen Form geeignet, den für eine rein regenerative Stromversorgung erforderlichen Zubau zu bewerkstelligen. Die zentrale Herausforderung wird sein, den rechtlichen und politischen Anforderungen des Umwelt- und Naturschutzes gerecht zu werden und die Akzeptanz der Bevölkerung zu erhalten. Dafür sollten Repowering-Maßnahmen bestehender

Anlagen der Nutzung neuer Flächen vorgezogen werden. Wenn neue Windparks gebaut werden, dann sollte dies akzeptanzverträglich, zum Beispiel vorzugsweise unter der Beteiligung von Gemeinden und lokalen Investoren in Form von Bürgerwindparks, geschehen.

### **10.2.5 Sozialverträgliches und zuverlässiges Auslaufen des Betriebes konventioneller Kraftwerke**

**671.** Der Emissionshandel alleine konnte bisher Investitionen in neue Kraftwerke, die klimaschädlich und ökonomisch-technisch nicht für einen sehr variablen Lastausgleich geeignet sind, nicht verhindern. Die Gründe dafür liegen vor allem in Mängeln im derzeitigen System, die ein schwaches Preissignal zur Folge haben. Dadurch wird nur bedingt ein Energieträgerwechsel von Kohle zu Gas oder zu erneuerbaren Energien bewirkt. Zudem ist fraglich, ob Unternehmen bei ihren langfristigen Entscheidungen heute bereits die Emissionspreise einrechnen, die notwendig wären, um die vorgegebenen Klimaziele zu erreichen (vgl. Kap. 8.1 und 8.2). Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken und langfristig den Transformationspfad offen zu halten, könnte es erforderlich sein, neben dem Emissionshandel und Förderinstrumenten für erneuerbare Energien auch ergänzende ordnungs- und planungsrechtliche Ansätze zu verfolgen, durch die der Neubau von Kohlekraftwerken gegebenenfalls gesteuert werden kann.

Der SRU vertritt die Auffassung, dass beispielweise die Einführung nationaler CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Kraftwerke, die gegenwärtig auch in anderen Ländern diskutiert wird, europarechtlich möglich wäre, wenn es nicht gelingt, die Anreizwirkungen des Emissionshandels deutlich zu stärken.

Bereits in seinem Umweltgutachten 2004 hat der SRU einen Branchendialog mit der Kohleindustrie im Sinne eines „Transition Managements“ empfohlen, bei dem den betroffenen Regionalinteressen Alternativen angeboten werden und über eine soziale Abfederung des Strukturwandels diskutiert wird. Die ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen für einen weiteren Neubau von Kohlekraftwerken haben sich seither deutlich verschlechtert, ohne dass die Politik ernsthaft einen solchen Dialog eingeleitet hätte. Es bedarf eindeutigerer und klarerer Festlegungen der Politik, sodass jeder weitere Bau von Kraftwerken, die nicht für einen flexiblen Lastausgleich geeignet sind, unter Aspekten des Bestands- und Vertrauensschutzes auf eigenes „Risiko“ des jeweiligen Unternehmens erfolgt und keine politische Hilfestellung zu erwarten ist, sollten sich diese Investitionen unter den veränderten klimapolitischen Rahmenbedingungen und dem verstärkten Wettbewerb der erneuerbaren Energien als unrentabel erweisen. Zudem sind flankierende und attraktive Angebote für die von einer Transformation in Richtung erneuerbarer Energien negativ Betroffenen erforderlich. So können in den betroffenen Regionen möglicherweise wirtschaftliche Einbußen bei der Stromerzeugung durch ein Wachstum in den

Zulieferindustrien kompensiert werden. Dies kann industriepolitisch flankiert und muss aktiv kommuniziert werden. Entsprechend ist jeder klimapolitisch motivierte Transformationsprozess wissensintensiv. Ein „Transition Management“ sollte daher von Beginn an eine breite wissenschaftliche Unterstützung erfahren und verschiedenste Akteure in einem offenen, auf verbindliche Vereinbarungen abzielenden Prozess einbeziehen.

## 10.2.6 Beschleunigter Ausbau von Netzen

**672.** Der Übergang zu einer 100 %igen Stromversorgung durch erneuerbare Energien erfordert einen beschleunigten Netzausbau. Um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss sich die Stromversorgungsstruktur zukünftig einer verstärkt fluktuierenden und dezentralen Erzeugung anpassen. Von großer Bedeutung ist dabei ein umfangreicher Ausbau der Übertragungskapazitäten – sowohl national als auch international. Dabei müssen insbesondere drei wesentliche Ausbauehemmnisse systematisch abgebaut werden:

- politische und wirtschaftsrechtliche Investitionshemmnisse bei der Netzregulierung,
- Verzögerungen in Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- Akzeptanzprobleme.

### Reform der Anreizregulierung

**673.** Übertragungsnetzbetreiber sind grundsätzlich zu einem Neubau von Übertragungsnetzen verpflichtet, um die Systemintegration der erneuerbaren Energien zu sichern. Sie können aber nicht zum Bau einer bestimmten, energiepolitisch für notwendig erachteten Verbindung verpflichtet werden. Aus diesem Grunde ist es wichtig, dass zusätzlich zu den rechtlichen Ausbaupflichten hinreichende wirtschaftliche Investitionsanreize gesetzt werden, um den Bau gewünschter Übertragungsnetze für die Investoren attraktiv zu machen. Es bestehen aber Zweifel, ob die derzeitige sogenannte Anreizregulierung für das Stromnetz die notwendigen Investitionsanreize setzt.

Die in Deutschland seit 2009 eingeführte Anreizregulierung hat zur Aufgabe, Anreize zur Kostensenkung bei den Netzentgelten zu schaffen. Den Netzbetreibern werden dazu Erlösobergrenzen vorgegeben. Unternehmen, die ihre Kosten effektiv unter die Erlösobergrenzen senken, dürfen die Differenz zwischen der Obergrenze und ihren tatsächlichen Kosten behalten und können dadurch ihre Gewinne erhöhen. Damit Unternehmen hinreichend in Netzausbau und -modernisierung investieren, wurden Investitionsbudgets eingeführt, die von der Bundesnetzagentur zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt werden müssen. Genehmigte Investitionsbudgets erhöhen die Einnahmen der Netzbetreiber über die Erlösobergrenze hinaus und sollten zusammen mit den relativ konstanten und sicheren Einnahmeströmen aus den Netzen daher grundsätzlich ein Investitionsinteresse bewirken. Da die

Bundesnetzagentur eine Reihe von Abzügen an den Investitionsbudgets vornimmt, ist nach Aussage der Netzbetreiber die verbleibende Rendite jedoch nicht mehr dafür ausreichend, dass Netzinvestitionen eine rentable Geldanlage darstellen. Dieses Problem betrifft insbesondere entflochtene Netzbetreiber, bei denen Banken aufgrund eines höheren Fremdkapitalbedarfs und schlechterer Bewertung der internationalen Ratingagenturen eine Risikomarge einfordern. Die Finanzkrise erschwert die Situation zudem noch weiter.

**674.** Um den notwendigen Netzausbau zu beschleunigen, könnte zunächst ein Kreditprogramm der Bundesregierung durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufgesetzt werden. Dies könnte zumindest dem Problem der höheren Fremdkapitalkosten für entflochtene Übertragungsnetzbetreiber entgegenwirken. Zudem sollte mit allen Beteiligten eine Debatte über die Höhe der Eigenkapitalrendite geführt werden. Für neue Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zur Errichtung eines Overlay-Netzes befürwortet der SRU überdies vom System der Investitionsbudgets abzurücken und staatliche Ausschreibungen einzuführen.

#### Ausschreibungen von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen

**675.** Dem derzeitigen Regulierungssystem mangelt es an einer langfristigen nationalen Koordinierung zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem daraus resultierenden Netzausbaubedarf. Diese kann nicht alleine bestehenden unternehmerischen Interessen überlassen werden. Angelehnt an das vom SRU vorgeschlagene Ausschreibungsmodell für die Offshore-Windparks erachtet der SRU daher für die kostenintensive Errichtung von nationalen und grenzüberschreitenden Punkt-zu-Punkt-Verbindungen staatliche Ausschreibungen von vorgegebenen Leitungen als das geeignetste Instrument. Der Wettbewerber, der die erforderliche Investition zum günstigsten Netzentgelt über einen Zeitraum von zwanzig Jahren anbieten kann, erhält den Zuschlag.

**676.** Die Grundlage dieses Systems sollte ein Bundesfachplan zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte von Stromübertragungsnetzen sein (Tz. 680). Aufbauend auf einer solchen deutschlandweiten Netzausbauplanung kann die Regierung bedarfsgerecht erforderliche Leitungen mit einer Mindestkapazität ausschreiben und so einen koordinierten Ausbau sicherstellen. Durch die Ausschreibung wird außerdem ein Wettbewerb zwischen den bietenden Firmen geschaffen, der Kosteneffizienz bei den jeweiligen Ausbauprojekten gewährleistet. Eine Festsetzung der Eigenkapitalrendite seitens des Staates ist nicht erforderlich. Letztlich können durch Ausschreibungen auch neue Technologien gefördert und demonstriert werden, indem in die Ausschreibung qualitative Kriterien mit einfließen.

#### Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Netzausbau

**677.** Eine zentrale Schwäche des geltenden Rechtsrahmens für die Raumplanung und Genehmigung von Übertragungsnetzen der Netzplanung ist der Zeitverlust, der durch

verfahrensimmanente Doppelprüfungen entsteht. Diese sind die Folge der weitgehend unklaren Trennung zwischen Aufgaben der übergreifenden Raumplanung und der Fachplanung. Deshalb sollte eine künftige Verfahrensstufung hinreichend klar und damit für Behörden und Beteiligte transparent sein.

**678.** Besonders wichtig ist in diesem Zusammenhang die Weiterentwicklung einer entscheidungsadäquaten und gehaltvollen Öffentlichkeits- und Betroffenenbeteiligung, die hilft, die Akzeptanz für die Vorhaben zu sichern. Hochstufige Verfahren, in denen grundsätzliche Trassenalternativen zur Diskussion stehen, bedürfen andersgearteter Beteiligungsverfahren als eine kleinräumige Planung mit unmittelbaren Auswirkungen auf bestimmte Grundstücke oder enteignungsrechtlicher Vorwirkung. Auch hochstufige Entscheidungsverfahren sollten allerdings anders als derzeit in angemessener Weise formalisiert sein. Sie müssen auch auf eine frühzeitige Beteiligung verschiedener Interessenträger ausgerichtet sein. Nur dann erweisen sie sich als problemadäquat, generieren alle relevanten Informationen und können die Akzeptanzgewinnung fördern.

**679.** Da der Netzausbaubedarf ganz überwiegend die Grenzen von Bundesländern oder sogar Deutschlands überschreitet und zugleich der Zeitdruck sehr groß ist, gibt es gute Gründe, die Netzplanung in Bundesverwaltungskompetenz durchzuführen. Alternativ bedürfte es straffer Koordinierungsverfahren zwischen interdependenten Landesplanungen.

Ein weitreichendes Reformszenario: Zweistufige Fachplanung

**680.** Der SRU schlägt deshalb einen zentral aufgestellten Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“ zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte vor. Der Bundesfachplan berücksichtigt die privaten Netzplanungen, die Vorgaben zu den transeuropäischen Energienetzen sowie ein zukünftiges Bedarfsmodell der Bundesnetzagentur und legt den Ausbaubedarf nach einem transparenten und offenen Beteiligungsverfahren fest, das die Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung und das geltende Naturschutzrecht integriert. Dabei ist eine verbindliche Bedarfsprüfung auf höchster Planungsstufe für alle Akteure von großer Bedeutung, die den Zeithorizont 2030 in den Blick nimmt. Dies gilt, weil Speicherausbau, Lastmanagement, Erzeugungssteuerung und Netzausbau miteinander koordiniert werden müssen. Damit nimmt der Staat seine Infrastrukturgewährleistungsverantwortung wahr. Gleiches gilt für die großräumige bundesweite Auswahl von Trassenkorridoren sowie für Grundsatzentscheidungen zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung.

Wichtig ist auch eine problemadäquate Ausgestaltung des Planungsverfahrens. Dies betrifft zunächst die gesetzliche Ausgestaltung als administratives Planungsverfahren mit Letztentscheidung auf Regierungsebene. Dadurch werden sowohl die administrative Verwaltungskraft als auch die hohe demokratische Legitimation der Regierung genutzt. Wegen der engen Verknüpfung von Bedarfsfeststellung und großräumiger Trassenplanung

empfiehlt sich eine Bündelung beider Entscheidungen anstelle einer Differenzierung zwischen gesetzlicher Bedarfsplanung und exekutivischer Trassenfestlegung.

Bedeutsam ist ferner die Zuordnung der Verwaltungskompetenz an Bundesorgane. Nur so lassen sich wirklich großräumige Wechselwirkungen bei der Bedarfsfestlegung und großräumige Alternativen bei der Trassenfindung optimal im Verfahren verarbeiten. Wie auch die Verkehrsplanung zeigt, weichen die Akteure ohne eine solche klare normative Planungskompetenz des Bundes regelmäßig in informelle Verfahren aus. Diese ermöglichen aber nicht in gleicher Weise Verantwortung und gewährleisten nicht den zur Akzeptanzgewinnung erforderlichen umfassenden Interessensausgleich.

Da es sich nach der vorliegenden Konzeption um eine gesetzlich vorgeschriebene raumwirksame Planung durch die Exekutive handelt, ist die Strategische Umweltprüfung ebenso wie die FFH-Verträglichkeitsprüfung in das Bundesfachplanungsverfahren zu integrieren. Nicht zuletzt damit eröffnet das Verfahren die Möglichkeit einer breiten Öffentlichkeitsbeteiligung. Als hochstufige Grobplanung berührt sie jedoch noch keine individuellen Rechtspositionen und kann daher auch nicht von Einzelnen mit Rechtsmitteln angegriffen werden. Dadurch entsteht zwar das Problem der erneuten Alternativenplanung im Planfeststellungsverfahren. Jedoch kann sich hier die Planfeststellungsbehörde auf die Prüfung kleinräumiger Alternativen zurückziehen und konzentrieren, da die großräumigen Alternativen in dem vorangehenden formalisierten Verfahren mit Pflichten zur Begründung der Variantenwahl bereits untersucht wurden.

Hinsichtlich des sich anschließenden Planfeststellungsverfahrens ergeben sich zur geltenden Rechtslage keine fundamentalen Veränderungen.

### Planung und Genehmigung von Offshore-Kabelanbindungen

**681.** Offshore-Windkraftanlagen werden aus Gründen des Natur- und Küstenschutzes sowie aufgrund von touristischen Interessen in erster Linie in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gebaut. Die erforderlichen Kabelanbindungen verlaufen dementsprechend zunächst durch die AWZ und dann durch das Küstenmeer bis zum Einspeisepunkt an Land. In der AWZ, wo bislang fast alle Offshore-Windparks errichtet werden, ist das übliche Genehmigungsregime nicht einschlägig, sondern die Anbindung wird nach der Seeanlagenverordnung genehmigt. Um die Anlagenbetreiber zu entlasten, ist die Netzanbindung von Offshore-Windparks zudem gemäß § 17 Abs. 2a Energiewirtschaftsgesetz vom Übertragungsnetzbetreiber zu gewährleisten.

**682.** Gegenwärtig scheint das Regelungsregime weniger im Hinblick auf die Dauer der Verfahren, die tatsächlich ausreichend formalisiert und standardisiert ablaufen, als vielmehr im Hinblick auf seine mangelnde Steuerungswirkung und -möglichkeit reformbedürftig. In dieser Hinsicht würde sich kurzfristig ein Planfeststellungsverfahren als vorteilhaft erweisen, das über flankierende Ermessenserwägungen erlauben würde, vernetzten Lösungen den

Vorrang zu geben. Der SRU hat demgemäß schon 2003 empfohlen, analog den Grundsätzen des Wasserrechts ein Bewirtschaftungsermessen auch im Hinblick auf die Errichtung von Windenergieanlagen und damit auch für deren Kabelanbindung einzuführen. Damit wäre nicht nur das Planungsermessen, sondern auch ein der Sache angemessenes Trägerverfahren mit Konzentrationswirkung und Öffentlichkeitsbeteiligung gewährleistet. Wünschenswert, wenn auch praktisch aufgrund der zwischen Bund und Ländern geteilten Kompetenzen schwer durchsetzbar, wäre zudem eine einheitliche Genehmigung der Kabel in einem einzigen Verfahren.

Auch im Bereich der Offshore-Anbindung existieren Koordinationsdefizite hinsichtlich der Steuerungsansätze für den Ausbau der Windenergienutzung und der damit zusammenhängenden Netzanbindung. Der im Hinblick auf den terrestrischen Netzausbau vertretene Ansatz einer zentralen Planung sollte auch hier weiterverfolgt werden. Eine Abstimmung zwischen bundesrechtlicher Raumplanung in der AWZ und den Raumplanungen der Länder im Küstenmeer wäre dann erforderlich. Eine Steuerungsmöglichkeit wäre das vom SRU in Abschnitt 8.4.2 entwickelte Ausschreibungsmodell zur Fortführung des Offshore-Windausbaus (Tz. 468 ff).

#### Weiterentwicklung Transeuropäischer Fernverbindungen

**683.** Hinsichtlich der Entwicklung der transeuropäischen Elektrizitätsnetze und wichtiger Fernverbindungen kommt der EU eine fördernde und kooperationserleichternde Rolle zu. Ihre Zuständigkeit beschränkt sich auf relativ weiche Steuerungsinstrumente, insbesondere durch die Auswahl und Förderung von Vorhaben von gemeinsamem oder von europäischem Interesse in den Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze. Netzplanung und Investition verbleiben weitgehend in mitgliedstaatlicher und unternehmerischer Verantwortung. Die Reichweite des durch den Vertrag von Lissabon neu eingeführten Artikels 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) bleibt insoweit auszuloten.

In diesem Zusammenhang sollte der nationale Netzausbau durch eine verbesserte Koordination insbesondere im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Ausbaubedarf für die erneuerbaren Energien und hochleistungsfähige Fernverbindungen flankiert werden. Es sollte insbesondere angestrebt werden:

- eine engere planerische Verzahnung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Netze über das Jahr 2020 hinaus zu gewährleisten,
- eine eigenständige, auf den Informationen der Übertragungsnetzbetreiber aufbauende Bedarfsermittlung für Ausbau und Weiterentwicklung des transeuropäischen Netzes durch die Europäische Kommission oder nachgelagerte Behörden zu sichern und damit eine effektive Qualitätssicherung im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele der EU,



- die grenzüberschreitende Kooperation bei Ausschreibungen insbesondere für neue grenzüberschreitende Hochleistungsfernverbindungen zu stärken und
- förderliche Rahmenbedingungen für die regionale Kooperation der Netzbetreiber, insbesondere im Nordsee- und Mittelmeerraum, zu sichern.

### Akzeptanz

**684.** Erneuerbare Energien genießen eine hohe allgemeine gesellschaftliche Akzeptanz. Der – zukünftig vor allem für die Integration von Windstrom aus Offshore-Anlagen erforderliche – Ausbau des Übertragungsleitungsnetzes dagegen begegnet großen Protesten. Die Beschleunigungsgesetzgebung der Planungs- und Genehmigungsverfahren hat vor allem die Klagemöglichkeiten und die Öffentlichkeitsbeteiligung eingeschränkt. Neben dem Verlust an naturschutzfachlicher Kompetenz durch die beschnittene Beteiligungsmöglichkeit der Umwelt- und Naturschutzverbände wird auch die Akzeptanz der Vorhaben durch ein Weniger an Beteiligung nicht gesteigert. Wichtig ist es vielmehr, die Öffentlichkeitsbeteiligung zu einem möglichst frühen Zeitpunkt durchzuführen, zu dem noch nicht alle Entscheidungen über die Vorhaben gefallen sind und die zu Beteiligten noch einen Einfluss auf die konkrete Ausgestaltung nehmen können.

Zudem sollte verstärkt geprüft werden, ob bei den terrestrischen Leitungen eine Erdverkabelung möglich ist, weil diese aufgrund höherer Zustimmung der betroffenen Bevölkerung zu einer erheblichen Verkürzung der Planungsdauer beitragen kann. Ein geeignetes Instrument dafür könnte ein standardisiertes Beurteilungsschema zur Entscheidung anhand von nachvollziehbaren Kriterien sein, wie es auch in der Schweiz diskutiert wird.

### **10.2.7 Regionale Kooperation mit Norwegen und den Nachbarstaaten zur Nutzung von Pumpspeichern als Rückgrat der Versorgungssicherheit**

**685.** Bei einem hohen Anteil stark schwankender Wind- und Sonnenenergie an der Stromerzeugung wird der Lastausgleich zu der zentralen Herausforderung für eine stabile und kostengünstige Stromversorgung. Für den Lastausgleich stehen unterschiedliche Optionen (Energiespeicher, großräumiger Stromverbund, Lastverschiebung und regelbare Kraftwerke) zur Verfügung. Diese verschiedenen Optionen können sich langfristig gegenseitig ergänzen oder auch in einem Wettbewerbsverhältnis in Konkurrenz zueinander stehen. Dabei kommt den Energiespeichern eine besondere Aufgabe zu, da sie zum einen überschüssige kostengünstige Energie aus Wind und Sonne speichern und in Zeiten großen Bedarfs dem System wieder zuführen und zum anderen Systemdienstleistungen zur Sicherstellung der Netzstabilität bereitstellen.

Als bewährte, kostengünstige und verlustarme Speichertechnologie sind Pumpspeicherkraftwerke besonders vorzugswürdig. Nach Einschätzung des SRU werden die spezifischen Speicherkosten von adiabatischen Druckluftspeichern (AA-CAES) oder anderen Speichertechnologien auch nach Erlangung der Marktreife deutlich über denen von Pumpspeicherkraftwerken an geeigneten Standorten liegen.

Aufgrund der geografischen Gegebenheiten sind in Deutschland jedoch nur wenige Eignungsflächen zur kostengünstigen Erweiterung der Pumpspeicherkapazitäten vorhanden. Ein Ausbau bietet sich folglich vor allem in den Ländern an, in denen günstige naturräumliche Voraussetzungen für sehr große Ausbaupotenziale bestehen. Dies ist insbesondere in Skandinavien der Fall, aber auch Alpenländer wie die Schweiz und Österreich kommen grundsätzlich infrage. Insbesondere in Norwegen sind bereits viele weitläufige Speicherwassersysteme vorhanden, die mit verhältnismäßig geringem Aufwand und vertretbaren ökologischen Auswirkungen zu Pumpspeicherkraftwerken ausgebaut werden können. Aufgrund der geringen Eingriffe in die Natur ist hier mit relativ wenigen Akzeptanzproblemen zu rechnen.

**686.** Schon bei den heutigen Ausbauplänen für erneuerbare Energien – insbesondere im Nordseeraum – und dem aktuellen Marktdesign ist es für die norwegischen Wasserspeicherkraftwerks- und Netzbetreiber wirtschaftlich attraktiv, in Pumpspeicherkraftwerke und Netze zu investieren. In Deutschland sind die Signale aus Energiewirtschaft und Politik hingegen noch nicht hinreichend eindeutig.

Notwendig wäre daher ein deutliches politisches Signal aus Deutschland, dass die Netzanbindung Skandinaviens und die Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke ein strategisches Element des nationalen Energiekonzeptes zum Ausbau der erneuerbaren Energien bildet und dass eine aktive Energieaußenpolitik zur notwendigen Investitionssicherheit für die privaten Investoren erforderlich ist.

**687.** Der Windenergiegürtel (Wind Belt) im Nordseeraum von Schottland bis Dänemark spielt für die Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien in der EU eine wesentliche strategische Rolle. Diese kann nur schnell ausgefüllt werden, wenn sie in eine koordinierte Netzplanung im Nordseeraum mit Integration der norwegischen Pumpspeicherpotenziale eingebettet ist. Von der Bundesregierung sollten entsprechend deutliche und verbindliche Initiativen und Impulse für eine solche integrierte Kapazitäts- und Netzplanung für den Nordseeraum ausgehen. Die Netzbetreiber sollten ermutigt werden, sich in der anstehenden Kooperation zu engagieren. Für die regionale Kooperation sollten die weiter zu entwickelnden Instrumente der europäischen Netzplanung und die im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie vorgesehenen regionalen Kooperationsformen aktiv genutzt werden.

## **10.2.8      **Ausblick: Die weitere Europäisierung der Energie- und Klimapolitik****

**688.** Mit dem Energie- und Klimaschutzpaket von 2008 ist ein wichtiger Europäisierungsschub gelungen, der die nationale Politik für den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützend flankiert. Wichtige Zukunftsinitiativen wie die für 2011 vorgesehene „Road Map 2050 zur Dekarbonisierung“, der europaweite Ausbau einer hochleistungsfähigen Stromfernübertragung sowie die Weiterentwicklung des Emissionshandels und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie bieten weitere Chancen, die Flankierung der nationalen Politik durch die europäische Klima- und Energiepolitik auch in Zukunft fortzusetzen. Mit einer besonders auf Klimaschutz und erneuerbare Energien ausgerichteten europäischen Energiestrategie wären vielfältige Vorteile, wie eine Angleichung der Wettbewerbsbedingungen, der Zugang zu günstigeren Energiequellen und Speichern sowie auch erweiterte Absatzmärkte für alle an der Wertschöpfungskette der erneuerbaren Energien beteiligten Unternehmen verbunden.

# Literaturverzeichnis

## Kapitel 1

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf> (11.03.2010).

ECF (European Climate Foundation), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010): Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Vol. 1: Technical analysis. Den Haag: ECF. [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf) (20.04.2010).

FoEE (Friends of the Earth Europe), SEI (Stockholm Environment Institute) (2009): The 40% Study. Mobilising Europe to achieve climate justice. Brüssel, Stockholm: FoEE, SEI.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. Basel, Freiburg: Prognos AG, Öko-Institut.

PwC (PricewaterhouseCoopers), PIK (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung), IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis), ECF (European Climate Forum) (2010): 100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa. London, Potsdam, Laxenburg: PwC, PIK, IIASA, ECF. [http://www.pwc.co.uk/pdf/100\\_percent\\_renewable\\_electricity.pdf](http://www.pwc.co.uk/pdf/100_percent_renewable_electricity.pdf) (06.04.2010).

Rat der Europäischen Union (2009): Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Tagung des Europäischen Rates, 29./30. Oktober 2009. Brüssel: Rat der Europäischen Union. 15265/1/09.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010a): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

SRU (2010b): Laufzeitverlängerung gefährdet Erfolg der erneuerbaren Energien. Berlin: SRU. Kommentar zur Umweltpolitik 8.

SRU (2009a): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Berlin: SRU. Stellungnahme 13.

SRU (2009b): Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung. Thesenpapier. Berlin: SRU.

## Kapitel 2

Angerer, G., Marscheider-Weidemann, F., Lüllmann, A., Erdmann, L., Scharp, M., Handke, V., Marwede, M. (2009): Rohstoffe für Zukunftstechnologien. Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage. Schlussbericht – Kurzfassung. Karlsruhe, Berlin: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung.

ARGE Monitoring PV-Anlagen (Hrsg.) (2007): Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Planung von PV-Freiflächenanlagen. Stand 28.11.2007. Hannover: ARGE Monitoring PV-Anlagen.

Barker, T., Bashmakov, I., Bernstein, L., Bogner, J. E., Bosch, P., Dave, R., Davidson, O., Fischer, B. S., Gupta, S., Halsnaes, K., Heij, B. J., Ribeiro, S. K., Kobayashi, S., Levine, M. D., Martino, D. L., Masera, O., Metz, B., Meyer, L., Nabuurs, G.-J., Najam, A., Nakicenovic, N., Rogner, H. H., Roy, J., Sathaye, J., Schock, R., Shukla, P., Sims, R. E. H., Smith, P., Tirpak, D. A., Urge-Vorsatz, D., Zhou, D. (2007): Technical Summary. In: IPCC (Hrsg.): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press, S. 25–93.

Barthelmes, A., Joosten, H., Kaffke, A., Koska, I., Schäfer, A., Schröder, J., Succow, M. (2005): Erlenaufforstung auf wiedervernässten Niedermooren. 2., unveränd. Aufl. Greifswald, Malchin: Ernst-Moritz-Arndt-Universität, Landesforst Mecklenburg-Vorpommern, Institut für Dauerhaft Umweltgerechte Entwicklung von Naturräumen der Erde (DUENE) e.V.

Basedow, J., Kischel, U., Sieber, U. (Hrsg.) (2010): German National Reports to the 18th International Congress of Comparative Law. Tübingen: Mohr Siebeck.

Bauer, C., Schebek, L., Schmidt, M. (2007): Lebenszyklusanalysen und Entscheidungswissen. Initiativen, Chancen und Perspektiven. Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 16 (3), S. 10–16.

Behrendt, S., Scharp, M., Kahlenborn, W., Feil, M., Dereje, C., Bleischwitz, R., Delzeit, R. (2007): Seltene Metalle. Maßnahmen und Konzepte zur Lösung des Problems konfliktverschärfender Rohstoffausbeutung am Beispiel Coltan. Dessau: Umweltbundesamt. UBA-Texte 08/07.

Benabid, A. (2000): Flore et écosystèmes du Maroc. Évaluation et préservation de la biodiversité. Paris, Rabat: Ibis Press, Editions Kalila Wa Dimna.

Bernsdorff, N. (1997): Positivierung des Umweltschutzes im Grundgesetz (Art 20a GG). Natur und Recht 19, S. 328–334.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2009): Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Hannover: BGR. [http://www.bgr.bund.de/nn\\_322882/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe\\_\\_2009.html?\\_\\_nnn=true](http://www.bgr.bund.de/nn_322882/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe__2009.html?__nnn=true) (18.06.2010).

Birnbacher, D., Schicha, C. (2001): Vorsorge statt Nachhaltigkeit. Ethische Grundlagen der Zukunftsverantwortung. In: Birnbacher, D., Brudermüller, G. H. (Hrsg.): Zukunftsverantwortung und Generationensolidarität. Würzburg: Königshausen & Neumann. Schriften des Instituts für Angewandte Ethik 3, S. 17–33.

Bleckmann, A. (1996): Der Beurteilungsspielraum im Europa- und Völkerrecht. Die Öffentliche Verwaltung 49, S. 137.

Blohm, M., Erdmenger, C., Ginzky, H., Marty, M., Beckers, R., Briem, S., Clausen, U., Lohse, C., Rechenberg, J., Schäfer, L., Sternkopf, R. (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> – nur eine Übergangslösung. Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen. Dessau: Umweltbundesamt. Climate Change 04/06.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2009): Atomkraft: Ein teurer Irrweg. 3. akt. Aufl. Berlin: BMU.

BMU (2008): Atomkraft – ein teurer Irrweg. Die Mythen der Atomwirtschaft. Berlin: BMU.

BMU (2007a): Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt, vom Bundeskabinett am 7. November 2007 beschlossen. Berlin: BMU.

BMU (2007b): Streitfall Kernenergie. Kann am Kernenergieausstieg trotz Klimaproblematik festgehalten werden, oder ist deswegen eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke notwendig? Argumente in Thesen. Berlin: BMU.

BMU (2007c): Tiefe Geothermie in Deutschland. Berlin: BMU.

BMU, BfN (Bundesamt für Naturschutz) (2009): Auenzustandsbericht. Flussauen in Deutschland. Berlin, Bonn: BMU, BfN.

BMW (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMU, BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht des BMW, BMU und BMBF für die Bundesregierung. Berlin: BMW.

Brönneke, T. (Hrsg.) (1999): Umweltverfassungsrecht. Der Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen im Grundgesetz sowie in den Landesverfassungen Brandenburgs, Niedersachsens und Sachsens. Baden-Baden: Nomos. Studien und Materialien zur Verfassungsgerichtsbarkeit 76.

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland) (2004): Themenheft "Vögel und Fledermäuse im Konflikt mit der Windenergie". Erkenntnisse zur Empfindlichkeit. Bremen: BUND. Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz 7.

Bundesregierung (2008): Für ein nachhaltiges Deutschland. Fortschrittsbericht 2008 zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie. Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung.

Bundesregierung (2002): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung.

Bundesregierung (1987): Regierungserklärung des Bundeskanzlers vom 18.03.1987. Bulletin der Bundesregierung 27, S. 213.

Calliess, C. (2001): Rechtsstaat und Umweltstaat: zugleich ein Beitrag zur Grundrechtsdogmatik im Rahmen mehrpoliger Verfassungsrechtsverhältnisse. Tübingen: Mohr Siebeck. Jus publicum 71.

Calliess, C. (1998): Die neue Querschnittsklausel des Art. 6 ex 3c EGV als Instrument zur Umsetzung des Grundsatzes der nachhaltigen Entwicklung. Deutsches Verwaltungsblatt 113 (11), S. 559–568.

Calliess, C., Ruffert, M. (2007): EUV/EGV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. Kommentar. 3. Aufl. München: Beck.

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf> (11.03.2010).

Chareyron, B. (2008): Radiological hazards from uranium mining In: Merkel, B. J., Hasche-Berger, A. (Hrsg.): Uranium, Mining and Hydrogeology. Berlin, Heidelberg: Springer, S. 451–458.

Daly, H. E. (2007): Ecological economics and sustainable development. Selected essays of Herman Daly. Cheltenham: Elgar.

Deutsch, M., Hobohm, J., Krampe, L., Mellahn, S., Rits, V., Seidel, C. (2009): Renaissance der Kernenergie? Analyse der Bedingungen für den weltweiten Ausbau der Kernenergie gemäß den Plänen der Nuklearindustrie und den verschiedenen Szenarien der Nuklearenergieagentur der OECD. Berlin, Basel: Prognos AG.

Deutscher Bundestag (2009): Ein Jahr nach der COP 9/MOP 4 in Bonn. Zwischenstand der deutschen CBD-Präsidentschaft Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 16/13526

Deutscher Bundestag (1993): Bericht der Gemeinsamen Verfassungskommission vom 05.11.1993. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 12/6000.

Diekmann, J., Horn, M. (2007): Abschlussbericht zum Vorhaben "Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland". Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/diw\\_abschlussbericht.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/diw_abschlussbericht.pdf) (02.03.2010).

Dister, E., Henrichfreise, A. (2009): Veränderungen des Wasserhaushaltes und Konsequenzen für den Naturschutz. Natur und Landschaft 84 (1), S. 26–31.

Doyle, U., Vohland, K., Rock, J., Schümann, K., Ristow, M. (2007): Nachwachsende Rohstoffe – eine Einschätzung aus Sicht des Naturschutzes. Natur und Landschaft 82 (12), S. 529–535.

Dreier, H. (Hrsg.) (2006): Grundgesetz. Kommentar. Bd. 2: Art. 20–82. 2. Aufl. Tübingen: Mohr Siebeck.

Edenhofer, O., Carraro, C., Hourcade, J.-C., Neuhoff, K., Luderer, G., Flachslund, C., Jakob, M., Popp, A., Steckel, J., Strohschein, J., Bauer, N., Brunner, S., Leimbach, M., Lotze-Campen, H., Bosetti, V., Cian, E. de, Tavoni, M., Sassi, O., Waisman, H., Crassous-Doerfler, R., Monjon, S., Dröge, S., Essen, H. van, Río, P. del, Türk, A. (2009): RECIPE – The Economics of Decarbonization. Synthesis Report. Potsdam, Lecce, Paris, Cambridge: Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Centro Euro-Mediterraneo per i Cambiamenti Climatici, Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, Electricity Policy Research Group.

EEA (European Environment Agency) (2009): Progress towards the European 2010 biodiversity target. Kopenhagen: EEA. EEA Report 4/09.

Egan-Krieger, T. von, Ott, K., Voget, L. (2007): Der Schutz des Naturerbes als Postulat der Zukunftsverantwortung. *Aus Politik und Zeitgeschichte* 2007 (24), S. 10–17.

Eggleston, S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K. (Hrsg.) (2006): IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 4: Agriculture, Forestry and other Land Use. Hayama: IPCC.

Ekardt, F., Henning, B. (2009): Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Chancen und Grenzen von Nachhaltigkeits-Kriterienkatalogen. *Zeitschrift für Umweltrecht* 20 (11), S. 543–551.

Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung (2002): Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 14/9400.

Enquete-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt – Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung (1998): Konzept Nachhaltigkeit. Vom Leitbild zur Umsetzung. Abschlußbericht der Enquete-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt – Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung. Bonn: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 13/11200.

Epiney, A., Scheyli, M. (1998): Strukturprinzipien des Umweltvölkerrechts. Baden-Baden: Nomos. *Forum Umweltrecht* 29.

Epple, C. (2006): Naturschutz, Klimaschutz und Anpassungen an den Klimawandel. Globale Probleme müssen im Zusammenhang gesehen werden. *Natur und Landschaft* 81 (9–10), S. 493–497.

Esken, A., Höller, S., Luhmann, H.-J., Pietzner, K., Vallentin, D., Viebahn, P., Dietrich, L., Nitsch, J. (2010): RECCS plus: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Europäische Kommission (2010a): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the Regions. Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. COM(2010) 265 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Options for an EU vision and target for biodiversity beyond 2010. COM(2010) 4 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2009): Zusammenfassender Bericht über den Erhaltungszustand von Arten und Lebensraumtypen gemäß Artikel 17 der Habitatrichtlinie. KOM(2009) 358 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008): Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the



European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Second Strategic Energy Review. An EU Energy Security and Solidarity Action Plan. Europe's current and future energy position. Demand, resources, investments. SEC(2008) 2871, Vol. I. Brüssel: Europäische Kommission.

Ewers, H.-J., Rennings, K. (1992): Die Kosten möglicher Schäden durch einen sogenannten "Super-GAU" – monetäre Bewertung und umweltpolitische Implikationen. In: Junkernheinrich, M., Klemmer, P. (Hrsg.): Wirtschaftlichkeit des Umweltschutzes. Lüdenscheid: Analytica Verlag. Zeitschrift für Angewandte Umweltforschung Sonderheft 3/92, S. 155–167.

Frenz, W. (1999): Nachhaltige Entwicklung nach dem Grundgesetz. Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 49, S. 37–80.

Fritsche, U. R., Rausch, L., Schmidt, K. (2007): Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. Arbeitspapier. Darmstadt, Freiburg, Berlin: Öko-Institut.

Führ, M. (1998): Ökologische Grundpflichten als verfassungsrechtliche Dimension. Vom Grundrechtsindividualismus zur Verantwortungsgemeinschaft zwischen Bürger und Staat? Natur und Recht 20, S. 6–14.

Funda, K., Kern, M., Raussen, T., Bergs, C.-G., Hermann, T. (2009): Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen. Anregungen für kommunale Entscheidungsträger. Berlin, Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Umweltbundesamt.

Gethmann, C. F., Kloepfer, M., Nutzinger, H. G. (1993): Langzeitverantwortung im Umweltstaat. Bonn: Economica-Verlag.

Groß, T. (2009): Welche Klimaschutzpflichten ergeben sich aus Art. 20a GG? Zeitschrift für Umweltrecht 20 (7–8), S. 364–368.

Henrichfreise, A. (2007): Beeinträchtigung von Auen durch Staustufen und Möglichkeiten ihrer Reaktivierung. In: Büschenfeld, J. (Hrsg.): Naturschutz und Gewässerschutz. Gegenwarts- und Zukunftsfragen in historischer Dimension. Bonn: Bundesamt für Naturschutz. Naturschutz und Biologische Vielfalt 39, S. 165–179.

Hollain, V. (2009): Dampfkraftwerke in der Wüste. Solarzeitalter 21 (3), S. 15–16.

Hötker, H., Thomsen, K.-M., Köster, H. (2004): Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und der Fledermäuse. Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornithologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen. Endbericht. Berghusen: Michael-Otto-Institut im NABU.

Hunt, T. M. (2000): Five Lectures on Environmental Effects of Geothermal Energy Utilization. Reykjavik: United Nations University, Geothermal Training Programme. Reports 1/00.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007a): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

IPCC (2007b): Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Genf: IPCC.

IPCC (2007c): Summary for Policy Makers. In: IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (Hrsg.): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press, S. 1–23.

Isensee, J., Kirchhof, P. (Hrsg.) (2009): Handbuch des Staatsrechts. Bd. 7: Freiheitsrechte. 3. Aufl. Karlsruhe: C.F. Müller.

Janczik, S., Kaltschmitt, M., Rüter, H. (2010): Anthropogen induzierte seismische Aktivitäten bei Nutzung des tiefen Untergrundes. Erneuerbare Energien 60 (8), S. 34–39.

Jones, C. (2010): A zero carbon energy policy for Europe: The only viable solution. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook. Leuven: Claeys & Casteels, S. 21–101.

Jungbluth, N., Bauer, C., Dones, R., Frischknecht, R. (2005): Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power. International Journal of Life Cycle Assessment 10 (1), S. 24–34.

Kahl, W. (1993): Umweltprinzip und Gemeinschaftsrecht. Eine Untersuchung zur Rechtsidee des "bestmöglichen Umweltschutzes" im EWG-Vertrag. Heidelberg: Müller. Augsburger Rechtsstudien 17.

Kaltschmitt, M., Müller, M. (2004): Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt.

Kavalov, B., Peteves, S. D. (2007): The future of coal. Luxembourg: Europäische Kommission, Generaldirektion Joint Research Centre, Institute for Energy.

Klinski, S., Buchholz, H., Krüger, D., Schulte, M., Risch, J., Risch, B. M., Rehfeldt, D. K., Geile, A.-K., Wallasch, J., Nehls, G. (2008): Development of an Ecological Strategy for Onshore and Offshore Wind Power Use. Summary: Results and Recommendations for Action. Research Report. Dessau: Umweltbundesamt. Climate Change 08/07. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-k/k3243.pdf> (20.09.2010).

Kloepfer, M. (2004): Umweltrecht. 3. Aufl. München: Beck.

Kloepfer, M. (1996): Umweltschutz als Verfassungsrecht: Zum neuen Art. 20a GG. Deutsches Verwaltungsblatt 1996, S. 73–80.

Knopf, S., May, F., Müller, C., Gerling, J. P. (2010): Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (4), S. 76–80.

Koch, H.-J. (2010): Climate Change and the Law. In: Basedow, J., Kischel, U., Sieber, U. (Hrsg.): German National Reports to the 18th International Congress of Comparative Law. Tübingen: Mohr Siebeck, S. 205–229.

Koch, H.-J., Caspar, J. (Hrsg.) (1997): Klimaschutz im Recht. Baden-Baden: Nomos. Forum Umweltrecht 20.

Köck, W., Bovet, J. (2008): Windenergieanlagen und Freiraumschutz. Rechtliche Anforderungen an die räumliche Steuerung von Windenergieanlagen. Natur und Recht 30 (8), S. 529–534.

- Krewitt, W., Nitsch, J., Reinhardt, G. (2005): Renewable energies: Between climate protection and nature conservation? *International Journal of Global Energy Issues* 23 (1), S. 29–42.
- Krewitt, W., Nitsch, J., Reinhardt, G. (2004): Wege für einen ausgewogenen Ausbau erneuerbarer Energien. *Ökologisches Wirtschaften* (5), S. 12–14.
- Kruess, A., Riecken, U., Balzer, S., Ssymank, A., Hollerbach, L. (2010): Ist der Rückgang der biologischen Vielfalt gestoppt? Eine Bilanz des Arten- und Biotopschutzes. *Natur und Landschaft* 85 (7), S. 282–287.
- Lindemann, I. (2010): Hazards of Uranium. [http://www.uranium-network.org/images/pdfs-u-rad-health/inge\\_namibia\\_beitrag\\_28.03.2010.rs1.pdf](http://www.uranium-network.org/images/pdfs-u-rad-health/inge_namibia_beitrag_28.03.2010.rs1.pdf) (02.07.2010).
- MacKay, D. J. C. (2009): *Sustainable Energy: Without the hot air*. Cambridge: UIT Cambridge. <http://www.withouthotair.com/> (02.07.2010).
- Mangoldt, H. von, Klein, F., Starck, C. (Hrsg.) (2005): *Kommentar zum Grundgesetz*. Bd. 2: Art. 20–82. 5. Aufl. München: Vahlen.
- Maunz, T., Dürig, G. (Hrsg.) (2010): *Grundgesetz. Kommentar*. 57. Aufl. München: Beck.
- Mautz, R., Byzio, A., Rosenbaum, W. (2008): *Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland*. Göttingen: Universitätsverlag
- May, F., Müller, C., Bernstone, C. (2005): How much CO<sub>2</sub> can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany? *VGB PowerTech* 2005 (6), S. 32–37.
- McKinsey & Company (2009): *Pathways to a Low-Carbon Economy. Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve*. Berlin: McKinsey & Company. <https://solutions.mckinsey.com/ClimateDesk/default.aspx> (14.10.2010).
- Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S. C. B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D. J., Allen, M. R. (2009): Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C. *Nature* 458 (7242), S. 1158–1162.
- Michel, J., H., Dunagan, C., Boring, E., Healy, W., Evans, J. M., Dean, A., McGillis, Hain, J. (2007): *Worldwide Synthesis and Analysis of Existing Information Regarding Environmental Effects of Alternative Energy Uses on the Outer Continental Shelf*. Report, US Department of the Interior Minerals Management Service. Columbia, SC: U.S. Department of the Interior Minerals Management Service. MMS OCS Report 2007-038.
- Müller-Bromley, N. (1990): *Staatszielbestimmung Umweltschutz im Grundgesetz? Rechtsfragen der Staatszielbestimmung als Regelungsform der Staatsaufgabe Umweltschutz*. Berlin: Schmidt. Beiträge zur Umweltgestaltung 121.
- Münch, I. von., Kunig, P. (Hrsg.) (2001): *Grundgesetz-Kommentar*. Bd. 2: Art. 20–69. 5. Aufl. München: Beck.
- Murswiek, D. (1985): *Die staatliche Verantwortung für die Risiken der Technik. Verfassungsrechtliche Grundlagen und immissionsschutzrechtliche Ausformung*. Berlin: Duncker & Humblot. Schriften zum Umweltrecht 3.
- Nitsch, H., Osterburg, B., Buttlar, C. von, Buttlar, H.-B. von (2008): *Aspekte des Gewässerschutzes und der Gewässernutzung beim Anbau von Energiepflanzen*.

Braunschweig: Institut für Ländliche Räume, vTI. Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 03/08.

Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. "Leitstudie 2008". Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K., Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

NRC (National Research Council of the National Academies) (2007): Environmental Impacts of Wind-Energy Projects. Washington, DC: National Academies Press.

Ohlhorst, D. (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess. Wiesbaden: VS, Verlag für Sozialwissenschaften.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. Basel, Freiburg: Prognos AG, Öko-Institut.

Olaniyon, A., Thorne, C., Lange, S., Kathöfer, V., Kühleis, C., Bittner, D., Eisold, G., Göttel, H., Weiß, J., Steinen, J., Kai Ritter, Kallmann, K., Schäfer, L., Hoff, M., Briem, S., Grittner, S. (2010): Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2009 in Deutschland. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle.

Ott, K. (2009): Zur Begründung der Konzeption starker Nachhaltigkeit. In: Hey, C., Koch, H.-J. (Hrsg.): Zwischen Wissenschaft und Politik. 35 Jahre Gutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen. Berlin: Erich Schmidt. Materialien zur Umweltforschung 38, S. 63–88.

Ott, K., Döring, R. (2004): Theorie und Praxis starker Nachhaltigkeit. Marburg: Metropolis.

Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. TAB-Arbeitsbericht 84.

Peters, W. (2010): Bioenergie aus der Landschaftspflege. Zusammenfassung der Tagung. Vortrag, Bioenergie aus der Landschaftspflege, 10.02.2010, Berlin.

Pistner, C., Alt, S., Kallenbach, B., Kurth, S., Neles, J., Schmidt, G. (2009): Streitpunkt Kernenergie. Eine neue Debatte über alte Probleme. Freiburg: Öko-Institut.

Rat der Europäischen Union (2009): Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Tagung des Europäischen Rates, 29./30. Oktober 2009. Brüssel: Rat der Europäischen Union. 15265/1/09.

Rehbinder, E. (2009): Auf dem Weg zur starken Nachhaltigkeit. In: Hey, C., Koch, H.-J. (Hrsg.): Zwischen Wissenschaft und Politik. 35 Jahre Gutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen. Berlin: Erich Schmidt. Materialien zur Umweltforschung 38, S. 89–100.

Rengeling, H.-W. (Hrsg.) (2002): Handbuch zum europäischen und deutschen Umweltrecht. Köln, Berlin, Bonn, München: Heymann.

Righelato, R., Spracklen, D. V. (2007): Carbon mitigation by biofuels or by saving and restoring forests? *Science* 317 (5840), S. 902.

Rockström, J., Steffen, W., Noone, K., Persson, Å., Chapin, F. S., Lambin, E. F., Lenton, T. M., Scheffer, M., Folke, C., Schellnhuber, H. J., Nykvist, B., Wit, C. A. de, Hughes, T., Leeuw, S. van der, Rodhe, H., Sörlin, S., Snyder, P. K., Costanza, R., Svedin, U., Falkenmark, M., Karlberg, L., Corell, R. W., Fabry, V. J., Hansen, J., Walker, B., Liverman, D., Richardson, K., Crutzen, P., Foley, J. A. (2009): A safe operating space for humanity. *Nature* 461 (7263), S. 472–475.

Rogelj, J., Meinshausen, M. (2010): Copenhagen Accord pledges are paltry. *Nature* 464 (7292), S. 1126–1128.

Sachs, M. (2009): Grundgesetz. Kommentar. 5. Aufl. München: Beck.

SCBD (Secretariat of the Convention on Biological Diversity) (2010): Updating and revision of the Strategic Plan for the post-2010 period. Decision as adopted (Advance unedited version). Montreal: SCBD. <http://www.cbd.int/nagoya/outcomes/> (12.11.2010).

SCBD (2007): Die Lage der biologischen Vielfalt. Bd. 2. Globaler Ausblick. Bonn: Bundesamt für Naturschutz. Naturschutz und Biologische Vielfalt 44.

SCBD (2004): COP 7 Decision VII/30. Kuala Lumpur, 9–20 February 2004. Strategic Plan: future evaluation of progress. Montreal: SCBD. <http://www.biodiv.org/decisions/default.aspx?m=COP-07&id=7767&lg=0> (12.11.2010).

SCBD (2002): COP 6 Decision VI/26. The Hague, 7–19 April 2002. Strategic Plan for the Convention on Biological Diversity. Montreal: SCBD. <http://www.biodiv.org/decisions/default.aspx?m=COP-06&id=7200&lg=0> (12.11.2010).

Schink, A. (1997): Umweltschutz als Staatsziel. *Die Öffentliche Verwaltung* 50 (6), S. 221–229.

Schumann, K., Wagner, F., Luick, R. (2009): Naturschutzstandards für den Biomasseanbau. Unveröffentlichter Endbericht. Rottenburg: Hochschule für Forstwissenschaft. FKZ 3507 82 150.

Siebert, U., Lucke, K., Sundermeyer, J., Benke, H. (2007): Forschungsverbund MINOSplus – Weiterführende Arbeiten an Seevögeln und Meeressäugern zur Bewertung von Offshore-Windkraftanlagen. Teilvorhaben 1: „Weiterführende Untersuchungen zum Einfluss akustischer Emissionen von Offshore-Windenergieanlagen auf marine Säuger im Bereich der deutschen Nord- und Ostsee“. Schlussbericht. Büsum, Stralsund: Forschungs- und Technologiezentrum Westküste, Deutsches Meeresmuseum.

Sommermann, K.-P. (1997): Staatsziele und Staatszielbestimmungen. Tübingen: Mohr Siebeck. *Jus publicum* 25.

Sprötge, M., Sinning, F., Reichenbach, M. (2004): Zum naturschutzfachlichen Umgang mit Vögeln und Fledermäusen in der Windenergieplanung. In: BUND (Hrsg.): Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz. Bremen: BUND S. 281–292.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009a): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Berlin: SRU. Stellungnahme 13.

SRU (2009b): Für eine zeitgemäße Gemeinsame Agrarpolitik (GAP). Berlin: SRU. Stellungnahme 14.

SRU (2008): Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2007): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2003): Windenergienutzung auf See. Berlin: SRU. Stellungnahme.

SRU (2002): Umweltgutachten 2002. Für eine neue Vorreiterrolle. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

SRU (2000): Umweltgutachten 2000. Schritte ins nächste Jahrtausend. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

SRU (1994): Umweltgutachten 1994. Für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

Steinberg, R. (1996): Verfassungsrechtlicher Umweltschutz durch Grundrechte und Staatszielbestimmung. *Neue Juristische Wochenschrift* 49 (31), S. 1985–1994.

Sterk, W., Arens, C., Borbonus, S., Eichhorst, U., Kiyar, D., Mersmann, F., Rudolph, F., Wang-Helmreich, H., Watnabe, R. (2010): Something Was Rotten in the State of Denmark: Cop-out in Copenhagen. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Sukhdev, P. (2008): The economics of ecosystems & biodiversity: An interim report. Brüssel: Europäische Kommission.

Thrän, D., Edel, M., Seidenberger, T., Gesemann, S., Rhode, M. (2009): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomassenutzung. 1. Zwischenbericht. Leipzig: Deutsches BiomasseForschungsZentrum. FKZ 0327635.

Turkenburg, W. C. (2004): Nuclear Energy and Sustainable Development. In: IAEA (International Atomic Energy Agency) (Hrsg.): Innovative Technologies for Nuclear Fuel Cycles and Nuclear Power. International Conference held in Vienna, 23–26 June 2003. Vienna: IAEA. Conference & Symposium Papers 24, S. 45–56.

U.S. Department of Energy (2007): Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation. Report to Congress. Washington, DC: U. S. Department of Energy. [http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp\\_water\\_study.pdf](http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf) (14.10.2010).

UBA (Umweltbundesamt) (2010): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990–2008 (Fassung zur EU-Submission 15.01.2010). Dessau-Roßlau: UBA. <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm> (19.03.2010).

UBA (2009): Entwicklung der Luftqualität in Deutschland. Dessau-Roßlau: UBA.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2010): Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009. Part One: Proceedings. Bonn: UNFCCC. FCCC/CP/2009/11.

Vohland, K., Doyle, U., Cramer, W. (2008): Der Einfluss von Klimaveränderungen auf die Biodiversität. *Aus Politik und Zeitgeschichte* 2008 (3), S. 31–38.

Waechter, K. (1996): Umweltschutz als Staatsziel. *Natur und Recht* 18, S. 321–327.

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2010): *Climate Policy Post-Copenhagen: A Three-Level Strategy for Success*. Berlin: WBGU. Policy Paper.

WBGU (2009a): *Klimawandel: Warum 2°C?*. Berlin: WBGU. Factsheet 2/09.

WBGU (2009b): *Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung*. Berlin: WBGU.

WBGU (2003): *Über Kioto hinaus denken – Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert*. Berlin: WBGU. Sondergutachten.

WBGU (1998): *Welt im Wandel: Strategien zur Bewältigung globaler Umweltrisiken*. Berlin: Springer.

WBGU (1995): *Szenario zur Ableitung globaler CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele und Umsetzungsstrategien. Stellungnahme zur ersten Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention in Berlin*. Bremerhaven: WBGU.

WCED (World Commission on Environment and Development) (1987): *Our common future (Brundtland-Report)*. Oxford: Oxford University Press.

Wegener, J., Lücke, W., Heinzemann, J. (2006): *Analyse und Bewertung landwirtschaftlicher Treibhausgas-Emissionen in Deutschland*. *Agrartechnische Forschung* 12 (6), S. 103–114.

Weilgart, L. S. (o.J.): *The Impact of Ocean Noise Pollution on Marine Biodiversity*. Halifax: Dalhousie University, Department of Biology.

Wild-Scholten, M. de., Alsema, E. (2006): *Energetische Bewertung von PV-Modulen*. *Erneuerbare Energien* 16 (9), S. 66–68.

Zettler, M. L., Pollehne, F. (o. J.): *Ökologische Begleitforschung zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich auf Forschungsplattformen in der Nord- und Ostsee (BEOFINO). Arbeitspaket 2: Prozesse im Nahbereich der Piles-Ostsee. Endbericht*. Rostock: Institut für Ostseeforschung Warnemünde, Biologische Meereskunde.

Zittel, W., Schindler, J. (2007): *Coal: Resources and future production. Background paper prepared by the Energy Watch Group. Updated version: 10th July 2007*. Ottobrunn: Energy Watch Group. EWG-Series 1/07.

### **Kapitel 3**

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2009): *Energiebilanz der Bundesrepublik 2007*. <http://ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63> (30.08.2010).

Anandarajah, G., Strachan, N., Ekins, P., Kannan, R., Hughes, N. (2009): Pathways to a low carbon economy: Energy systems modelling. London: King's College. UKERC Energy 2050 Research Report 1.

ARGE Monitoring PV-Anlagen (2005): Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Aktuelle Erfahrungen und Konfliktlinien. Workshop-Dokumentation. Hannover: ARGE Monitoring PV-Anlagen. <http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/dokumentation-endfassung-workshop.pdf> (15.03.2010).

Auckenthaler, A., Bänninger, D., Huggenberger, P., Butscher, C. (2010): Erdwärmenutzungskonzept Basel Land. Konzept für die Nutzung der Erdwärme zu Heiz- und/oder Kühlzwecken durch Erdwärmesonden, Erdregister, Wärmekörbe, Energiepfähle und Grundwasserwärmepumpen im Kanton Basel-Landschaft. Liestal: Amt für Umweltschutz und Energie, Kanton Basel-Landschaft.

Barthel, C., Bunse, M., Irrek, W., Thomas, S. (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Kurzfassung. Endbericht im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Bates, B. C., Kundzewicz, Z. W., Wu, S., Palutiko, J. P. (Hrsg.) (2008): Climate Change and Water. Geneva: IPCC Secretariat. IPCC Technical Paper 4.

BfN (Bundesamt für Naturschutz) (2010): Erneuerbare Energien und Naturschutz. Bonn: BfN. [http://www.bfn.de/0319\\_regenerative\\_energie.html](http://www.bfn.de/0319_regenerative_energie.html) (19.07.2010).

Bloem, H., Monfort-Ferrario, F., Szabo, M., Jäger-Waldau, A. (2010): Renewable Energy Snapshots 2010. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Union.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: BMU.

BMU (2007): Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt, vom Bundeskabinett am 7. November 2007 beschlossen. Berlin: BMU.

BMU (2006): Eckpunktepapier Novellierung der 1. BImSchV. Stand: 10. November 2006. Berlin: BMU.

BMU (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Berlin: BMU.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010a): Energiedaten. Energie und Umwelt. Tabelle 9: Emissionen von Kohlendioxid, Stickstoffoxiden, Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und Gesamtstaub nach Quellkategorien. Deutschland. Berlin: BMWi. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten,did=176570.html> (30.08.2010).

BMWi (2010b): Energiedaten. Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: BMWi. [http://www.powerado.de/index.php?option=com\\_content&task=blogcategory&id=30&Itemid=28](http://www.powerado.de/index.php?option=com_content&task=blogcategory&id=30&Itemid=28) (01.09.2010).

Boisch, A. (2010): Stoffliche und energetische Bioabfallverwertung in Hamburg. In: Wiemer, K., Kern, M. (Hrsg.): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung. Bd. V. Witzenhausen: Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie, S. 415–426.



Brandt, U., Butenschön, S., Ratzbor, G. (2005): Grundlagenarbeit für eine Informationskampagne "Umwelt - und naturverträgliche Windenergienutzung in Deutschland (onshore)", Analyseteil. Lehrte-Aligse: Deutscher Naturschutzring.

Bruyn, U. de, Linders, H. W., Mohr, K. (2009): Epiphytische Flechten im Wandel von Immissionen und Klima. Ergebnisse einer Vergleichskartierung 1989/2007 in Nordwestdeutschland. *Umweltwissenschaften und Schadstoff-Forschung* 21 (1), S. 63–75.

BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2010): Raumordnung in der AWZ. Hamburg: BSH. [http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung\\_in\\_der\\_AWZ/index.jsp](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/index.jsp) (05.10.2010).

BSH (2008): Umweltbericht zum Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), Teil Nordsee. Hamburg: BSH.

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland) (2009): Wasserkraftnutzung unter der Prämisse eines ökologischen Fließgewässerschutzes. Berlin: BUND. Positionen 54.

BUND (2004): Themenheft "Vögel und Fledermäuse im Konflikt mit der Windenergie". Erkenntnisse zur Empfindlichkeit. Bremen: BUND. Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz 7.

BWE (Bundesverband WindEnergie) (2007): Handlungsempfehlung für die Kennzeichnung von Windenergieanlagen. Abgestimmt auf der Sitzung des AK-Kennzeichnung des BWE am 6.11.2007 in Hannover. Berlin: BWE.

Carus, M., Raschka, A., Piotrowski, S. (2010): Entwicklung von Förderinstrumenten für die stoffliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland. Volumen, Struktur, Substitutionspotenziale, Konkurrenzsituation und Besonderheiten der stofflichen Nutzung sowie Entwicklung von Förderinstrumenten. Kurzfassung. Hürth: nova-Institut für politische und ökologische Innovation GmbH. FKZ 22003908.

Clapp, C., Karousakis, K., Buchner, B., Chateau, J. (2009): National and sectoral GHG mitigation potential: A comparison across models. Paris: OECD/IEA.

Clarke, L., Edmonds, J., Krey, V., Richels, R., Rose, S., Tavoni, M. (2009): International climate policy architectures: Overview of the EMF 22 International Scenarios. *Energy Economics* 31 (Suppl. 2), S. S64–S81.

Crosti, R., Cascone, C., Cipollaro, S. (2010): Use of a weed risk assessment for the Mediterranean region of Central Italy to prevent loss of functionality and biodiversity in agro-ecosystems. *Biological Invasions* 12 (6), S. 1607–1616.

Czisch, G. (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Kassel, Universität, Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energiewandlung, Dissertation.

Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Vogt, R. (2008): Materialband C: Biogasanlagen. Technik und Betrieb. In: Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Klinski, S., Brohmann, B., Fritsche, U. R., Hennenberg, K., Hünecke, K., Rausch, L., Köppel, J., Peters, W., Pusch, E., Schultze, C. (Hrsg.): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Institut für Energetik und Umwelt, Fachhochschule für Wirtschaft, Öko-Institut, S. 20.

Daniel, J., Scholwin, F. (2008): Materialband O: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. In: Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Klinski, S., Brohmann, B., Fritsche, U. R., Hennenberg, K., Hünecke, K., Rausch, L., Köppel, J., Peters, W., Pusch, E., Schultze, C. (Hrsg.): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Institut für Energetik und Umwelt, Fachhochschule für Wirtschaft, Öko-Institut, S. 401–442.

Daniel, J., Vogt, R. (2008): Materialband B: Substrate zur Biogaserzeugung. In: Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Klinski, S., Brohmann, B., Fritsche, U. R., Hennenberg, K., Hünecke, K., Rausch, L., Köppel, J., Peters, W., Pusch, E., Schultze, C. (Hrsg.): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Institut für Energetik und Umwelt, Fachhochschule für Wirtschaft, Öko-Institut, S. 28–49.

Dauber, J., Jones, M. B., Stout, J. C. (2010): The impact of biomass crop cultivation on temperate biodiversity. *Global Change Biology, Bioenergy* (Article first published online: 23.07.2010).

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010a): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 42. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT42\\_DZLR\\_Integration\\_Energiequellen\\_2050.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

DLR (2010b): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Unveröffentlichte Rechenergebnisse. Stuttgart: DLR.

Doyle, U., Vohland, K., Rock, J., Schümann, K., Ristow, M. (2007): Nachwachsende Rohstoffe – eine Einschätzung aus Sicht des Naturschutzes. *Natur und Landschaft* 82 (12), S. 529–535.

Ebertsch, G. (2010): Klimaschutz und Luftreinhaltung bei Biogasanlagen. Vortrag, Bayerische Immissionsschutztag, 16.06.2010, Augsburg.

ECF (European Climate Foundation), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010): Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Vol. 1: Technical and economic analysis. Den Haag: ECF. [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf) (20.04.2010).

Edenhofer, O., Carraro, C., Hourcade, J.-C., Neuhoﬀ, K., Luderer, G., Flachslund, C., Jakob, M., Popp, A., Steckel, J., Strohschein, J., Bauer, N., Brunner, S., Leimbach, M., Lotze-Campen, H., Bosetti, V., Cian, E. de, Tavoni, M., Sassi, O., Waisman, H., Crassous-Doerfler, R., Monjon, S., Dröge, S., Essen, H. van, Río, P. del, Türk, A. (2009): RECIPE – The Economics of Decarbonization. Synthesis Report. Potsdam, Lecce, Paris, Cambridge: Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Centro Euro-Mediterraneo per i Cambiamenti Climatici, Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, Electricity Policy Research Group.

Ehlers, U. I. (2005): Windenergie und Druckluftspeicher. Netzentlastung und Reservestellung mit Druckmitspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem

Windenergieanteil. Flensburg: Universität Flensburg, Fachhochschule Flensburg. Unveröffentlichtes Manuskript.

Ekardt, F., Henning, B. (2009): Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Chancen und Grenzen von Nachhaltigkeits-Kriterienkatalogen. Zeitschrift für Umweltrecht 20 (11), S. 543–551.

Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung (2002): Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 14/9400.

EREC (European Renewable Energy Council) (2010): RE-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. Brüssel: EREC

EREC, Greenpeace International (2010): Energy [R]evolution. A Sustainable World Energy Outlook. 3rd ed. Brussels, Amsterdam: EREC, Greenpeace International.

Eskeland, G. S. (2010): Transforming the European energy system. In: Hulme, M. (Hrsg.): Making climate change work for us: European perspectives on adaptation and mitigation strategies. Cambridge: Cambridge University Press, S. 165–199.

EURELECTRIC (2010): Power choices: Pathways to a carbon-neutral electricity in Europe by 2050. Full report. Brussels: EURELECTRIC.

EuroStat (Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften) (2010): Electricity generated from renewable sources – [tsdcc330]. % of gross electricity consumption. Luxemburg: EuroStat.

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc330> (27.9.2010).

FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.) (2009): Energiezukunft 2050. Teil II: Szenarien. Endbericht. München: FfE.

Fisher, E., Jones, J. S., Schomberg, R. von (2006): Implementing the precautionary principle: Perspectives and prospects. Cheltenham: Edward Elgar.

Fox, T., Desholm, M., Kahlert, J., Petersen, I. K., Christensen, T. K. (2007): Vermeidungsreaktionen und Kollisionsrisiken von Vögeln: Monitoringergebnisse der dänischen Offshore-Windparks Horns Rev und Nysted. In: Morkel, L., Toland, A., Wende, W., Köppel, J. (Hrsg.): 2. Wissenschaftstage des Bundesumweltministeriums zur Offshore-Windenergienutzung am 20. und 21. Februar 2007 in Berlin. Tagungsband (Kennz. 0327608). Berlin: Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, S. 98–104.

Fuchs, M., Preis, S., Wirth, V., Binzenhöfer, B., Pröbstl, U., Pohl, G., Muhar, S., Jungwirth, M. (2010): Wasserrahmenrichtlinie und Natura 2000. Gemeinsame Umsetzung in Deutschland und Österreich am Beispiel der Grenzflüsse Salzach und Inn. Ergebnisse des F+E Vorhabens 806 82 220 des Bundesamtes für Naturschutz. Bonn-Bad Godesberg: Bundesamt für Naturschutz. Naturschutz und Biologische Vielfalt 85.

Funda, K., Kern, M., Raussen, T., Bergs, C.-G., Hermann, T. (2009): Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen. Anregungen für kommunale Entscheidungsträger. Berlin, Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Umweltbundesamt.

FVEE (ForschungsVerbund Erneuerbare Energien) (2010a): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. Berlin: FVEE.

Gärditz, K. F. (2010): Ökologische Binnenkonflikte im Klimaschutzrecht. Deutsches Verwaltungsblatt 125 (4), S. 214.

Gebler, R.-J., Lehmann, P. (2010): Auslegung der Umgebungsgewässer am Wehrkraftwerk und an der Altanlage der RADAG. Wasserwirtschaft 100 (6), S. 40–44.

Gilles, A., Siebert, U. (2009): Erprobung eines Bund/Länder-Fachvorschlags für das Deutsche Meeresmonitoring von Seevögeln und Schweinswalen als Grundlage für die Erfüllung der Natura 2000. Berichtspflichten mit einem Schwerpunkt in der deutschen AWZ von Nord- und Ostsee (FFH-Berichtsperiode 2007-2012). Teilbericht Schweinswale. Endbericht für den Werkvertrag. Büsum, Stralsund: Forschungs- und Technologiezentrum Westküste der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Deutsches Meeresmuseum.

Gosten, A., Rücker, T. (2010): Potenziale der Bioabfallvergärung und Gasnutzung in Berlin. In: Wiemer, K., Kern, M. (Hrsg.): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung. Bd. V. Witzenhausen: Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie, S. 397–414.

Götze, R., Boelling, A., Löscher, L. (2010): Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Fachplanungsflächen. Zeitschrift für Umweltrecht 21 (5), S. 245–254.

Graebig, M., Bringezu, S., Fenner, R. (2010): Comparative analysis of environmental impacts of maize-biogas and photovoltaics on a land use basis. Solar Energy 84 (7), S. 1255–1263.

Haaren, C. von (Hrsg.) (2004): Landschaftsplanung. Stuttgart: Ulmer.

Hennenberg, K. J., Dragisic, C., Haye, S., Hewson, J., Semroc, B., Savy, C., Wiegmann, K., Fehrenbach, H., Fritsche, U. R. (2010): The Power of Bioenergy-Related Standards to Protect Biodiversity. Conservation Biology 24 (2), S. 412–423.

Herden, C., Gharadjedaghi, B., Rasmus, J. (2009): Naturschutzfachliche Bewertungsmethoden von Freilandphotovoltaikanlagen. Bonn: BfN. BfN-Skripten 247.

Hötker, H., Thomsen, K.-M., Köster, H. (2004): Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und der Fledermäuse. Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornithologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen. Endbericht. Berghusen: Michael-Otto-Institut im NABU.

Hourcade, J.-C., Jaccard, M., Bataille, C., Gherzi, F. (2006): Hybrid modeling: New answers to old challenges. Energy Journal 27 (Special Issue 2), S. 1–12.

Hübner, G., Pohl, J. (2010): Akzeptanz und Umweltverträglichkeit der Hinderniskennzeichnung von Windenergieanlagen. Abschlussbericht zum BMU-Forschungsvorhaben (FKZ: 03MAP134). Halle (Saale): Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg.

Hulme, M., Neufeldt, H., Colyer, H., Ritchie, A. (Hrsg.) (2009): Adaptation and Mitigation Strategies: Supporting European Climate Policy. The Final Report from the ADAM Project. Revised June 2009. Norwich: Tyndall Centre for Climate Change Research, University of East Anglia.

IEA (International Energy Agency) (2010): Energy technology perspectives: Scenarios and strategies 2050. Paris: IEA.

IEA (2009): World Energy Outlook 2009. Paris: IEA.

IEA (2008): World Energy Outlook 2008. Paris: IEA.

IEA (2006): World Energy Outlook 2006. Paris: OECD/IEA.

IEA (2005): World Energy Outlook 2005. Paris: OECD/IEA.

IEA (2004): World Energy Outlook 2004. Paris: OECD/IEA.

IEA (2002): World Energy Outlook 2002. Paris: OECD/IEA.

IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung), ZEW (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung) (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Stuttgart, Essen, Mannheim: IER, RWI, ZEW.

Janssen, G., Sordyl, H., Albrecht, J., Konieczny, B., Wolf, F., Schabelon, H. (2008): Anforderungen des Umweltschutzes an die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) – einschließlich des Nutzungsanspruches Windenergienutzung. F+E-Vorhaben (FKZ 205 16 101). Zwischenstand. Dresden, Broderstorf: Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung, Institut für Angewandte Ökologie.

Janzing, B. (2009): Rumoren in der Tiefe. Neue Energie 19 (1), S. 41–43.

Jochem, E., Schade, W. (2009): ADAM Adaptation and Mitigation Strategies: Supporting European Climate Policy. Deliverable D3 of work package M1: ADAM 2-degree scenario for Europe – policies and impacts. Karlsruhe: Fraunhofer-ISI.

Kahouli-Brahmi, S. (2008): Technological learning in energy-environment-economy modelling: A survey. Energy Policy 36 (1), S. 138–162.

Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Klinski, S. (2008): Materialband F: Genehmigungsrechtliche Aspekte bei Biogasanlagen. In: Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Klinski, S., Brohmann, B., Fritsche, U. R., Hennenberg, K., Hünecke, K., Rausch, L., Köppel, J., Peters, W., Pusch, E., Schultze, C. (Hrsg.): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Institut für Energetik und Umwelt, Fachhochschule für Wirtschaft, Öko-Institut, S. 48.

Knopf, B., Edenhofer, O., Held, A., Jochem, E., Schade, W. (2010): The economics of low stabilisation: Implications for technological change and policy. In: Hulme, M. (Hrsg.): Making climate change work for us: European perspectives on adaptation and mitigation strategies. Cambridge: Cambridge University Press, S. 291–318.

Korn, N., Jessel, B., Hasch, B., Mühlinghaus, R. (2005): Flussauen und Wasserrahmenrichtlinie. Bonn: Bundesamt für Naturschutz. Naturschutz und Biologische Vielfalt 27.

Krewitt, W., Nast, M., Nitsch, J. (2005a): Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik. Langfassung. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. [http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/PV\\_Studie\\_Langfassung.pdf](http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/PV_Studie_Langfassung.pdf) (24.03.2010).

Krewitt, W., Nitsch, J., Reinhardt, G. (2005b): Renewable energies: Between climate protection and nature conservation? *International Journal of Global Energy Issues* 23 (1), S. 29–42.

Krewitt, W., Nitsch, J., Reinhardt, G. (2004): Wege für einen ausgewogenen Ausbau erneuerbarer Energien. *Ökologisches Wirtschaften* 2004 (5), S. 12–14.

Kruppa, I. (2007): Steuerung der Offshore-Windenergienutzung vor dem Hintergrund der Umweltziele Klima- und Meeresumweltschutz. Berlin, Technische Universität, Dissertation.

Lemming, J. K., Morthorst, P. E., Clausen, N. E., Hjuler Jensen, P. (2009): Contribution to the Chapter on Wind Power in *Energy Technology Perspectives 2008*. Roskilde: Risø National Laboratory for Sustainable Energy. Risø-R-1674(EN)

Naturschutzstandards Erneuerbarer Energien (2010): Wasserkraft. Workshop "Konkretisierung der Maßnahmen zur wesentlichen Verbesserung des ökologischen Zustands gemäß EEG 2009". Workshopunterlagen und -ergebnisse. Berlin: Peters. <http://www.naturschutzstandards-erneuerbarer-energien.de/index.php/ergebnisse/wasserkraft/workshop> (05.10.2010).

Naumann, S., Igel, F. (2005): Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Neuerrichtung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation. A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy* 36 (6), S. 2200–2211.

Neij, L. (1999): Cost dynamics of wind power. *Energy* 24 (5), S. 375–389.

Neij, L. (1997): Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. *Energy Policy* 25 (13), S. 1099–1107.

Nitsch, H., Osterburg, B., Buttlar, C. von, Buttlar, H.-B. von (2008): Aspekte des Gewässerschutzes und der Gewässernutzung beim Anbau von Energiepflanzen. Braunschweig: Institut für Ländliche Räume, vTI. Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 03/08.

Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. "Leitstudie 2008". Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K., Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie und Umweltforschung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nord Pool ASA (2010): Market Data. Reservoir Content for Sweden. <http://www.nordpool.com/system/flags/power/reservoir/sweden/> (20.04.2010).

Oemichen, K. (2010): Klimabilanzen bei der Reststoffverwertung. Vortrag, Bioenergie aus der Landschaftspflege, 10.02.2010, Berlin.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. Basel, Freiburg: Prognos AG, Öko-Institut.

Peters, W. (2010): Bioenergie aus der Landschaftspflege. Zusammenfassung der Tagung. Vortrag, Bioenergie aus der Landschaftspflege, 10.02.2010, Berlin.

Peters, W., Morkel, L. (2009): Naturschutzstandards Erneuerbarer Energien. Vertiefung: Visuelle Hinderniskennzeichnung von Windenergieanlagen an Land und auf See. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Peters, W., Morkel, L., Köppel, J., Köller, J., Wippel, K., Hagen, Z., Treblin, M. (2007): Berücksichtigung von Auswirkungen auf die Meeresumwelt bei der Zulassung von Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone. Endbericht. (FKZ 0329949). Berlin: Technische Universität.

Peters, W., Schultze, C., Schumann, K., Stein, S. (2010): Bioenergie und Naturschutz. Synergien fördern, Risiken vermeiden. Bonn: Bundesamt für Naturschutz.

Piela, A. (2010): Tierökologische Abstandskriterien bei der Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg (TAK). *Natur und Landschaft* 85 (2), S. 51–60.

Pieprzyk, B., Hilje, P. R. (2009): Erneuerbare Energien – Vorhersage und Wirklichkeit. Vergleich von Prognosen und Szenarien mit der tatsächlichen Entwicklung Erneuerbarer Energien. Deutschland, Europa, Welt. Kurzgutachten. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien.

Quaschnig, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf: VDI-Verlag. Fortschrittsberichte VDI 437.

Rechsteiner, R. (2008): Wind power in context. A clean revolution in the energy sector. Berlin, Ottobrunn: Energy Watch Group, Ludwig Bölkow Stiftung.

Riecken, U., Finck, P., Raths, U., Schröder, E., Ssymank, A. (2010): Ursachen der Gefährdung von Biotoptypen in Deutschland. *Natur und Landschaft* 85 (5), S. 181–186.

Rodrigues, L., Bach, L., Dubourg-Savage, M.-J., Goodwin, J., Harbusch, C. (2008): Leitfaden für die Berücksichtigung von Fledermäusen bei Windenergieprojekten. Bonn: UNEP/EUROBATS. EUROBATS Publication Series 3.

Ruess, B. (2010): Ökologische Aufwertungsmaßnahmen beim Neubau des Wehrkraftwerks der RADAG. *Wasserwirtschaft* 100 (6), S. 37–39.

SCBD (Secretariat of the Convention on Biological Diversity) (2007): Die Lage der biologischen Vielfalt. 2. Globaler Ausblick. Bonn: Bundesamt für Naturschutz. *Naturschutz und Biologische Vielfalt* 44.

Scheidler, A. (2010): Verunstaltung des Landschaftsbildes durch Windkraftanlagen. *Natur und Recht* 8 (32), S. 525–530.

Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Strassburg, S., Fürsch, M., Nagl, S., Paulus, M., Richter, J., Trüby, J., Lutz, C., Khorushun, O., Lehr, U., Thobe, I. (2010): *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie.* Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Projekt Nr. 12/10.

Schümann, K. (2008): Nachwachsende Rohstoffe als nachwachsendes Problem bei invasiven Arten? *Natur und Landschaft* 83 (9–10), S. 438–440.

Schümann, K., Wagner, F., Luick, R. (2009): *Naturschutzstandards für den Biomasseanbau. Unveröffentlichter Endbericht.* Rottenburg: Hochschule für Forstwissenschaft. FKZ 3507 82 150.

SEI (Stockholm Environment Institute) (2009): *Europe's share of the climate challenge. Domestic actions and international obligations to protect the planet.* Stockholm: SEI.

Siebert, U., Lucke, K., Sundermeyer, J., Benke, H. (2007): *Forschungsverbund MINOSplus-Weiterführende Arbeiten an Seevögeln und Meeressäugern zur Bewertung von Offshore - Windkraftanlagen. Teilvorhaben 1: „Weiterführende Untersuchungen zum Einfluss akustischer Emissionen von Offshore-Windenergieanlagen auf marine Säuger im Bereich der deutschen Nord- und Ostsee“.* Schlussbericht. Büsum, Stralsund: Forschungs- und Technologiezentrum Westküste, Deutsches Meeresmuseum.

Sprötge, M., Sinning, F., Reichenbach, M. (2004): *Zum naturschutzfachlichen Umgang mit Vögeln und Fledermäusen in der Windenergieplanung.* In: BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland): Themenheft "Vögel und Fledermäuse im Konflikt mit der Windenergie". *Erkenntnisse zur Empfindlichkeit.* Bremen: BUND. Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz 7, S. 281–292.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar.* Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

SRU (2009): *Für eine zeitgemäße Gemeinsame Agrarpolitik (GAP).* Berlin: SRU. Stellungnahme 14.

SRU (2008): *Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels.* Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2007): *Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten.* Berlin: Erich Schmidt.

Stadlbauer, E. A., Jennemann, C. (2010): *Biogaserzeugung 2010.* *η[energie] 2010* (1), S. 22–24.

Staiß, F., Schmidt, M., Musiol, F. (2007): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG.* Forschungsbericht. Stuttgart, Varel, Saarbrücken, Geeste, Münster, Wuppertal, Hannover: Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Fichtner GmbH & Co. KG, Deutsche WindGuard GmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, GtV-Service GmbH, Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Bosch & Partner GmbH.



Surek, T. (2005): Crystal growth and materials research in photovoltaics: Progress and challenges. *Journal of Crystal Growth* 275, S. 292–304.

TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2010): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Berlin: TAB. [www.tab-beim-bundestag.de/de/untersuchungen/u084.html](http://www.tab-beim-bundestag.de/de/untersuchungen/u084.html) (23.08.2010).

Thrän, D., Edel, M., Seidenberger, T., Gesemann, S., Rhode, M. (2009): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomassenutzung. 1. Zwischenbericht. Leipzig: Deutsches BiomasseForschungsZentrum. FKZ 0327635.

UBA (Umweltbundesamt) (2009a): Emissionsentwicklung 1990–2007, Treibhausgase, inkl. erweiterte Auswertung und Äquivalentemissionen der Treibhausgase. Dessau-Roßlau: UBA. <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm> (31.08.2010).

UBA (2009b): Politikszenerarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau: UBA. *Climate Change* 16/09. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3764.pdf> (14.12.2009).

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2008): GHG-Data. Global map – Annex I. Bonn: UNFCCC. <http://maps.unfccc.int/di/map/> (31.08.2010).

UVS (Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft), NABU (Naturschutzbund Deutschland) (2005): Kriterien für naturverträgliche Photovoltaik-Freiflächenanlagen Vereinbarung zwischen Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (UVS) und Naturschutzbund Deutschland – NABU. Bonn, Berlin: UVS, NABU.

Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Klinski, S., Brohmann, B., Fritsche, U. R., Hennenberg, K., Hünecke, K., Rausch, L., Köppel, J., Peters, W., Pusch, E., Schultze, C. (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Institut für Energetik und Umwelt, Fachhochschule für Wirtschaft, Öko-Institut. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau\\_biogaserzeugung\\_kurzfassung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau_biogaserzeugung_kurzfassung.pdf) (15.03.2010).

Walgern, H. (2010): Kulturlandschaft und kulturelles Erbe in der Landesplanung von Nordrhein-Westfalen. *UVP-Report* 23 (5), S. 274–278.

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2003): *Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit*. Berlin: Springer.

Wietschel, M., Dallinger, D. (2008): Quo vadis Elektromobilität? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58 (12), S. 8–15.

Wild-Scholten, M. de., Alsema, E. (2006): Energetische Bewertung von PV-Modulen. *Erneuerbare Energien* 16 (9), S. 66–68.

Wilhelmsson, D., Langhamer, O., Engström, J. (2009): Artificial reef effect and fouling impacts on offshore wave power foundations and buoys. A pilot study. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 82 (3), S. 426–432.

Wilhelmsson, D., Malm, T., Thompson, R., Tchou, J., Sarantakos, G., McCormick, N., Luitjens, S., Gullström, M., Patterson Edwards, J. K., Amir, O., Dubi, A. (Hrsg.) (2010):

Greening Blue Energy: Identifying and managing the biodiversity risks and opportunities of offshore renewable energy. Gland: International Union for Conservation of Nature.

Zittel, W. (2010): IEA Preisprognosen für Importöl. München: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. Unveröffentlichtes Manuskript.

## Kapitel 4

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2009a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2008. <http://ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139&PHPSESSID=4a9132ee479df5638b2a166cf18e4873> (30.08.2010).

AGEB (2009b): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008. Berlin, Köln: AGEB.

AGEB (2008): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2007. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139> (07.10.2009).

Barthel, C., Bunse, M., Irrek, W., Thomas, S. (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Kurzfassung. Endbericht im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Barzantny, K., Achner, S., Vomberg, S., Groscurth, H.-M., Böhling, A., Breuer, T. (2009): Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland. Hamburg: Greenpeace

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2009): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas- und Strom- und Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag.

BDEW (2008a): 60 Kraftwerke in Bau oder in Planung. Berlin: BDEW. [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/78B5045581260CC9C125766C0003106A/\\$file/080417%20Liste%2060%20Kraftwerke%20im%20Bau%20oder%20in%20Planung.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/78B5045581260CC9C125766C0003106A/$file/080417%20Liste%2060%20Kraftwerke%20im%20Bau%20oder%20in%20Planung.pdf) (19.04.2010).

BDEW (2008b): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung. Berlin: BDEW. [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Energiemarkt\\_Deutschland\\_-\\_Sommer2008/\\$file/Energiemarkt%20Deutschland%20Sommer%202008.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Energiemarkt_Deutschland_-_Sommer2008/$file/Energiemarkt%20Deutschland%20Sommer%202008.pdf) (30.08.2010).

Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H. D., Reinisch, R., Scherer, U., Vanzetta, J. (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1. Berlin: Verband der Netzbetreiber.

BfS (Bundesamt für Strahlenschutz) (2010): Erzeugte Elektrizitätsmengen (netto) der deutschen Kernkraftwerke, Übertragung von Produktionsrechten und Erfassung der Reststrommengen. Salzgitter: BfS. [http://www.bfs.de/de/kerntechnik/Reststrommenge\\_0110.pdf](http://www.bfs.de/de/kerntechnik/Reststrommenge_0110.pdf) (30.04.2010).

BINE Informationsdienst (2007): Druckluft-Speicherkraftwerke. Bonn: BINE Informationsdienst. Projektinfo 05/07.

BINE Informationsdienst (2003): Was ist Energie? Bonn: BINE Informationsdienst. basisEnergie 15.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010a): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Berlin: BMU.

BMU (2010b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: BMU.

BMU (2009): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Stand: Juni 2009. Berlin: BMU.

BMU, BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen), BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft), BMVg (Bundesministerium für Verteidigung), dena (Deutsche Energie-Agentur) (2002): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Berlin: BMU, BMWi, BMVBW, BMVEL, BMVg, dena.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010a): Energiedaten. Energie und Umwelt. Tabelle 9: Emissionen von Kohlendioxid, Stickstoffoxiden, Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und Gesamtstaub nach Quellkategorien. Deutschland. Berlin: BMWi. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten,did=176570.html> (30.08.2010).

BMWi (2010b): Energiedaten. Energieträger. Tabelle 23: Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung. Berlin: BMWi. <http://bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten,did=180896.html> (30.08.2010).

BMWi (2010c): Energiedaten. Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: BMWi. [http://www.powerado.de/index.php?option=com\\_content&task=blogcategory&id=30&Itemid=28](http://www.powerado.de/index.php?option=com_content&task=blogcategory&id=30&Itemid=28) (01.09.2010).

BMWi (2009): Prognose der Erzeugung elektrischer Energie aus KKW auf Basis AtG ohne Elektrizitätsmengenübertragung. Berlin: BMWi. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energietraeger/uran-kernenergie,did=156152.html?view=renderPrint> (31.08.2010).

BMWi, BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU.

Brakelmann, H., Erlich, I. (2010): Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus. Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050. Studie. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 41. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT41\\_Brakelmann\\_Erlich Optionen\\_eletrische\\_Energieübertragung\\_Netzausbau.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT41_Brakelmann_Erlich Optionen_eletrische_Energieübertragung_Netzausbau.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

Bundesregierung (2004): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Fortschrittsbericht 2004. Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung.

Bürger, V. (2009): Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte. Münster, Berlin: Westfälische Wilhelms-Universität, Freie Universität. TRANSPOSE Working Paper 3.

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf> (11.03.2010).

Crotogino, F. (2003): Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. Vortrag, Tagung "Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung der VDI-Gesellschaft Energietechnik", 11.-12.03.2003, Stuttgart.

Czisch, G. (2009): Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100% regenerativen Stromerzeugung mit dem Zeithorizont 2050. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 40.

[http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT40\\_Czisch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT40_Czisch.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

DAtF (Deutsches Atomforum) (2010a): Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2001. Stromerzeugung. Berlin: DAtF.  
<http://www.kernfragen.de/kernenergie/Presse/Pressemitteilungen/items/sonstiges/stromerzeugung01.php> (13.10.2010).

DAtF (2010b): Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2003. Stromerzeugung. Berlin: DAtF.  
<http://www.kernfragen.de/kernenergie/Presse/Pressemitteilungen/items/sonstiges/stromerzeugung03.php> (13.10.2010).

DAtF (2010c): Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2004. Stromerzeugung. Berlin: DAtF.  
<http://www.kernfragen.de/kernenergie/Presse/Pressemitteilungen/items/sonstiges/stromerzeugung04.php> (13.10.2010).

DAtF (2010d): Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2005. Berlin: DAtF.  
<http://www.kernenergie.de/kernenergie/documentpool/DAtF/2005betriebsergebnisse.pdf> (13.10.2010).

DEBRIV (Bundesverband Braunkohle) (2010): Braunkohlekraftwerke werden flexibler. Informationen und Meinungen 2010 (1), S. 7–8.

dena (Deutsche Energie-Agentur) (2010): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin: dena. <http://www.dena.de/infos/presse/studien-umfragen/> (23.03.2010).

dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Endbericht. Köln: dena.

Deutscher Bundestag (2010): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 17/920. Stand des Ausbaus von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Elektronische Vorab-Fassung. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 17/920.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010a): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 42. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT42\\_DZLR\\_Integration\\_Energiequellen\\_2050.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

DLR (2010b): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Unveröffentlichte Rechenergebnisse. Stuttgart: DLR.

E.ON Netz (2009): Lastverlauf Hochspannungsnetz. Bayreuth: E.ON Netz GmbH. [http://www.eon-netz.com/pages/ehn\\_de/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Jahreshoechstlast\\_und\\_Lastverlauf/Lastverlauf\\_Hochspannungsnetz/index.htm](http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Jahreshoechstlast_und_Lastverlauf/Lastverlauf_Hochspannungsnetz/index.htm) (01.09.2010).

Ehlers, U. I. (2005): Windenergie und Druckluftspeicher. Netzentlastung und Reservestellung mit Druckmitspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil. Flensburg: Universität Flensburg, Fachhochschule Flensburg. Unveröff. Manuskript.

EIA (Energy Information Administration) (2010): World Primary Energy Consumption (Btu), 1980 - 2007. Washington, DC: EIA. <http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=44&pid=44&aid=2> (31.08.2010).

Energi Norge, EnergiAkademiet (2010): Norske forhold som er viktige for vannkraft. Oslo: Energi Norge, EnergiAkademiet. <http://www.energifakta.no/documents/Vannkraft/Norge.htm> (31.08.2010).

Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung (2002): Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 14/9400.

ENS (European Nuclear Society) (2010): Kernkraftwerke in Deutschland. Betriebsergebnisse 2009. Berlin: Inforum Verlags- und Verwaltungsgesellschaft.

ENS (2009): Kernkraftwerke in Deutschland. Betriebsergebnisse 2008. Berlin: Inforum Verlags- und Verwaltungsgesellschaft.

ENS (2008): Kernkraftwerke in Deutschland. Betriebsergebnisse 2007. Berlin: Inforum Verlags- und Verwaltungsgesellschaft.

ESA (Electricity Storage Association) (2010): Technology Comparisons. Ratings. Morgan Hill, Calif.: ESA. [http://electricitystorage.org/tech/technologies\\_comparisons\\_ratings.htm](http://electricitystorage.org/tech/technologies_comparisons_ratings.htm) (22.10.2010)

Europäische Kommission (2008): Gross inland consumption of primary energy (1 000 toe). Brüssel: Europäische Kommission. [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product\\_details/dataset?p\\_product\\_code=TEN00086](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/dataset?p_product_code=TEN00086) (15.09.2010).

EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), EEFA (Energy Environment Forecast Analysis GmbH) (2008): Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Köln, Berlin: EWI, EEFA.

Fagerholm, T., Homstrøm, A., Lie, Ø., Munkemord, M., Vilnes, O. (2010): Europe's Future Electricity Highway Rises From The Sea. Montel Magazine (1), S. 60–61.

FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) (2010): Vertikale Netzlast. München: FfE. [http://www.vattenfall.de/www/vf/vf\\_de/225583xberx/232127press/232157press/232187archi/258228press/index.jsp?pmid=153778](http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/232127press/232157press/232187archi/258228press/index.jsp?pmid=153778) (31.08.2010).

Fraunhofer IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik), BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario "Stromversorgung 2020". Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des BEE. Kassel, Berlin: Fraunhofer IWES, BEE.

Girod, B., Haan, P. de (2009): GHG reduction potential of changes in consumption patterns and higher quality levels from Swiss household consumption survey. *Energy Policy* 37 (12), S. 5650–5661.

Grimm, V. (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: Selbstverl. des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft 16.

Höfling, H., Leipprand, A., Sterner, M., Gerhardt, N., Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M., Faulstich, M., Hohmeyer, O. (2010): 100% regenerativ. Wie lange vertragen sich konventionelle und erneuerbare Energien auf dem Weg zur komplett regenerativen Stromversorgung? *BWK* 62 (10), S. 14–19.

Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S., Voß, A. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2001): *Climate Change 2001: Mitigation. A Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge: Cambridge Univ. Press.

Kaschenz, H., Albert, R., Mordziol, C., Schubert, J., Wachsmann, U., Schwermer, S., Berg, H. (2007): Stromsparen: Weniger Kosten, weniger Kraftwerke, weniger CO<sub>2</sub>. Fakten und Argumente für das Handeln auf Verbraucherseite. Positionspapier. Dessau: Umweltbundesamt.

Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K. (2010): *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Kurth, M. (2010): Integration erneuerbarer Energien: Impuls für ein zukunftsfähiges Stromnetz in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (1-2), S. 38–41.

Landgrebe, J., Kaschenz, H., Sternkopf, R., Westermann, B., Becker, K., Müller, W., Schneider, J., Burger, A., Kühleis, C. (2003): Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung. Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland. Berlin: Umweltbundesamt. *Climate Change* 06/03. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2374.pdf> (04.06.2010).

Leonhard, W., Buenger, U., Crotogino, F., Gatzen, C., Glaunsinger, W., Huebner, S., Kleinmaier, M., Koenemund, M., Landinger, H., Lebioda, T., Sauer, D. U., Weber, H., Wenzel, A., Wolf, E., Woyke, W., Zunft, S. (2008): *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf.* Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

- Loreck, C. (2008): Atomausstieg und Versorgungssicherheit. Dessau: Umweltbundesamt. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3520.pdf> (23.04.2010).
- Machat, M., Werner, K. (2007): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix. Dessau: Umweltbundesamt. Climate Change 01/07. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3195.pdf> (31.08.2010).
- Markewitz, P., Nollen, A., Polklas, T. (1998): Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks. Brennstoff-Wärme-Kraft 50 (5-6), S. 38–42.
- Markewitz, P., Schreiber, A., Zapp, P., Vögele, S. (2009): Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung: Strategien, Rahmenbedingungen und umweltseitige Auswirkungen. Zeitschrift für Energiewirtschaft 33 (1), S. 31–41.
- Markewitz, P., Stein, G. (Hrsg.) (2003): Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Abschlussbericht des Projekts IKARUS. Jülich: Forschungszentrum Jülich in der Helmholtz-Gemeinschaft. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt 39.
- Meller, E., Milijic, G., Wodopia, F.-J., Schöning, G. (Hrsg.) (2008): Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2008. 115. Ausg. Essen: VGE Verlag.
- Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation. A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy 36 (6), S. 2200–2211.
- Neupert, U., Euting, T., Kretschmer, T., Notthoff, C., Ruhlig, K., Weimert, B. (2009): Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility. An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. Köln: Institute of Energy Economics at the University of Cologne. EWI working paper 10/01.
- Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. "Leitstudie 2008". Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nord Pool ASA (2010a): Market Data. Reservoir Content for Norway. <http://www.nordpool.com/system/flags/power/reservoir/norway/> (20.04.2010).
- Nord Pool ASA (2010b): Market Data. Reservoir Content for Sweden. <http://www.nordpool.com/system/flags/power/reservoir/sweden/> (20.04.2010).
- NorGer (2010): NorGer - Connecting Renewables. Kristianssand: NoGer. <http://www.norger.biz> (31.08.2010).
- NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) (2010): Hydropower Data Norway. Oslo: NVE. Unveröffentlichtes Manuskript.

Oertel, D. (2008): Energiespeicher: Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung". Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. TAB-Arbeitsbericht 123.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. Basel, Freiburg: Prognos AG, Öko-Institut.

Peht, M., Lutz, C., Seefeldt, F., Schlomann, B., Wunsch, M., Lehr, U., Lambrecht, U., Fleiter, T. (2009): Klimaschutz, Energieeffizienz und Beschäftigung. Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland. Bericht im Rahmen des Forschungsvorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. Heidelberg, Karlsruhe, Berlin: Institut für Energie- und Umweltforschung, Fraunhofer ISI, GWS, Prognos AG. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie\\_energieeffizienz.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_energieeffizienz.pdf) (02.07.2010).

RWE Power (2010): ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Essen, Köln: RWE Power.

Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Strassburg, S., Fürsch, M., Nagl, S., Paulus, M., Richter, J., Trüby, J., Lutz, C., Khorushun, O., Lehr, U., Thobe, I. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Projekt Nr. 12/10.

Sira-Kvina kraftselskap (2010): Sira-Kvinas anlegg. Tonstad: Sira-Kvina kraftselskap. <http://sirakvina.no/index.cfm?id=209652> (31.08.2010).

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

SRU (2008): Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels. Berlin: Erich Schmidt.

SSB (Statistisk sentralbyrå) (2010): Statistisk årbok 2009, Tabell 393: Tilgang og bruk av elektrisk kraft. GWh. Oslo: SSB. <http://www.ssb.no/elektrisitetaar/tab-2010-05-26-03.html> (31.08.2010).

Statistics Norway (2010a): Elektrisitetsstatistikk, månedlig. Oslo: Statistics Norway. <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitet/arkiv/tab-2010-02-12-01.html> (20.04.2010).

Statistics Norway (2010b): Production, consumption and export surplus of electric energy per month. Oslo: Statistics Norway. [http://www.ssb.no/english/subjects/10/08/10/elektrisitet\\_en/fig-2010-03-11-02-en.html](http://www.ssb.no/english/subjects/10/08/10/elektrisitet_en/fig-2010-03-11-02-en.html) (20.04.2010).

Statistisches Bundesamt (2009): Warenverzeichnis Außenhandelsstatistik (8-Steller). Länderverzeichnis für die Außenhandelsstatistik. WA44013020. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt

Statistisches Bundesamt (2008): Energieverbrauch der privaten Haushalte. Wohnen, Mobilität, Konsum und Umwelt. Begleitmaterial zur Pressekonferenz 5. November 2008 in Berlin. Berlin: Statistisches Bundesamt.

Statkraft (2010): 2009 Annual Report, Sustainability Report. Oslo.



Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel, Universität Kassel, Dissertation.

Sterner, M., Gerhardt, N., Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M. (2010): Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. Unveröffentlichtes Manuskript.

Sterner, M., Schmid, J. (2009): Klimaschutz durch eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien. Vortrag, Tagung "Die Energieversorgung der Zukunft - Klimawandel und Energiewende", Evangelische Akademie Tutzing, 13.-15.11.2009, Tutzing.

The Crown Estate (2010): The Crown Estate Announces Round 3 Offshore Wind Development Partners. Press Release, 8 January 2010. London: The Crown Estate. <http://www.thecrownestate.co.uk/newscontent/92-r3-developers.htm> (21.04.2010).

Tukker, A., Huppel, G., Guinée, J., Heijungs, R., DeKoning, A., VanOers, L., Suh, S., Geerken, T., VanHolderbeke, M., Jansen, B. (2006): Environmental Impacts of Products (EIPRO). Sevilla: IPTS. EUR 22284 EN.

UBA (Umweltbundesamt) (2010a): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix. Dessau-Roßlau: UBA.

UBA (2010b): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990 - 2008 (Fassung zur EU-Submission 15.01.2010). Dessau-Roßlau: UBA. <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm> (19.03.2010).

UBA (2009): Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Stand: 10.07.2009. Dessau-Roßlau: UBA. [http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_in\\_deutschland.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf) (23.04.2010).

UBA (2009): Politikszenerarien für den Klimaschutz V - auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau: UBA. Climate Change 16/09. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/fpdf-l/3764.pdf> (14.12.2009).

## Kapitel 5

Agentur für Erneuerbare Energien (2010): Einspeisevergütung und Quotenmodell mit Zertifikatehandel auf dem Prüfstand. Ein Vergleich der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien am Beispiel von Deutschland und dem Vereinigten Königreich. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien.

Badura, P. (2003): Umweltschutz und Energiepolitik. In: Rengeling, H.-W. (Hrsg.): Handbuch zum europäischen und deutschen Umweltrecht. Bd. 2,2: Besonderes Umweltrecht. 2. Aufl. Köln: Heymann, S. 1392–1440.

Bals, C., Austrup, T., Burck, J., Koch, A., Medak, B., Pforte-von Randow, T., Treber, M. (2010): Analyse des Energiekonzeptentwurfs der Bundesregierung. Potenziale durch Atom und Kohle ausgebremst. Bonn, Berlin: Germanwatch.

Barroso, J. M. (2009): Political Guidelines for the next Commission. Brüssel: Europäische Kommission.

Bechberger, M. (2007): Why Renewables are not Enough: Spain's Discrepancy between Renewables Growth and Energy (in)Efficiency. In: Mez, L. (Hrsg.): Green Power Markets: Support Schemes, Case Studies and Perspectives. Brentwood: Multi-Science Publishing, S. 251–268.

Bechberger, M. (2000): Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG): Eine Analyse des Politikformulierungsprozesses. Berlin: Forschungsstelle für Umweltpolitik der FU Berlin. FFU-Report 00-06.  
[http://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/publikationen/2000/bechberger\\_mischa\\_2000/rep\\_00-06.PDF](http://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/publikationen/2000/bechberger_mischa_2000/rep_00-06.PDF) (27.10.2010).

Bechberger, M., Reiche, D. (2007): Diffusion of Renewable Feed-in Tariffs in the EU-28: An instrumental Contribution for the dissemination of Renewable Energies In: Mez, L. (Hrsg.): Green Power Markets: Support Schemes, Case Studies and Perspectives. Brentwood: Multi-Science Publishing, S. 31–50.

Berge, H. ten, Cross, S. (2010): Renewable energy 2020 and beyond: Delivering on the EU targets and defining pathway to a low carbon energy future. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook. Leuven: Claeys & Casteels, S. 103–154.

Bloem, H., Monfort-Ferrario, F., Szabo, M., Jäger-Waldau, A. (2010): Renewable Energy Snapshots 2010. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Union.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2008a): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Berlin: BMWi.

BMWi (2008b): Sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Stromversorgung in Deutschland. Geht es ohne Kernenergie? Berlin: BMWi.

BMWi, BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU.

Bruns, E., Ohlhorst, D., Wenzel, B., Köppel, J. (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens. Berlin: Universitätsverl. der TU Berlin.  
[http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/pdf/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Deutschland\\_2009.pdf](http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/pdf/Erneuerbare_Energien_in_Deutschland_2009.pdf) (17.03.2010).

BUND – Arbeitskreis Energie (2010): Stellungnahme zur Frage der Stromspeicherung im Rahmen der Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien. Berlin: BUND – Arbeitskreis Energie.

Bundesnetzagentur (2008): Monitoringbericht 2008. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesregierung (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin: Bundesregierung.

Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm. Berlin: Bundesregierung.

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf> (11.03.2010).

Coenraads, R., Reese, G., Voogt, M., Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Haas, R., Konstantinaviciute, I., Krivošik, J., Chadim, T. (2008): Progress: Promotion and Growth of Renewable Energy Sources and Systems. Final Report. Utrecht, Karlsruhe, Wien, Kaunas, Prague: Ecofys, Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, Litanian Energy Institute, SEVEn. TREN/D1/42-2005/S07.56988.

Czisch, G. (2009): Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100% regenerativen Stromerzeugung mit dem Zeithorizont 2050. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 40. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT40\\_Czisch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT40_Czisch.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

Dagger, S. B. (2009): Energiepolitik und Lobbying. Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2009. Stuttgart: ibidem-Verlag.

DECC (Department of Energy and Climate Change) (2010): National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom. Article 4 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC. London: DECC.

dena (Deutsche Energie-Agentur) (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Kurzfassung der zentralen Ergebnisse. Berlin: dena.

Deutscher Bundestag – Ausschuss für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 22. Sitzung (21.10.2010). Öffentliche Anhörung zu den Gesetzentwürfen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Elften und Zwölften Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, BT-Drucksachen 17/3051 und 17/3052. Berlin: Deutscher Bundestag – Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche\\_Anhoerungen/oeffentliche\\_Anhoerung\\_-\\_Atomgesetz/index.html](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche_Anhoerungen/oeffentliche_Anhoerung_-_Atomgesetz/index.html) (26.10.2010).

Dietrich, L., Schäperklaus, S. (2009): Der Raum wird knapp: Über die Steuerung von Nutzungskonflikten unter Tage. Erdöl Erdgas Kohle 125 (1), S. 20–26.

DUH (Deutsche Umwelthilfe) (2010): Plan N. Endfassung zur forumsinternen Abstimmung. Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze. Radolfzell: DUH.

DUH (2008): Stromlücke oder Stromlüge? Zu einer interessengeleiteten Debatte über die Zukunft der Stromversorgung in Deutschland. DUH-Hintergrund. Radolfzell am Bodensee: DUH. [http://www.duh.de/uploads/media/Stromluecke\\_Hintergrund\\_070408.pdf](http://www.duh.de/uploads/media/Stromluecke_Hintergrund_070408.pdf) (16.03.2010).

ECF (European Climate Foundation), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010): Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Vol. 1: Technical and economic analysis. Den Haag: ECF. [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf) (20.04.2010).

EFET (European Federation of Energy Traders) (2007): Towards an EU target of 20% renewable power production by 2020. Ideas for the reform and harmonisation of renewable energy support schemes in EU states. Amsterdam: EFET.

ENDS Europe (2010): Renewable Energy Europe. A special report on the National Renewable Energy Action Plans outlining goals and measures to boost renewable energy use. London: Ends Europe.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2010): TEN-Year Network Development Plan 2010 – 2020. Brussels: ENTSO-E.

EREC (European Renewable Energy Council) (2010): RE-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. Brüssel: EREC

EURELECTRIC (2010): Power choices: Pathways to a carbon-neutral electricity in Europe by 2050. Full report. Brussels: EURELECTRIC.

EURELECTRIC (2008): Reaching EU RES-Targets in an Efficient Manner. Benefits of Trade. Brussels: EURELECTRIC.

Europäische Kommission (2010a): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Commission Work Programme 2010. Time to act. COM(2010) 135 final, Vol. I. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010b): Communication from the Commission. Europe 2020. A strategy for smart, sustainable and inclusive growth. COM(2010) 2020 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010c): Stock taking document: Towards a new Energy Strategy for Europe 2011 – 2020. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2009a): Commission Staff working document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan): A Technology Road Map. SEC(2009) 1295. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2009b): Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. The Renewable Energy Progress Report: Commission Report in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC, Article 4(2) of Directive 2003/30/EC and on the implementation of the EU Biomass Action Plan, COM(2005)628. COM(2009) 192 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2009c): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Ein umfassendes Klimaschutzabkommen als Ziel für Kopenhagen. KOM(2009) 39 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008): Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Second Strategic Energy Review. An EU Energy Security and Solidarity Action Plan. Europe's current and future energy position. Demand, resources, investments. SEC(2008) 2871, Vol. I. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2007a): Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). "Towards a low Carbon Future" COM(2007) 723 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2007b): Mitteilung der Europäischen Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament. Eine Energiepolitik für Europa. KOM(2007) 1 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2006): Green Paper. A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy. COM(2006) 105 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2000): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. KOM(2000) 279 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (1997): Mitteilung der Kommission. Energie für die Zukunft: erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(1997) 599 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (1996): Mitteilung der Kommission. Energie für die Zukunft: erneuerbare Energieträger. Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(1996) 576 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

EUtech (EUtech Energie & Management GmbH), Greenpeace (2008): Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland. Stellungnahme zur Dena-Kurzstudie „Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“. Kurzstudie. Aachen, Hamburg: EUtech, Greenpeace.

Fouquet, D., Johansson, T. B. (2008): European renewable energy policy at crossroads. Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy* 36 (11), S. 4079–4092.

Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M. (2009): Deutschlands Energieversorgungsrisiko gestern, heute und morgen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33 (1), S. 42–48.

Geden, O., Fischer, S. (2008): Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven. Baden-Baden: Nomos. Denkart Europa 8.

Großmann, J. (2009): CCS: Ein Muss für den Klimaschutz – eine Chance für Deutschland? Vortrag, CCS-Konferenz von IZ-Klima, 23.01.2009, Berlin.

Hellner, C. (2010): Re-engineering the European Transmission Grid. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): *EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook*. Leuven: Claeys & Casteels, S. 155–176.

Hirschhausen, C. von, Weigt, H., Zachmann, G. (2007): Preisbildung und Marktmacht auf dem Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Dresden: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden.

Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Jacobsson, S., Bergek, A., Finon, D., Lauber, V., Michel, C., Toke, D., Verbruggen, A. (2009): EU renewable energy support policy: Faith or facts? *Energy Policy* 37 (6), S. 2143–2146.

Jänicke, M. (2008): Megatrend Umweltinnovation. Zur ökologischen Modernisierung von Wirtschaft und Staat. München: oekom.

Jones, C. (2010): A zero carbon energy policy for Europe: The only viable solution. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook. Leuven: Claeys & Casteels, S. 21–101.

Jordan, A., Hildingsson, R., Stripple, J. (2010a): Renewable energies: A continuing balancing act? In: Jordan, A., Huitema, D., Asselt, H. van, Rayner, T., Berkhout, F. (Hrsg.): Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation. Cambridge: Cambridge University Press, S. 103–124.

Jordan, A., Huitema, D., Rayner, T., Asselt, H. van (2010b): Climate change policy in the European Union. An introduction In: Jordan, A., Huitema, D., Asselt, H. van, Rayner, T., Berkhout, F. (Hrsg.): Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation. Cambridge: Cambridge University Press, S. 3–26.

Jordan, A., Rayner, T. (2010): The evolution of climate policy in the European Union: an historical overview In: Jordan, A., Huitema, D., Asselt, H. van, Rayner, T., Berkhout, F. (Hrsg.): Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation. Cambridge: Cambridge University Press, S. 52–80.

Kraack, M., Pehle, H., Zimmermann-Steinhart, P. (2001): Umweltintegration in der Europäischen Union. Das umweltpolitische Profil der EU im Politikfeldvergleich. Baden-Baden: Nomos. Integration Europas und Ordnung der Weltwirtschaft 23.

Kübler, K. (2010): Der SET-Plan: Neue Akzente in der europäischen Energieforschungspolitik. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (1–2), S. 114–119.

Lafferty, W. M., Ruud, A. (2008): Introduction: Promoting green electricity in Europe: The challenge of integrating contextual factors. In: Lafferty, W. M., Ruud, A. (Hrsg.): Promoting Sustainable Electricity in Europe. Challenging the Path Dependence of Dominant Energy Systems. Cheltenham: Edward Elgar, S. 1–44.

Lamprecht, F. (2009): Strommärkte 2050: Smart, integriert und CO<sub>2</sub>-neutral. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (9), S. 22–24.

Lauber, V. (2007): The Politics of European Union Policy on Support Schemes for Electricity from Renewable Energy Sources. In: Mez, L. (Hrsg.): Green Power Markets: Support Schemes, Case Studies and Perspectives. Brentwood: Multi-Science Publishing, S. 9–29.

Lauber, V., Schenner, E. (2009): Die neue erneuerbare Energie-Richtlinie der EU von 2009: Zeigt sich seit der Richtlinie von 2001 ein Umdenken bei der Frage der Fördersysteme? Zeitschrift für Neues Energierecht 13 (4), S. 325–333.

Lehnert, W., Vollprecht, J. (2009): Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. Zeitschrift für Umweltrecht 20 (9), S. 307–316.

Loreck, C. (2008): Atomausstieg und Versorgungssicherheit. Dessau: Umweltbundesamt. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3520.pdf> (23.04.2010).

Matthes, F. C. (2009): Do we need the return of state planning to overcome the climate challenge? In: Giddens, A., Latham, S., Liddle, R. (Hrsg.): Building a low-carbon future: The politics of climate change. London: Policy Network, S. 43–52.

May, H. (2007): Landscaping Europe's. *New Energy* 2007 (1), S. 12.

Monstadt, J. (2004): Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess. Wiesbaden: VS, Verlag für Sozialwissenschaften.

Müller-Kraenner, S. (2007): Energiesicherheit. Die neue Vermessung der Welt. München: Kunstmann.

Nilsson, M., Nilsson, L. J., Ericsson, K. (2009): The rise and fall of GO trading in European renewable energy policy: The role of advocacy and policy framing. *Energy Policy* 37 (11), S. 4454–4462.

Oberthür, S., Roche Kelly, C. (2008): EU Leadership in International Climate Policy: Achievements and Challenges. *The International Spectator* 43 (3), S. 35–50.

Ohlhorst, D. (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess. Wiesbaden: VS, Verlag für Sozialwissenschaften.

Pellion, A. (2008): Renouveler la production d'énergie en Europe: Un défi environnemental, industriel et politique. Paris: Fondation Robert Schuman. Notes de la Fondation Robert Schuman 43.

Piebalgs, A. (2009): How the European Union is preparing the "Third Industrial Revolution" with an Innovative Energy Policy. San Domenico di Fiesole: European University Institute, Robert Schumann Centre for Advanced Studies. EUI Working Papers RSCAS 2009/11.

Pointvogl, A. (2009): Perceptions, realities, concession. What is driving the intergration of European energy policies? *Energy Policy* 37 (12), S. 5704–5716.

Ragwitz, M., Rathmann, M., Resch, G., Nathani, C., Konstantinaviciute, I., Zagamé, P. (2009): *EmployRes*. The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union. Karlsruhe, Wien, Utrecht, Rüschnikon, Kaunas, Paris: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, Ecofys, Rütter + Partner, Lithuanian Energy Institute, Société Européenne d'Économie.

Rat der Europäischen Union (2007): Europäischer Rat (Brüssel). 8./9. März 2007. Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Brüssel: Rat der Europäischen Union.

Reiche, D. (2004): Wind- und Solarenergie – Deutschlands Pionierrolle. In: Altner, G., Leitschuh-Fecht, H., Michelsen, G., Simonis, U. E., Weizsäcker, E. U. von (Hrsg.): *Jahrbuch Ökologie* 2005. München: Beck, S. 59–68.

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2010): *Renewables 2010. Global Status Report*. Paris: REN21.

Ringel, C., Bitsch, C. (2009): Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien in Europa. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 28 (13), S. 807–811.

Sabatier, P. A. (1999): *Theories of the policy process*. Boulder, Colo.: Westview Press.

Sabatier, P. A. (1993): Advocacy-Koalitionen, Policy-Wandel und Policy-Lernen: Eine Alternative zur Phasenheuristik. In: Windhoff-Héritier, A. (Hrsg.): *Policy-Analyse. Kritik und*

Neuorientierung Opladen: Westdeutscher Verlag. Politische Vierteljahresschriften Sonderheft 24, S. 116–148.

Sabatier, P. A., Jenkins-Smith, H. C. (Hrsg.) (1993): *Policy Change and Learning: An Advocacy Coalition Approach*. Boulder, Colo.: Westview Press.

Sauter, R., Grashof, K. (2007): Ein neuer Impuls für eine europäische Energiepolitik? Ergebnisse des EU Frühjahrsgipfels 2007. *Integration* 30 (3), S. 264–280.

Schäfer, A. (2005): *Die neue Unverbindlichkeit. Wirtschaftspolitische Koordinierung in Europa*. Frankfurt am Main: Campus. Schriften aus dem Max-Planck-Institut für Gesellschaftsforschung Köln 55.

Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Strassburg, S., Fürsch, M., Nagl, S., Paulus, M., Richter, J., Trüby, J., Lutz, C., Khorushun, O., Lehr, U., Thobe, I. (2010): *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Studie. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Projekt Nr. 12/10.

Schöpe, M. (2010): The new EU Directive on Renewable Energies from the Perspective of a Member State. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): *EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook*. Leuven: Claeys & Casteels, S. 177–198.

Schreurs, M. (2009): Conflict and Cooperation in Transatlantic Climate Politics: Different Stories at Different Levels. In: Schreurs, M., Selin, H., Deveer, S. D. van (Hrsg.): *Transatlantic Environment and Energy Politics. Comparative and International Perspectives*. Farnham: Ashgate, S. 165–188.

Schreurs, M., Tiberghien, Y. (2010): European Union Leadership in Climate Change: Mitigation through Multilevel Reinforcement. In: Harrison, K., Sundstrom, L. M. (Hrsg.): *Global Commons, Domestic Decisions: The Comparative Politics of Climate Change*. Cambridge, Mass.: MIT Press, S. 23–66.

Schreurs, M., Tiberghien, Y. (2007): Multi-level Reinforcement: Explaining European Union Leadership in Climate Change. *Global Environmental Politics* 7 (4), S. 19–46.

Schröder, S. (2008): Atomausstieg und Versorgungssicherheit: Existiert eine Stromlücke? *Wirtschaftsdienst* 88 (7), S. 474–478.

SPD (Sozialdemokratische Partei Deutschlands), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (1998): *Aufbruch und Erneuerung – Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert. Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom 20.10.1998*. Bonn: SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): *Laufzeitverlängerung gefährdet Erfolg der erneuerbaren Energien*. Berlin: SRU. Kommentar zur Umweltpolitik 8.

SRU (2009): *Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung*. Thesenpapier. Berlin: SRU.

SRU (2005): *Kontinuität in der Klimapolitik – Kyoto-Protokoll als Chance*. Berlin: SRU. Stellungnahme 7.

Stern, N. (2007): *The Economics of Climate Change. The Stern Review*. Cambridge: Cambridge University Press.



Tacke, F. (2004): Windenergie: Die Herausforderung. Gestern, Heute, Morgen. Frankfurt am Main: VDMA Verlag.

## Kapitel 6

Agentur für Erneuerbare Energien (2010): Gute Nachbarn – starke Kommunen mit erneuerbaren Energien. Erfolgsbeispiele aus der Praxis. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien. <http://www.kommunal-erneuerbar.de/de/erfolgsbeispiele.html> (17.06.2010).

Barbu, A.-D. (2007): Investing in Renewable Energy Sources. An Assessment of Non-Technological Issues in Central and Eastern Europe. Hamburg: Kovac. Wirtschaftspolitik in Forschung und Praxis 28.

Battaglini, A., Komendantova, N., Lilliestam, J., Patt, A. (2008): Linking North Africa's Renewable Energy Resources to Europe. Policy Challenges. Background paper for a scientific workshop, International Institute for Applied Systems Analysis, 24–26 November 2008, Laxenburg, Austria. Potsdam, Den Haag, Laxenburg: PIK, ECF, IIASA.

Battaglini, A., Lilliestam, J., Haas, A., Patt, A. (2009): Development of SuperSmart Grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources. Journal of Cleaner Production 17 (10), S. 911–918.

Berge, H. ten, Cross, S. (2010): Renewable energy 2020 and beyond: Delivering on the EU targets and defining pathway to a low carbon energy future. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook. Leuven: Claes & Casteels, S. 103–154.

Binder, M., Jänicke, M., Petschow, U. (Hrsg.) (2001): Green Industrial Restructuring. International Case Studies and Theoretical Interpretations. Berlin: Springer.

Blanke, H. J. (2004): Die Zuständigkeit der Union. Eine Analyse der Regelungen des Vertrages über eine Verfassung für Europa. Zeitschrift für Gesetzgebung 19 (3), S. 225–249.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU.

Bogs, E. (2002): Die Planung transeuropäischer Verkehrsnetze. Berlin: Duncker & Humblot. Schriften zum Europäischen Recht 83.

Britz, G. (2009): Klimaschutzmaßnahmen der EU und der Mitgliedstaaten im Spannungsfeld von Klimaschutz und Binnenmarkt. In: Schulze-Fielitz, H., Müller, T. (Hrsg.): Europäisches Klimaschutzrecht. Baden Baden: Nomos. Ius Europaeum 44, S. 71–90.

Brodersen, N., Nabe, C. (2009): Stromnetze 2020plus. Berlin: Ecofys Germany GmbH.

Calliess, C. (2010): Sinn, Inhalt und Reichweite einer europäischen Kompetenz zur Energieumweltpolitik. In: Cremer, W., Pielow, J.-C. (Hrsg.): Probleme und Perspektiven im Energieumweltrecht. Dokumentation der XIII. Jahrestagung des Instituts für Berg- und Energierecht am 6. März 2009. Stuttgart: Boorberg. Bochumer Beiträge zum Berg- und Energierecht 54, S. 20–56.

Calliess, C. (2008): Entflechtung im europäischen Energiebinnenmarkt: Zur Vereinbarkeit der europäischen Pläne für ein Ownership Unbundling mit der Kompetenzordnung des EG-

Vertrages, insbesondere Art. 295 EGV, und dem allgemeinen Gleichheitssatz. Stuttgart: Boorberg. Bochumer Beiträge zum Berg- und Energierecht 50.

Calliess, C. (1999): Subsidiaritäts- und Solidaritätsprinzip in der Europäischen Union. Vorgaben für die Anwendung von Art. 5 (ex-Art. 3b) EGV nach dem Vertrag von Amsterdam. 2., akt. und überarb. Aufl. Baden-Baden: Nomos. Schriften des Europa-Instituts der Universität des Saarlandes – Rechtswissenschaft 10.

Calliess, C., Ruffert, M. (2007): EUV/EGV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. Kommentar. 3. Aufl. München: Beck.

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf> (11.03.2010).

Classen, C. D. (2003): The Draft Treaty Establishing a Constitution for Europe. A Contribution to the Improvement of Transparency, Proximity, and Efficiency of the European Union. German Yearbook of International Law 46, S. 323–352.

Climate Alliance (2010): Our Profile: Our Objectives. Frankfurt am Main: Climate Alliance. <http://klimabuendnis.org/our-objectives0.html?&L=xbroajkkfsmbha#c1843> (17.06.2010).

Czisch, G. (2009): Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100% regenerativen Stromerzeugung mit dem Zeithorizont 2050. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 40.

[http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT40\\_Czisch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT40_Czisch.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

Czisch, G., Schmid, J. (2007): Mitigation Country Study for Germany. Genf: UNDP. Human Development Report 2007/2008, Occasional Paper 2007/59.

DECC (Department of Energy and Climate Change) (2009): Draft Overarching national Policy Statement for Energy (EN-1). Presented to Parliament pursuant to section 5(9b) of the Planning Act 2008. London: The Stationery Office.

Deutscher Bundestag (1957): Erläuterungen zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft und der Europäischen Atomgemeinschaft. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 2/3440.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2005): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (Trans-CSP). Final report. Stuttgart: DLR. [http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/TRANS-CSP\\_Full\\_Report\\_Final.pdf](http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/TRANS-CSP_Full_Report_Final.pdf) (16.03.2010).

Dose, N. (2006): Governance im Geflecht von Problemen, Ebenen und Akteuren. In: Blumenthal, J. von, Bröchler, S. (Hrsg.): Von Government zu Governance. Analysen zum Regieren im modernen Staat. Hamburg: LIT, S. 23–56.

EASAC (European Academies Science Advisory Council) (2009): Transforming Europe's Electricity Supply. An Infrastructure Strategy for a Reliable, Renewable and Secure Power System. London: The Royal Society. EASAC policy report 11.

ECF (European Climate Foundation), E3G, The Energy Research Centre of the Netherlands (2010a): Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Vol. 2: Policy recommendations. Den Haag: ECF. [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume2\\_Policy.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume2_Policy.pdf) (20.04.2010).

ECF, McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010b): Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Vol. 1: Technical analysis. Den Haag: ECF. [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf) (20.04.2010).

Edelman, M. (1971): Politics as Symbolic Action. Mass Arousal and Quiescence. Chicago: Markham.

Edenhofer, O., Carraro, C., Hourcade, J.-C., Neuhoﬀ, K., Luderer, G., Flachslan, C., Jakob, M., Popp, A., Steckel, J., Stroschein, J., Bauer, N., Brunner, S., Leimbach, M., Lotze-Campen, H., Bosetti, V., Cian, E. de, Tavoni, M., Sassi, O., Waisman, H., Crassous-Doerfler, R., Monjon, S., Dröge, S., Essen, H. van, Río, P. del, Türk, A. (2009): RECIPE – The Economics of Decarbonization. Synthesis Report. Potsdam, Lecce, Paris, Cambridge: Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Centro Euro-Mediterraneo per i Cambiamenti Climatici, Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, Electricity Policy Research Group.

EEA (European Environment Agency) (2009): Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities. Technical Report 6/2009.

EEAC (European Environment and Sustainable Development Advisory Councils) (2009): Towards Sustainable European Infrastructures. Statement and background document. Brüssel: EEAC.

Ehricke, U., Hackländer, D. (2008): Europäische Energiepolitik auf der Grundlage der neuen Bestimmungen des Vertrags von Lissabon. Zeitschrift für europarechtliche Studien 11 (4), S. 579–600.

Eichener, V. (2000): Das Entscheidungssystem der Europäischen Union. Institutionelle Analyse und demokratietheoretische Bewertung. Opladen: Leske + Budrich.

Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung (2002): Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 14/9400.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2010): TEN-Year Network Development Plan 2010–2020. Brussels: ENTSO-E.

EPIA (European Photovoltaic Energy Association) (2008): Mediterranean Solar Plan. <http://www.epia.org/index.php?id=293> (16.03.2010).

Epiney, A. (2005): Umweltrecht in der Europäischen Union. 2. Aufl. Köln, Berlin: Heymanns.

EREC (European Renewable Energy Council) (2010): RE-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. Brüssel: EREC

EU-Ratspräsidentschaft (2008): Déclaration commune du sommet de Paris pour la Méditerranée. Paris.

[http://www.eu2008.fr/webdav/site/PFUE/shared/import/07/0713\\_declaration\\_de\\_paris/Declaration\\_du\\_sommet\\_de\\_Paris\\_pour\\_la\\_Mediterranee-FR.pdf](http://www.eu2008.fr/webdav/site/PFUE/shared/import/07/0713_declaration_de_paris/Declaration_du_sommet_de_Paris_pour_la_Mediterranee-FR.pdf) (22.03.2010).

EURELECTRIC (2010): Power choices: Pathways to a carbon-neutral electricity in Europe by 2050. Full report. Brussels: EURELECTRIC.

Europäische Kommission (2010a): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Commission Work Programme 2010. Time to act. COM(2010) 135 final., Vol. I. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010b): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament den Rat, und den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Rat der Regionen. Analyse der Optionen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um mehr als 20 % und Bewertung des Risikos der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. KOM(2010) 265 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010c): Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. On the Implementation of the Trans-European Energy Networks in the Period 2007–2009. Pursuant to Article 17 of Regulation (EC) 680/2007 and Articles 9(2) and 15 of Decision 1264/2006/EC. COM(2010) 203 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010d): Stock taking document: Towards a new Energy Strategy for Europe 2011–2020. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2009): Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. The Renewable Energy Progress Report: Commission Report in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC, Article 4(2) of Directive 2003/30/EC and on the implementation of the EU Biomass Action Plan, COM(2005)628. COM(2009) 192 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008a): Beschluss der Kommission vom 16.4.2008 zur Festlegung des Arbeitsprogramms 2008 für Finanzhilfen für transeuropäische Netze (TEN) – Bereich Energieinfrastrukturen (TEN-E). K(2008) 1360. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond. COM(2008) 768 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008c): Energy cooperation in the Mediterranean: What is the Commission doing? Focus on Egypt. Brüssel: Europäische Kommission. MEMO/08/755.

Europäische Kommission (2008d): Grünbuch. Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energienetz. KOM(2008) 782 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008e): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat. Barcelona-Prozess: Union für den Mittelmeerraum. KOM(2008) 319 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008f): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Zweite Überprüfung der Energiestrategie. EU-Aktionsplan für

Energieversorgungssicherheit und -solidarität. KOM(2008) 781 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2007): Mitteilung der Europäischen Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament. Eine Energiepolitik für Europa. KOM(2007) 1 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2000): Mitteilung der Kommission an den Rat und an das Europäische Parlament: Die jüngsten Fortschritte bei der Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes. KOM(2000) 297 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission DG TREN (2006): European Energy and Transport. Scenarios on energy efficiency and renewables. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

EWEA (European Wind Energy Association) (2009): Integrating Wind. Developing Europe's Power Market for Large-Scale Integration of Wind Power. Brussels: EWEA.

Fürsch, M., Golling, C., Nicolosi, M., Wissen, R., Lindenberger, D. (2010): European RES-E Policy Analysis. Eine modellbasierte Studie über die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Auswirkungen auf den konventionellen Strommarkt. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

Geden, O., Dröge, S. (2010): Integration der europäischen Energiemärkte. Notwendige Voraussetzung für eine effektive EU-Energieaußenpolitik. SWP-Studie. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik.

Geden, O., Fischer, S. (2008): Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven. Baden-Baden: Nomos. Denkart Europa 8.

Giddens, A. (2009): The politics of climate change. Cambridge: Polity Press.

Görlitz, N. (2004): Europäischer Verfassungsvertrag und künftige EU-Kompetenzen. Materielle Kompetenzverschiebungen zwischen Europäischer Union und EU-Staaten nach den Vorgaben des Konventsentwurfs eines künftigen EU-Verfassungsvertrags. Die Öffentliche Verwaltung 57 (9), S. 374–383.

Götz, V. (2004): Kompetenzverteilung und Kompetenzkontrolle in der Europäischen Union. In: Schwarze, J. (Hrsg.): Der Verfassungsentwurf des Europäischen Konvents. Verfassungsrechtliche Grundstrukturen und wirtschaftsverfassungsrechtliches Konzept. Baden Baden: Nomos. Schriftenreihe Europäisches Recht, Politik und Wirtschaft 301, S. 43–61.

Grassmann, H. (2009): Open Questions regarding the Desertec Project. Isomorph Letters B: Physics of Renewable Energies 2009 (2), S. 1–9. <http://www.isomorph.it/letters/articles/desertec/desertec-1> (04.06.2010).

Groeben, H. von der, Schwarze, J. (Hrsg.) (2003): Kommentar zum Vertrag über die Europäische Union und zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft. 6. Aufl. Baden-Baden: Nomos.

Gundel, J. (2008): Nachhaltigkeit und Energieversorgung. In: Kahl, W. (Hrsg.): Nachhaltigkeit als Verbundbegriff. Tübingen: Mohr Siebeck. Recht der nachhaltigen Entwicklung 2, S. 443–470.

Hancher, L., Hauteclouque, A. de (2010): *Manufacturing the EU Energy Markets: The current Dynamics of regulatory Practice*. San Domenico di Fiesole: European University Institute, Robert Schumann Centre for Advanced Studies. EUI Working Papers RSCAS 2010/01.

Hansjürgens, B., Lübke-Wolf, G. (Hrsg.) (2000): *Symbolische Umweltpolitik*. Frankfurt am Main: Suhrkamp.

Härtel, I. (2006): *Handbuch Europäische Rechtssetzung*. Berlin: Springer.

Heemeyer, U. (2004): *Die Kompetenzordnung eines zukünftigen europäischen Verfassungsvertrages. Darstellung und Diskussion der Arbeit des Europäischen Konvents sowie anderer Vorschläge zur Herstellung und Aufrechterhaltung einer präziseren Abgrenzung der Zuständigkeiten zwischen den Mitgliedstaaten und der Europäischen Union unter besonderer Berücksichtigung der Kompetenzverluste des Bundes und der deutschen Bundesländer*. Münster: Lit. Juristische Schriftenreihe 240.

Helm, D. R. (2008): *Großbritanniens nostalgische Energiepolitik* In: Braml, J., Kaiser, K., Maull, H. W., Sandschneider, E., Schatz, K.-W. (Hrsg.): *Weltverträgliche Energiesicherheitspolitik. Jahrbuch Internationale Politik 2005/2006*. München: Oldenbourg, S. 204–209.

Hennicke, P., Müller, M. (2005): *Weltmacht Energie. Herausforderung für Demokratie und Wohlstand*. Stuttgart: Hirzel.

Hirschl, B. (2008): *Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

HM Government (2009): *The UK Low Carbon Transition Plan. National strategy for Climate and Energy: Presented to Parliament pursuant to Sections 12 and 14 of the Climate Change Act 2008. Amended 20th July 2009 from the version laid before Parliament on 15th July 2009*. London: The Stationery Office.

Holm-Müller, K., Weber, M. (2010): *Plädoyer für eine instrumentelle Flankierung des Emissionshandels im Elektrizitätssektor*. [http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1098104/publicationFile/88541/2010\\_06\\_Emissionshandel\\_Strom.pdf](http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1098104/publicationFile/88541/2010_06_Emissionshandel_Strom.pdf) (18.08.2010).

Holznagel, B., Schumacher, P. (2009): *Wüstenstrom aus der Sahara für die finnische Sauna. Neue Konzepte zur überregionalen Gewinnung regenerativen Stroms*. *Natur und Recht* 31 (3), S. 164–170.

Jänicke, M. (2008): *Megatrend Umweltinnovation. Zur ökologischen Modernisierung von Wirtschaft und Staat*. München: oekom.

Jänicke, M., Kunig, P., Stitzel, M. (2000): *Umweltpolitik*. Bonn: Bundeszentrale für Politische Bildung.

Jasper, M. (2003): *Der Verfassungsentwurf des europäischen Konvents und mögliche Konsequenzen für das Energie- bzw. Atomrecht*. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 7 (3), S. 210–213.

Jones, C. (2010): *A zero carbon energy policy for Europe: The only viable solution*. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): *EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook*. Leuven: Claes & Casteels, S. 21–101.

Jong, J. de, Schaik, L. van (2009): EU Renewable Energy policies: What can be done nationally, what should be done supranationally? Clingendael Seminar Overview Paper for the Seminar on EU Renewable Energy Policies, held on 22nd & 23rd of October 2009 in The Hague. The Hague: Clingendael.

Jordan, A., Hildingsson, R., Stripple, J. (2010a): Renewable energies: A continuing balancing act? In: Jordan, A., Huitema, D., Asselt, H. van, Rayner, T., Berkhout, F. (Hrsg.): Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation. Cambridge: Cambridge University Press, S. 103–124.

Jordan, A., Huitema, D., Rayner, T., Asselt, H. van (2010b): Climate change policy in the European Union. An introduction In: Jordan, A., Huitema, D., Asselt, H. van, Rayner, T., Berkhout, F. (Hrsg.): Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation. Cambridge: Cambridge University Press, S. 3–26.

Jordan, A., Huitema, D., Rayner, T., Asselt, H. van (2010c): Governing the European Union: An introduction In: Jordan, A., Huitema, D., Asselt, H. van, Rayner, T., Berkhout, F. (Hrsg.): Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation? Cambridge: Cambridge University Press, S. 29–51.

Kahl, W. (2009): Energie und Klimaschutz. Kompetenzen und Handlungsfelder der EU. In: Schulze-Fielitz, H., Müller, T. (Hrsg.): Europäisches Klimaschutzrecht. Baden Baden: Nomos. *Ius Europaeum* 44, S. 21–70.

Kern, K., Niederhafner, S., Rechlin, S., Wagner, J. (2005): Kommunaler Klimaschutz in Deutschland. Handlungsoptionen, Entwicklung und Perspektiven. Berlin: Wissenschaftszentrum Berlin. Discussion Paper SP IV 2005-101.

Kirchhof, F., Kemmler, I. (2003): Einstimmigkeitserfordernis im Rat bei der Beschlussfassung über eine europäische Richtlinie zum Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen. *Europäisches Wirtschafts- und Steuerrecht* 14 (5), S. 217–223.

Klinski, S., Longo, F. (2006): Rechtliche Rahmenbedingungen kommunaler Strategien für den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. Berlin: Institut für Ressourcenschonung Innovation und Sustainability. SKEP-Arbeitspapier 6.

Koenig, C., Scholz, M. (2003): Die Förderung transeuropäischer Netzinfrastrukturen. *Europäisches Wirtschafts- und Steuerrecht* 14 (5), S. 223–229.

Koopman, M. (2008): Französische Perspektiven in der Energie- und Klimapolitik. In: Braml, J., Kaiser, K., Maull, H. W., Sandschneider, E., Schatz, K.-W. (Hrsg.): Weltverträgliche Energiesicherheitspolitik. München: Oldenbourg. *Jahrbuch Internationale Politik* 27, S. 196–203.

Lamprecht, F. (2009): Strommärkte 2050: Smart, integriert und CO2-neutral. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 59 (9), S. 22–24.

Lilliestam, J. (2007): The creation of the pan-Nordic electricity market. Potsdam: SuperSmart Grid.

Lowi, T. J. (1972): Four Systems of Policy, Politics, and Choice. *Public Administration Review* 32 (4), S. 298–310.

May, H. (2010): Zurück in die Zukunft. Woher kommt unsere Energie im Jahr 2050? Zu 100 Prozent aus Erneuerbaren – wie schon immer in der langen Menschheitsgeschichte. Neue Studien zeigen den Weg in die regenerative Zukunft. *Neue Energie* 20 (6), S. 24–33.

Mez, L., Schneider, M., Thomas, S. (Hrsg.) (2009): *International Perspectives on Energy Policy and the Role of Nuclear Power*. Brentwood: Multi Science Publ.

Mez, L., Schneider, S., Reiche, D., Tempel, S., Klinski, S., Schmitz, E. (2007): *Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer*. Endbericht. Berlin: Forschungsstelle für Umweltpolitik.

Monstadt, J. (2008): *Der räumliche Wandel der Stromversorgung und die Auswirkungen auf die Raum- und Infrastrukturplanung*. In: Moss, T., Naumann, M., Wissen, M. (Hrsg.): *Infrastrukturnetze und Raumentwicklung. Zwischen Universalisierung und Differenzierung*. München: oekom. *Ergebnisse Sozial-ökologischer Forschung* 10, S. 187–224.

Monstadt, J. (2004): *Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess*. Wiesbaden: VS, Verlag für Sozialwissenschaften.

Neveling, S. (2004): *Der europäische Verfassungsentwurf. Grundlage für eine erweiterte Energiepolitik der Europäischen Union?* *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 54 (5), S. 340–345.

NORDEL (Organisation for the Nordic Transmission System Operators) (2008): *Nordic Grid Master Plan 2008*. Brussels: NORDEL.

Oettinger, G. (2010): *Odessa-Konferenz über die Energiezusammenarbeit im Schwarzmeerraum*. Vortrag, Odessa-Konferenz, 27.08.2010, Odessa.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Endbericht. Basel, Freiburg: Prognos, Öko-Institut.

Olivier, L. G., Tuinstra, W., Elzenga, H. E., Van Den Wijngaart, R. A., Bopsch, P. R., Eickhout, B., Visser, M. (2008): *Consequences of the European Policy Package on Climate and Energy. Initial assessment of the consequences for the Netherlands and other Member States*. AH Bilthoven: Milieu en Natuur Planbureau. MNP Report 500094009

Oschmann, V. (2010): *Zehn Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bilanz und Ausblick*. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 14 (2), S. 117–124.

Papa, C. del (2009): *Review of "Open Questions regarding the Desertec Project"*. *Isomorph Letters B: Physics of Renewable Energies* 2009 (3), S. 1.

Pellion, A. (2008): *Renouveler la Production d'énergie en Europe: un défi environnemental, industriel et politique*. Paris: Fondation Robert Schuman. *Notes de la Fondation Robert Schuman* 43.

Pernice, I. (1993): *Umweltschutz und Energiepolitik*. In: Rengeling, H.-W. (Hrsg.): *Umweltschutz und andere Politiken der EG. Erste Osnabrücker Gespräche zum Deutschen und Europäischen Umweltrecht am 26./27. November 1992. Referate und Diskussionsbeiträge*. Köln, Berlin: Heymanns. *Schriften zum deutschen und europäischen Umweltrecht* 1, S. 105–129.

Pierson, P. (1993): *When Effect becomes Cause: Policy Feedback and Political Change*. *World Politics* 45 (4), S. 595–628.



Prittitz, V. von (2000): Symbolische Politik. Erscheinungsformen und Funktionen am Beispiel der Umweltpolitik. In: Hansjürgens, B., Lübke-Wolff, G. (Hrsg.): Symbolische Umweltpolitik. Frankfurt am Main: Suhrkamp, S. 259–276.

Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen (2009): Schriftliche Befragung von Erneuerbare-Energie-Regionen in Deutschland. Regionale Ziele, Aktivitäten und Einschätzungen in Bezug auf 100% Erneuerbare Energie in Regionen. Kassel: deENet. Arbeitsmaterialien 100EE 1.

PwC (PricewaterhouseCoopers), PIK (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung), IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis), ECF (European Climate Forum) (2010): 100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa. London, Potsdam, Laxenburg: PwC, PIK, IIASA, ECF. [http://www.pwc.co.uk/pdf/100\\_percent\\_renewable\\_electricity.pdf](http://www.pwc.co.uk/pdf/100_percent_renewable_electricity.pdf) (06.04.2010).

Ragwitz, M., Rathmann, M., Resch, G., Nathani, C., Konstantinaviciute, I., Zagamé, P. (2009): EmployRes. The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union. Karlsruhe, Wien, Utrecht, Rüschnikon, Kaunas, Paris: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, Ecofys, Rütter + Partner, Lithuanian Energy Institute, Société Européenne d'Économie.

Rat der Europäischen Union (2009): Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Tagung des Europäischen Rates, 29./30. Oktober 2009. Brüssel: Rat der Europäischen Union. 15265/1/09.

Rathmann, M., Winkel, T., Stricker, E., Ragwitz, M., Held, A., Pfluger, B., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Konstantinaviciute, I. (2009): Renewable Energy policy Country Profiles. 2009 version. Köln, Karlsruhe, Wien, Kaunas: Ecofys, Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, Lithuanian Energy Institute.

Reiche, D. (2007): Erneuerbare Energien. Es ist noch viel zu tun. *fundiert* 2007 (1), S. 114–119.

Reiche, D., Bechberger, M. (Hrsg.) (2006): Ökologische Transformation der Energiewirtschaft. Erfolgsbedingungen und Restriktionen. Berlin: Erich Schmidt. Initiativen zum Umweltschutz 65.

Röttgen, N. (2010): Was bedeutet Fortschritt heute? Perspektiven einer zukunftsfähigen Umwelt- und Energiepolitik. Vortrag, Grundsatzrede an der Berliner Humboldt-Universität, 11.02.2010, Berlin.

Scharpf, F. W. (1999): *Governing in Europe. Effective and democratic?* Oxford: Oxford University Press.

Scheer, H. (2006): Stadtwerke: Tiger oder Bettvorleger der künftigen Energieversorgung? *Das Solarzeitalter* 18 (2), S. 80–83.

Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Strassburg, S., Fürsch, M., Nagl, S., Paulus, M., Richter, J., Trüby, J., Lutz, C., Khorushun, O., Lehr, U., Thobe, I. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Projekt Nr. 12/10.

Schöpe, M. (2010): The new EU Directive on Renewable Energies from the Perspective of a Member State. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio

Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook. Leuven: Claes & Casteels, S. 177–198.

Schreurs, M., Selin, H., VanDeveer, S. D. (Hrsg.) (2009): Transatlantic Environment and Energy Politics: Comparative and Internatioanl Perspectives. Farnham: Ashgate.

Schwarze, J. (Hrsg.) (2009): EU-Kommentar. 2. Aufl. Baden-Baden: Nomos.

Sensfuß, F., Ragwitz, M., Kratzat, M., Langniß, O., Obersteiner, C., Müller, T., Merten, F., Fishedick, M. (2007): Fortentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt. Karlsruhe, Stuttgart, Wien, Würzburg, Wuppertal: Fraunhofer ISI, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Energy Economics Group, Forschungsstelle Umweltenergierecht, Universität Würzburg, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010a): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

SRU (2010b): Laufzeitverlängerung gefährdet Erfolg der erneuerbaren Energien. Berlin: SRU. Kommentar zur Umweltpolitik 8.

SRU (2009): Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung. Thesenpapier. Berlin: SRU.

SRU (2008): Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2005): Kontinuität in der Klimapolitik – Kyoto-Protokoll als Chance. Berlin: SRU. Stellungnahme 7.

SRU (2004): Umweltgutachten 2004. Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern. Baden-Baden: Nomos.

Statz, A., Wohlfarth, C. (2010): Kommunale Partnerschaften und Netzwerke. Ein Beitrag zu einer transnationalen Politik der Nachhaltigkeit. Berlin: Heinrich Böll Stiftung. Schriften zur Demokratie 20.

Streinz, R., Burgi, M. (Hrsg.) (2003): EUV/EGV. Vertrag über die Europäische Union und Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft. Kommentar. München: Beck. Beck'sche Kurzkommentare 57.

Trüe, C. (2004): EU-Kompetenzen für Energierecht, Gesundheitsschutz und Umweltschutz nach dem Verfassungsentwurf. Juristenzeitung 59 (15–16), S. 779–788.

Trüe, C. (2002): Das System der Rechtsetzungskompetenzen der Europäischen Gemeinschaft und der Europäischen Union. Baden Baden: Nomos. Schriftenreihe Europäisches Recht, Politik und Wirtschaft 282.

UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) (2009): UCTE Transmission Development Plan – update 2009. Development of Interconnections. UCTE.

Unruh, G. C. (2000): Understanding carbon lock-in. Energy Policy 28 (12), S. 817–830.

Vattenfall Europe Transmission, Svenska Kraftnät, Energinet.dk (2009): An Analysis of Offshore Grid Connection at Kriegers Flak in the Baltic Sea. Joint Pre-feasibility Study Berlin, Sundbyberg, Fredericia: Vattenfall Europe Transmission, Svenska Kraftnät, Energinet.dk.

Vedder, C., Heintschel von Heinegg, W. (2007): Europäischer Verfassungsvertrag. Handkommentar. 1. Aufl. Baden Baden: Nomos.

Wagner, H.-J. (2009): Erneuerbare Energien erfordern koordinierten Ausbau des europäischen Netzes. *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 59 (11), S. 54–55.

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen) (2010): Climate Policy Post-Copenhagen: A Three-Level Strategy for Success. Berlin: WBGU. Policy Paper.

Weidner, H. (2007): Deutsche Klimapolitik: Erfolgreich und gerecht? Zur Rolle von Fairnessnormen. In: Jacob, K., Biermann, F., Busch, P.-O., Feindt, P. H. (Hrsg.): Politik und Umwelt. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften. Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 39, S. 452–478.

Weidner, H., Mez, L. (2008): German Climate Change Policy: A Success Story With Some Flaws. *Journal of Environment & Development* 17 (4), S. 356–378.

Weinhold, N. (2010): Schlaues Supernetz. *Neue Energie* 20 (4), S. 58–62.

Woyte, A., Decker, J. de, Van Thong, V. (2008): A North Sea electricity grid [r]evolution. Electricity Output of interconnected offshore Wind Power. A Vision of Offshore Wind Power Integration. Brussels: Greenpeace.

## Kapitel 7

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2010): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009. Berlin: AGEB.

Alcott, B. (2008): The sufficiency strategy: Would rich-world frugality lower environmental impact? *Ecological Economics* 64 (4), S. 770–786.

Alcott, B. (2005): Jevons' paradox. *Ecological Economics* 54 (1), S. 9–21.

Barker, T., Dagoumas, A., Rubin, J. (2009): The macroeconomic rebound effect and the world economy. *Energy Efficiency* 2 (4), S. 411–427.

Barnes, P. (2006): Kapitalismus 3.0: Ein Leitfaden zur Wiederaneignung der Gemeinschaftsgüter. Hamburg, Berlin: VSA, Heinrich-Böll-Stiftung. [http://www.boell.de/downloads/publikationen/Barnes\\_Kapitalismus\\_3-0\\_komplett\\_Endf.pdf](http://www.boell.de/downloads/publikationen/Barnes_Kapitalismus_3-0_komplett_Endf.pdf) (01.07.2010).

Barthel, C., Bunse, M., Irrek, W., Thomas, S. (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Kurzfassung. Endbericht im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010): Energiedaten. Energiegewinnung und Energieverbrauch. Tabelle 6: Endenergieverbrauch nach Energieträgern. Deutschland. Stand: 07.09.2010. Berlin: BMWi.

BMWi, BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU.

Branch, E. R. (1993): Short Run Income Elasticity of Demand for Residential Electricity Using Consumer Expenditure Survey Data. *Energy Journal* 14 (4), S. 111–121.

Bundesregierung (2002): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung.

Bürger, V. (2009): Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte. Münster, Berlin: Westfälische Wilhelms-Universität, Freie Universität. TRANSPOSE Working Paper 3.

Bürger, V., Wiegmann, K. (2007): Energieeinsparquote und Weiße Zertifikate. Freiburg: Öko-Institut. Arbeitspapier.

Duscha, M., Seebach, D., Gießmann, B. (2006): Politikinstrumente zur Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch. Dessau: Umweltbundesamt. UBA-Texte 20/06.

Ekardt, F. (2010): Soziale Gerechtigkeit in der Klimapolitik. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung. Staat und Zivilgesellschaft 249. [http://www.boeckler.de/pdf/p\\_edition\\_hbs\\_249.pdf](http://www.boeckler.de/pdf/p_edition_hbs_249.pdf) (02.07.2010).

Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung (2002): Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 14/9400.

Europäische Kommission (2006): Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen. KOM(2006) 545 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission - Generaldirektion für Energie und Transport (2009): Evaluation and revision of the action plan for energy efficiency. Report on the public consultation June-August 2009. Brüssel: Europäische Kommission.

Eyre, N., Pavan, M., Bodineau, L. (2009): Energy company obligations to save energy in Italy, the UK and France: what have we learnt? In: ECEEE (European Council for an Energy Efficient Economy) (Hrsg.): Act! Innovate! Deliver! Reducing Energy Demand Sustainably. ECEEE 2009 Summer Study. Stockholm: ECEEE, S. 429–439.

Hamenstädt, U. (2009): Stromsparen über den Preis? Ein Experiment. Münster, Berlin: Westfälische Wilhelms-Universität, Freie Universität. TRANSPOSE Working Paper 4.

Hamenstädt, U. (2008): Bestimmung der Preiselastizität für Strom. Münster, Universität, Magisterarbeit.

Holm, S.-O., Englund, G. (2009): Increased ecoefficiency and gross rebound effect: Evidence from USA and six European countries 1960-2002. *Ecological Economics* 68 (3), S. 879–887.

Irrek, W., Thomas, S. (2006): Der EnergieSparFonds für Deutschland. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung.

Iten, R., Vettori, A., Schmidt, N., Vaterlaus, S., Wild, J. (2003): Evaluation des Stromsparfonds Basel. Bern: Bundesamt für Energie. [http://www.aue.bs.ch/schlussbericht\\_version\\_bfe.pdf](http://www.aue.bs.ch/schlussbericht_version_bfe.pdf) (13.07.2010).

Jackson, T. (2009): Prosperity without growth? The transition to a sustainable economy. London: Sustainable Development Commission UK.

Jepsen, D., Reintjes, N., Rubik, F., Schomerus, T., Spengler, L. (2010): Produktbezogenes Top-Runner Modell auf der EU-Ebene Hamburg, Berlin, Lüneburg: Ökopol, IÖW, Leuphana Universität. Konzeptpapier zum Gutachten für das Umweltbundesamt, UFOPLAN-Vorhaben FKZ 363 01 233. Unveröffentlichtes Manuskript.

Kaschenz, H., Albert, R., Mordziol, C., Schubert, J., Wachsmann, U., Schwermer, S., Berg, H. (2007): Stromsparen: Weniger Kosten, weniger Kraftwerke, weniger CO<sub>2</sub>. Fakten und Argumente für das Handeln auf Verbraucherseite. Positionspapier. Dessau: Umweltbundesamt.

Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Leprich, U., Schweiger, A. (2007): Energieeffizienz und "Weiße Zertifikate". Kurzstudie. Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme.

OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) (2008): Household Behaviour and the Environment. Reviewing the evidence. Paris: OECD.

Oehme, I., Halatsch, A., Schuberth, J., Mordziol, C. (2009): Umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte. Der Beitrag der Ökodesign-Richtlinie zu den Energieeffizienzzielen der EU. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Texte 21/09.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. Basel, Freiburg: Prognos AG, Öko-Institut.

Passey, R., MacGill, I. (2009): Energy sales targets: An alternative to White Certificate schemes. Energy Policy 37 (6), S. 2310–2317.

Pehnt, M. (2010): Stellungnahme zum "Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen". Berlin: Ausschuss für Wirtschaft und Technologie. Ausschussdrucksache 17(9)176.

Pehnt, M., Lutz, C., Seefeldt, F., Schломann, B., Wunsch, M., Lehr, U., Lambrecht, U., Fleiter, T. (2009): Klimaschutz, Energieeffizienz und Beschäftigung. Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland. Bericht im Rahmen des Forschungsvorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. Heidelberg, Karlsruhe, Berlin: Institut für Energie- und Umweltforschung, Fraunhofer ISI, GWS, Prognos AG. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie\\_energieeffizienz.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_energieeffizienz.pdf) (02.07.2010).

Prognos AG, EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (Inklusive Anhang 2 %-Variante). Endbericht. Basel, Köln: Prognos AG, EWI.

Sanne, C. (2000): Dealing with environmental savings in a dynamical economy. How to stop chasing your tail in the pursuit of sustainability. Energy Policy 28 (6-7), S. 487–495.

Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Strassburg, S., Fürsch, M., Nagl, S., Paulus, M., Richter, J., Trüby, J., Lutz, C., Khorushun, O., Lehr, U., Thobe, I. (2010):

Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. Projekt Nr. 12/10.

Sorrell, S. (2007): The Rebound Effect: An assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency. London: UK Energy Research Centre.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2008): Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels. Berlin: Erich Schmidt.

Statistisches Bundesamt (2005): Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2003. Einkommen und Einnahmen sowie Ausgaben privater Haushalte 2003 nach SEA Code-Nummern und monatlichem Haushaltsnettoeinkommen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Thomas, S. (2009): Wie kann Deutschland das 20%-Ziel erreichen? Vortrag, BMU-Workshop "Klimaschutz durch Energieeffizienz in der EU und Deutschland", 10.12.2009, Berlin.

UBA (Umweltbundesamt) (2009): Politiksznarien für den Klimaschutz V - auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau: UBA. Climate Change 16/09. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3764.pdf> (14.12.2009).

Verbruggen, A., Couder, J. (2003): Demand Curves for Electricity Efficiency in OECD countries. Paper presented at the 26th IAEE Annual Conference, Prague, June 4-7, 2003. 1st version. <http://www.ua.ac.be/main.aspx?c=johan.couder&n=41031> (17.08.2010).

Weizsäcker, E. U. von, Hargroves, K., Smith, M. (2010): Faktor Fünf: Die Formel für nachhaltiges Wachstum. München: Droemer.

## Kapitel 8

50Hertz Transmission, Amprion, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO (2010): EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. EEG-Jahresabrechnungen. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth: 50Hertz Transmission, Amprion, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO. [http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg\\_kwk/hs.xsl/EEG\\_Jahresabrechnungen.htm](http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/EEG_Jahresabrechnungen.htm) (08.11.2010).

Agentur für Erneuerbare Energien (2010): Gute Nachbarn – starke Kommunen mit erneuerbaren Energien. Erfolgsbeispiele aus der Praxis. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien. <http://www.kommunal-erneuerbar.de/de/erfolgsbeispiele.html> (17.06.2010).

Agricola, A.-C., Höflich, B., Kreutzkamp, P., Peinl, H., Völker, J., Wagner, U., Kühne, M., Kuhn, P., Tzscheuschler, P., Moser, A., Hermes, R., Krahl, S., Meisa, K. (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. (Kurz: PSW-Integration EE). Abschlussbericht. Berlin: Deutsche Energie-Agentur.

Aitken, M. (2010): Why we still don't understand the social aspects of wind power: A critique of key assumptions within the literature. *Energy Policy* 38 (2), S. 1834–1841.

Albers, D. (2010): Möglichkeiten und Nutzen der Gülleseparation in Milchviehbetrieben. Oldenburg, Hannover: Landwirtschaftskammer Niedersachsen.

Aldy, J. E., Ley, E., Paary, I. W. H. (2008): A Tax-Based Approach to Slowing Global Climate Change. Washington, DC: Resources for the Future. RFF Discussion Paper 08–26.

Andersen, A. N., Lund, H. (2007): New CHP partnerships offering balancing of fluctuating renewable electricity productions *Journal of Cleaner Production* 15 (3), S. 288–293.

Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., Liebau, B., Wobben, M. (2010): Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34 (2), S. 91–99.

Arrow, K. J. (1962): The Economic Implications of Learning by Doing. *The Review of Economic Studies* 29 (3), S. 155–173.

Baumol, W. J., Oates, W. E. (1988): *The theory of environmental policy*. Cambridge, NY: Cambridge University Press.

Bläsi, A., Requate, T. (2010): Feed-in-Tariffs for Electricity from Renewable Energy Resources to move down the learning curve. *Public Finance and Management* 10 (2).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010a): Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf den Haushaltsstrompreis in den Jahren 2009 und 2010 – einschl. Ausblick auf das Jahr 2011. Berlin: BMU.

BMU (2010b): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Berlin: BMU.

BMU (2009): *Erneuerbare Energien. Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft*. 7. akt. Aufl. Berlin: BMU.

BMU, BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen), BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft), BMVg (Bundesministerium für Verteidigung), dena (Deutsche Energie-Agentur) (2002): *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung*. Berlin: BMU, BMWi, BMVBW, BMVEL, BMVg, dena.

BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (2010): *Raumordnungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee und in der Ostsee*. Berlin: BMVBS.  
<http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/SW/raumordnungsplan-fuer-die-ausschliessliche-wirtschaftszone-awz-in-der-nordsee-und-in-der-ostsee.html> (27.08.2010).

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMU (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin: BMWi, BMU.

Bode, S. (2008): Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 31 (4), S. 497–515.

Bode, S., Groscurth, H.-M. (2010): Photovoltaik in Deutschland: Zu viel des Guten. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (8), S. 20–23.

Börkey, A., Jahn, A. (2010): Der Ausgleichsmechanismus als Startpunkt für die Integration der Erneuerbaren in den Energiemarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (6), S. 13–15.

Breitschopf, B., Klobasa, M., Sensfuß, F., Steinbach, J., Ragwitz, M., Lehr, U., Horst, J., Leprich, U., Diekmann, J., Braun, F., Horn, M. (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im

deutschen Strom- und Wärmemarkt: Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich. Arbeitspaket 1. Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.

Bruns, E., Ohlhorst, D., Wenzel, B., Köppel, J. (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens. Berlin: Universitätsverl. der TU Berlin. [http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/pdf/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Deutschland\\_2009.pdf](http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/pdf/Erneuerbare_Energien_in_Deutschland_2009.pdf) (17.03.2010).

BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2010a): Nordsee: Sämtliche Nutzungen und Schutzgebiete. Hamburg: BSH. <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeSaemtlicheNutzungenSchutzgebiete.pdf> (08.11.2010).

BSH (2010b): Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee. Kartenteil. Hamburg: BSH. [http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung\\_in\\_der\\_AWZ/Dokumente\\_05\\_01\\_2010/Karte\\_Nordsee.pdf](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/Dokumente_05_01_2010/Karte_Nordsee.pdf) (08.11.2010).

Buchmüller, C., Schnutenhaus, J. (2009): Die Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 59 (11), S. 75–79.

Bundesnetzagentur (2009): Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesregierung (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin: Bundesregierung.

Burtraw, D., Palmer, K., Kahn, D. (2009): A Symmetric Safety Valve. Washington, DC: Resources for the Future. RFF Discussion Paper 09–06.

Byzio, A., Mautz, R., Rosenbaum, W. (2005): *Energiewende in schwerer See? Konflikte um die Offshore-Windkraftnutzung*. München: Oekom.

Calliess, C., Ruffert, M. (2007): *EUV/EGV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. Kommentar*. 3. Aufl. München: Beck.

Carbon Trust (2007): *Policy Framework for Renewables: Analysis on Policy Frameworks to Drive Future Investment in Near and Long-Term Renewable Power in the UK*. London: The Carbon Trust and L.E.K. Consulting. <http://www.carbontrust.co.uk/Publications/pages/publicationdetail.aspx?id=CTC610&respos=0&q=policy+framework&o=Rank&od=asc&pn=0&ps=10> (15.04.2010).

Chew, A. (2010): Germany no longer critical to PV market growth. *RenewableEnergyWorld.com* 14. Mai 2010. <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/05/germany-no-longer-critical-to-growth-in-the-solar-pv-market?cmpid=rss> (27.08.2010).

Dahlke, C. (2002): Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieanlagen nach der Seeanlagenverordnung. *Natur und Recht* 24 (8), S. 472–479.



Detken, A., Löschel, A., Alexeeva-Tabi, V., Heindle, P., Lo, V., Strunz, M. (2009): CO<sub>2</sub> Barometer. Leaving the Trial Phase behind: Preferences & Strategies of German Companies under the EU ETS. Frankfurt, Mannheim: KfW Bankengruppe, Centre for European Economic Research.

Deutscher Bundestag (2010): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 17/920. Stand des Ausbaus von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Elektronische Vorab-Fassung. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 17/920.

Dietrich, L., Ahnsehl, S. (2010): Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien. Förderungsoptionen und -perspektiven. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (4), S. 61–65.

Dinica, V. (2006): Support systems for the diffusion of renewable energy technologies. An investors perspective. *Energy Policy* 34 (4), S. 461–480.

Dippel, M. (2010): Praxisfragen der Öffentlichkeitsbeteiligung im Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 29 (3), S. 145–153.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 42. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT42\\_DZLR\\_Integration\\_Energiequellen\\_2050.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

Donges, J. B., Eekhoff, J., Feld, L. P., Möschel, W., Neumann, M. J. M. (2009): Für einen wirksamen Klimaschutz. Berlin: Stiftung Marktwirtschaft. Schriftenreihe 49.

DOTI (Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG) (2010): Ein Offshore-Windpark entsteht. Alpha Ventus. Oldenburg: DOTI.

DUH (Deutsche Umwelthilfe) (2010): Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland. Stand: Oktober 2010. Berlin: DUH. [http://www.duh.de/uploads/media/DUH-Liste\\_Kohlekraftwerke\\_Uebersicht\\_2010\\_01.pdf](http://www.duh.de/uploads/media/DUH-Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2010_01.pdf) (07.09.2010).

DUH (2008): Klimaschutz, Kohle und UGB, DUH-Hintergrund, Vorschlag der Deutschen Umwelthilfe zur Genehmigung fossiler Kraftwerke in Zeiten des Klimawandels. Berlin: DUH.

Ekhardt, F., Steffenhagen, L. (2010): Kohlekraftwerke, wasserrechtliche Bewirtschaftungsziele und das Klimaschutzrecht. *Natur und Recht* 32 (10), S. 705–710.

Ekins, P. (2009): Carbon Taxes and Emissions Trading. In: Andersen, M. S., Ekins, P. (Hrsg.): *Carbon-Energy Taxation. Lessons from Europe*. Oxford: Oxford University Press.

Ellerman, D. A., Buchner, B. K., Carraro, C. (Hrsg.) (2007): *Allocation in the European Emissions Trading Scheme: Rights, Rents and Fairness*. Cambridge: Cambridge University Press.

Endres, A. (2007): *Umweltökonomie: Lehrbuch*. 3., vollst. überarb. und wesentl. erw. Aufl. Stuttgart: Kohlhammer.

Endres, A., Ohl, C. (2005): Kyoto, Europe? An Economic Evaluation of the European Emission Trading Directive. *European Journal of Law and Economics* 19 (1), S. 17–39.

EPA (U. S. Environmental Protection Agency) (2004): *Strategic Environmental Assessment and Climate Change: Guidance for Practitioners*  
Washington, DC: EPA.  
[http://www.epa.ie/downloads/advice/ea/epa\\_strategy\\_climate\\_change\\_guidance.pdf](http://www.epa.ie/downloads/advice/ea/epa_strategy_climate_change_guidance.pdf)  
(02.03.2010).

EPIA (European Photovoltaic Industry Association) (2010): *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014. Mai 2010 update.* Brüssel: EPIA.

Erbguth, W., Schlacke, S. (2008): *Umweltrecht. 2., überarb. und erw. Aufl.* Baden-Baden: Nomos.

EREC (European Renewable Energy Council), Greenpeace International (2008): *Energy [R]evolution. A sustainable global energy outlook.* Brussels, Amsterdam: EREC, Greenpeace International.

Europäische Kommission (2010a): *Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Background information and analysis. Part II.* SEC(2010) 650. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2010b): *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament den Rat, und den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Rat der Regionen. Analyse der Optionen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um mehr als 20 % und Bewertung des Risikos der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen.* KOM(2010) 265 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2008): *Impact Assessment. Document accompanying the Package of Implementation Measures for the EU's objectives on Climate Change and Renewable Energy for 2020.* SEC(2008) 85/3. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2007): *Mitteilung der Europäischen Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament. Eine Energiepolitik für Europa.* KOM(2007) 1 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2006): *Attitudes towards Energy.* Brüssel: Europäische Kommission. Special Eurobarometer 247, Wave 64.2.

Europäische Kommission (2001): *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.* KOM(2001) 581 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäischer Rat (2007): *Schlussfolgerungen des Vorsitzes.* Europäischer Rat (Brüssel), 14./15. Dezember 2006. Brüssel: Rat der Europäischen Union. Dok. 16879/1/06 REV1.

Fisahn, A. (2004): *Effektive Beteiligung solange noch alle Optionen offen sind – Öffentlichkeitsbeteiligung nach der Aarhus-Konvention* *Zeitschrift für Umweltrecht* 15 (3), S. 136–140.

Fisahn, A. (2002): Demokratie und Öffentlichkeitsbeteiligung Tübingen: Mohr Siebeck. Jus publicum 84.

Fischedick, M., Samadi, S. (2010): Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am Erneuerbare-Energien-Gesetz greift zu kurz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (1–2), S. 122–128.

forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen (2009): Umfrage zum Thema „Erneuerbare Energien“ 2009. Berlin: forsa. [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Ergebnisse\\_forsa09.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Ergebnisse_forsa09.pdf) (22.03.2010).

forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen (2007): Umfrage zum Thema „Erneuerbare Energien“. Berlin: forsa. [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen\\_A-Z/Akzeptanz/forsa\\_ee\\_akzeptanz\\_2007.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Akzeptanz/forsa_ee_akzeptanz_2007.pdf) (22.03.2010).

Fouquet, D., Johansson, T. B. (2008): European renewable energy policy at crossroads. Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy* 36 (11), S. 4079–4092.

Fragaki, A., Toke, D., Andersen, A. N. (2005): Optimal Design of Combined Heat and Power Plants Using Thermal Stores in the UK. In: DESIRE (Dissemination Strategy on Electricity Balancing for Large Scale Integration of Renewable Energy) (Hrsg.): Reporting on dissemination activities carried out within the frame of the DESIRE project (WP8). Aalborg: DESIRE.

Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M. (2009): Deutschlands Energieversorgungsrisiko gestern, heute und morgen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33 (1), S. 42–48.

Führ, M., Bizer, K., Dopfer, J., Schlagbauer, S., Bedke, N., Belzer, F., Mengel, A., Kampen, S. von, Kober, D. (2008): Evaluation des UVPG des Bundes. Auswirkungen des UVPG auf den Vollzug des Umweltrechts und die Durchführung von Zulassungsverfahren für Industrieanlagen und Infrastrukturmaßnahmen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. UBA-Texte 03/09.

G8 (The Group of Eight) (2009): Responsible Leadership for a Sustainable Future. L'Aquila: G8.

Gasch, R., Twele, J. (Hrsg.) (2007): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 5., überarb. Aufl. Wiesbaden: Teubner.

Gatzen, C. (2008): The economics of power storage. Theory and empirical analysis for Central Europa. München: Oldenbourg Industrieverlag. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts 63.

Grimm, V. (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: Selbstverl. des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft 16.

Grösche, P., Schröder, C. (2010): Erneuerbare Energien. Kosteneffizienz muss über weiteren Ausbau entscheiden. Essen: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. RWI Positionen 36.

Grubb, M. (2004): Technology Innovation and Climate Change Policy: An overview of issues and options. *Keio Economic Studies* 41 (2), S. 103–132.

Grubb, M., Neuhoff, K. (2006): Allocation and Competitiveness in the EU Emissions Trading Scheme: Policy Overview. *Climate Policy* 6 (1), S. 7–30.

Hamilton, K. (2009): Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy. London: Chatham House. Energy, Environment and Development Programme Paper 04/09.

Harms, G. (2010): Gerechtfertigte Strompreiserhöhungen? Speziell: RWE Vertrieb AG zum 1.8.2010. Allgemein: Analyse der Entwicklungen 2008 bis 2010. Kurzgutachten. Leverkusen: Harms.

Heiland, S. (2008): Wandel des Klimas. Wandel von Planung und Umweltprüfung. In: UBA (Umweltbundesamt) (Hrsg.): Umwelt im Wandel. Herausforderungen für die Umweltprüfungen (SUP/UVP). Beiträge eines internationalen Symposiums vom 11. April 2008. Dessau: UBA. UBA-Berichte 01/09.

Helm, D. (2008): Caps and Floors for the EU ETS: a practical carbon price. [http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Caps\\_Floors\\_Oct\\_2008.pdf](http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Caps_Floors_Oct_2008.pdf) (12.03.2010).

Hepburn, C. (2006): Regulation by Prices, Quantities, or both: A Review of Instrument Choice. *Oxford Review of Economic Policy* 22 (2), S. 226–247.

Heup, J. (2009): Solar im Bau. *Neue Energie* 19 (7), S. 44–56.

Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Hobohm, J., Mellan, S. (2010): Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Expertise. Berlin: Prognos AG.

Hofmann, F., Plättner, A., Lulies, S., Scholwin, F. (2005): Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Endbericht. Projektnummer 323 2002. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt.

Hoppe, W. (Hrsg.) (2002): Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Kommentar. 2., neu bearb. Auflage. Köln: Heymanns.

Hötker, H., Thomsen, K.-M., Köster, H. (2004): Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und der Fledermäuse. Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornithologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen. Endbericht. Berghusen: Michael-Otto-Institut im NABU.

House of Commons Environmental Audit Committee (2010): The role of carbon markets in preventing dangerous climate change. Fourth Report of Session 2009–10. London: Stationery Office.

IEA (International Energy Agency) (2009a): How the Energy Sector can deliver on a Climate Agreement in Copenhagen. Special early excerpt of the World Energy Outlook 2009 for the Bangkok UNFCCC Meeting. Paris: IEA.

IEA (2009b): Trends in Photovoltaic Applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008. Paris: IEA.

IEA (2008): Deploying renewables. Principles for effective policies. Paris: IEA.

IEA (2000): Experience Curves For Energy Technology Policy. Paris: IEA.

Isermeyer, F. (2009): Streit um die Bioenergie – was steckt dahinter? ForschungsReport Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz 39 (1), S. 12–15.

Jaffe, A. B., Newell, R. G., Stavins, R. N. (2005): A tale of two market failures: Technology and environmental policy. *Ecological Economics* 54 (2–3), S. 164–174.

Jarass, L., Obermair, G. M., Voigt, W. (2009): Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollst. neu bearb. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.

Joseph, J. (2010): Keine Maximalforderungen beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß. *BWK* 62 (10), S. 3.

Kemfert, C., Diekmann, J. (2009): Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides. *Wochenbericht des DIW Berlin* 2009 (11), S. 169–174.

Keppler, D. (2007a): Regionale Einflussfaktoren auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Ergebnisse einer Fallstudie in der Brandenburger Energieregion Lausitz. *GAIA* 16 (4), S. 289–296.

Keppler, D. (2007b): Regionale Einflussfaktoren auf die Nutzung und Akzeptanz erneuerbarer Energien: Ergebnisse einer Fallstudie in der „Energieregion Lausitz“. In: BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Akzeptanz vor Ort erhöhen. Berlin: BMU, S. 5–6.

Keppler, D., Töpfer, E., Döring, U., Dienel, H.-L., Walk, H. (2008): Energieregion Lausitz. Neue Impulse für die Akzeptanz und Nutzung erneuerbarer Energien. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben. Berlin: Zentrum Technik und Gesellschaft, Technische Universität

Kloepfer, M. (2004): *Umweltrecht*. 3. Auflage. München: Beck.

Koch, H.-J. (2007): *Umweltrecht*. 2., vollst. überarb. und erw. Aufl. Köln, Berlin, München: Heymanns.

Köck, W., Bovet, J. (2008): Windenergieanlagen und Freiraumschutz. Rechtliche Anforderungen an die räumliche Steuerung von Windenergieanlagen. *Natur und Recht* 30 (8), S. 529–534.

Köck, W., Möckel, S. (2010): Quecksilberbelastungen von Gewässern durch Kohlekraftwerke. Auswirkungen auf die Genehmigungsfähigkeit. Gutachten im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe. Leipzig, Halle: Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung.

Krewitt, W., Schlomann, B. (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Karlsruhe: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.

Kuckartz, U., Rheingans-Heintze, A., Rädiker, S. (2007): Klimawandel aus der Sicht der deutschen Bevölkerung. Marburg: Projekt „Umweltbewusstsein in Deutschland“ Philipps-Universität Marburg Klimawandel im Bewußtsein 2/07.

Laali, A.-R., Benard, M. (1999): French Wind Power Generation Programme EOLE 2005. Results of the first call for tenders. *Renewable Energy* 16 (1–4), S. 805–810.

Lehmann, H., Peter, S. (2005): Endbericht: Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland (2005). Aachen: Institute for Sustainable Solutions and Innovations.

Leonhard, W., Buenger, U., Crotagino, F., Gatzel, C., Glaunsinger, W., Huebner, S., Kleinmaier, M., Koenemund, M., Landinger, H., Lebioda, T., Sauer, D. U., Weber, H., Wenzel, A., Wolf, E., Woyke, W., Zunft, S. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

Lewis, M. C., Curien, I. (2009): Carbon Emissions: Chapter & Verse: EU-ETS Rules for CER/ERU Use Beyond Copenhagen. London: Deutsche Bank.

Lootsma, A., Raussen, T. (2008): Aktuelle Verfahren zur Aufbereitung und Verwertung von Gärresten. In: Wiemer, K., Kern, M. (Hrsg.): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung III. Stofflich, energetisch. Witzenhausen: Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie, S. 559–576.

Mackensen, R., Rohrig, K., Emanuel, H. (2008): Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. Kassel, Schwandorf: Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Schmack Biogas GmbH.

Matthes, F. C. (2010): Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten. Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Darmstadt, Freiburg: Öko-Institut.

MEF (The Major Economies Forum on Energy and Climate) (2009): Declaration of the Leaders. The Major Economies Forum on Energy and Climate. Washington, DC: MEF.

Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M.-L. (2003): Prices versus quantities: Choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31 (8), S. 799–812.

Mendonça, M., Jacobs, D., Sovacool, B. (2010): Powering the green economy. The feed-in tariff handbook. London, Sterling, VA: Earthscan.

Michaelis, P. (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung. Heidelberg: Physica.

Michaelowa, A., Purohit, P. (2007): Additionality determination of Indian CDM projects. Can Indian CDM project developers outwit the CDM Executive Board? Zurich: University of Zurich, Institute for Political Science.

Mitchell, C. (2000): The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation: History and Lessons. *Annual Review of Energy and the Environment* 25, S. 285–312.

Mitchell, C., Bauknecht, D., Connor, P. (2006): Effectiveness through risk reduction: A comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy* 34 (3), S. 297–305.

Mitchell, C., Connor, P. (2004): Renewable energy policy in the UK 1990–2003. *Energy Policy* 32 (17), S. 1935–1947.

Mitschang, S. (2008): Die Belange von Klima und Energie in der Bauleitplanung. *Natur und Recht* 30 (9), S. 601–612.

Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 EnWG. Baden-Baden: Nomos. Sondergutachten der Monopolkommission 54.

Morris, D., Worthington, B. (2010): Cap or trap? How the EU ETS risks locking-in carbon emissions. London: Sandbag.

Möst, D., Fichtner, W. (2010): Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading. *Energy Policy* 38 (6), S. 2898–2910.

Mühlenhoff, J., Witzler, F. (2010): Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien. *Renews Special* 25.

Müller, C. (2008): Klimaschutz durch Versagung von Genehmigungen für Windenergieanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). *Zeitschrift für Umweltrecht* 19 (12), S. 584–590.

Musiol, F. (2006): Leitfaden Erneuerbare Energien. Konflikte lösen und Vermeiden. Bonn, Berlin: Naturschutzbund Deutschland.

Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation. A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy* 36 (6), S. 2200–2211.

Newell, R. G., Stavins, R. N. (2003): Cost Heterogeneity and the Potential Savings from Market-Based Policies. *Journal of Regulatory Economics* 23 (1), S. 43–59.

Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility. An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. Köln: Institute of Energy Economics at the University of Cologne. EWI working paper 10/01.

Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. "Leitstudie 2008". Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K., Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, ifeu, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Nordhaus, W. D. (2007): To Tax or Not to Tax: Alternative Approaches to Slowing Global Warming. *Review of Environmental Economics and Policy* 1 (1), S. 26–44.

Oertel, D. (2008): Energiespeicher: Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung". Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. TAB-Arbeitsbericht 123.

Ohl, C., Eichhorn, M. (2008): Nachhaltige Landnutzung im Kontext der Windenergie – Rationierung von Flächen als Antwort auf die energiepolitischen Ziele der Klimapolitik. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 31 (4), S. 517–540.

- Ohlhorst, D. (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess. Wiesbaden: VS, Verlag für Sozialwissenschaften.
- Oschmann, V. (2010): Zehn Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bilanz und Ausblick. Zeitschrift für Neues Energierecht 14 (2), S. 117–124.
- Paulus, M., Borggreffe, F. (2010): The potential of demand-side-management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. Applied Energy (In Press).
- Pearson, A., Worthington, B. (2009): ETS S.O.S.: Why the flagship 'EU Emissions Trading Policy' needs rescuing. Based on analysis of 2008 EU Emissions Trading Scheme data. Islington: Sandbag.
- Pieper, C., Rubel, H. (2010): Electricity Storage. Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality. Köln, Frankfurt: Boston Consulting Group.
- R2B (Research to Business Energy Consulting), 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: R2B, CONSENTEC.
- Rehfeldt, K., Gerdes, G. J., Schreiber, M. (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz. Teil 1, F&E-Vorhaben 999 46 101. Wilhelmshaven: Deutsches Windenergie-Institut.
- Reiche, D. (2004): Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien in Deutschland. Möglichkeiten und Grenzen einer Vorreiterpolitik. Frankfurt am Main, Berlin, Bern, Bruxelles, New York, Oxford, Wien: Lang.
- Reichmuth, M., Erfurt, I., Schiffler, A., Kelm, T., Schmidt, M. (2010): Analyse zur möglichen Anpassung der EEG-Vergütung für Photovoltaik-Anlagen. Erstellt im Rahmen des Vorhabens: "Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §65 EEG, Vorhaben IIc, Spartenspezifisches Vorhaben Solare Strahlungsenergie". Leipzig, Stuttgart: Leipziger Institut für Energie, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.
- Reinhardt, M. (2010): Wasserrechtliche Anforderungen an die Einleitung quecksilberhaltigen Abwassers in ein oberirdisches Gewässer. Rechtsgutachten. Trier. Unveröffentlichtes Manuskript.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2010): Renewables 2010. Global Status Report. Paris: REN21.
- REN21 (2009): Renewables 2009. Global Status Report. Paris: REN21.
- REN21 (2005): Renewables 2005. Global Status Report. Washington, DC: Worldwatch Institute.
- Rengeling, H.-W. (Hrsg.) (2001): Klimaschutz durch Emissionshandel. Köln, Berlin, Bonn, München: Heymann. Schriften zum deutschen und europäischen Umweltrecht 26.
- Río González, P. del (2008): Policy implications of potential conflicts between short-term and long-term efficiency in CO<sub>2</sub> emissions abatement. Ecological Economics 65 (2), S. 292–303.



Ritter, P. (2007): Flexible KWK-Anlagen können den Bedarf an Regelenergie für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien mindern. In: DESIRE (Dissemination Strategy on Electricity Balancing for Large Scale Integration of Renewable Energy) (Hrsg.): Reporting on dissemination activities carried out within the frame of the DESIRE project (WP8). Aalborg: DESIRE.

Rostankowski, A. (2010): Die Ausgleichsmechanismus-Verordnung und der Ausbau Erneuerbarer Energien. Zeitschrift für Neues Energierecht 14 (2), S. 125–131.

Röttgen, N. (2010): Was bedeutet Fortschritt heute? Perspektiven einer zukunftsfähigen Umwelt- und Energiepolitik. Vortrag, Grundsatzrede an der Berliner Humboldt-Universität, 11.02.2010, Berlin.

Runge, K., Schomerus, T. (2007): Klimaschutz in der Strategischen Umweltprüfung – am Beispiel der Windenergienutzung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone. Zeitschrift für Umweltrecht 18 (9), S. 410–415.

RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) (2009): Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland. Endbericht. Essen: RWI.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2009): Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen: Jahresgutachten 2009/10. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Sauter, R., Watson, J. (2007): Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. Energy Policy 35 (5), S. 2770–2779.

Sawin, J. L. (2004): Mainstreaming Renewable Energy in the 21st Century. Washington, DC: Worldwatch Institute. Worldwatch Paper 169.

Schlacke, S., Schrader, C., Bunge, T. (2010): Informationsrecht, Öffentlichkeitsbeteiligung und Rechtsschutz im Umweltrecht. Aarhus-Handbuch. Berlin: Erich Schmidt.

Schlegel, S., Bausch, C. (2007): Akzeptanz und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien auf kommunaler und regionaler Ebene. Endbericht zum Teilprojekt B – Akzeptanzuntersuchung Erneuerbare Energien auf regionaler Ebene. Berlin, Potsdam: Ecologic – Institut für Internationale und Europäische Umweltpolitik, Kommunalwissenschaftliches Institut der Universität Potsdam, Institut für Ressourcenschonung, Innovation und Sustainability.

Schlesinger, M., Deutsch, M., Mellahn, S., Peter, F. (2009): Anpassung der Vergütungs- und Degressionssätze für solare Strahlungsenergie. Nach §§ 32, 33 EEG i.V.m. § 20 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 2a EEG. Endbericht. Berlin: Prognos AG. Forschungsprojekt 59/08

Schmidt, J., Rohrig, K., Braun, M., Hochloff, P., Hoffstede, U., Lesch, K., Schlögl, F., Spreckmann, M., Ritzau, M., Peek, M., Schrader, K., Rehfeldt, K., Diekmann, J., Nabe, C., Sensfuß, F., Erlich, I. (2009): Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009. Abschlussbericht. Berlin: Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung.

Schneider, J.-P. (2010): Planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertägigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung. Rechtsgutachten im Auftrag des Sachverständigenrats für

Umweltfragen. Endbericht vom 31.05.2010. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Noch nicht erschienen.

Schneider, L. (2007): Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement. Berlin: Öko-Institut.

Schöpe, M. (2010): The new EU Directive on Renewable Energies from the Perspective of a Member State. In: Fouquet, D., Hellner, C., Hoos, E., Johansson, T. B., Jones, C., Sampaio Nunes, P. de, Berge, H. ten, Cross, S. (Hrsg.): EU Energy Law. Vol. 3,3: The European Renewable Energy Yearbook. Leuven: Claes & Casteels, S. 177–198.

SCHOTT AG (2010): SCHOTT Memorandum zur solarthermischen Kraftwerkstechnologie. Mainz: SCHOTT AG.

Schweizer-Ries, P. (2008): Akzeptanz erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen. Projektabschlussbericht. Forschungsprojekt der Forschungsgruppe Umweltpsychologie an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Magdeburg.

Schweizer-Ries, P. (2007): Akzeptanz der Anlagenplanung durch Partizipation und Kommunikation. In: BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Akzeptanz vor Ort erhöhen. Gestaltungsebenen und Handlungsspielräume aus der Perspektive von Sozialwissenschaft und Praxis. Tagungsmappe. Berlin: BMU, S. 9–10.

Sensfuß, F., Ragwitz, M. (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Vortrag, Energie, Wirtschaft und technologischer Fortschritt in Zeiten hoher Energiepreise: 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 11.–13.02.2009 Wien.

Sensfuß, F., Ragwitz, M., Kratzat, M., Langniß, O., Obersteiner, C., Müller, T., Merten, F., Fishedick, M. (2007): Fortentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt. Karlsruhe, Stuttgart, Wien, Würzburg, Wuppertal: Fraunhofer ISI, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Energy Economics Group, Forschungsstelle Umweltenergierecht, Universität Würzburg, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Sievers, J. (2007): Speicherung von thermischer Energie zum Ausgleich der Stromerzeugung aus Windenergie. In: DESIRE (Dissemination Strategy on Electricity Balancing for Large Scale Integration of Renewable Energy) (Hrsg.): Reporting on dissemination activities carried out within the frame of the DESIRE project (WP8). Aalborg: DESIRE.

Sinn, H.-W. (2008): Das Grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik. Berlin: Econ.

SolarServer (2007): SolarReport: Forschungsagenda liefert eine Vision für die Photovoltaik in Europa. Reutlingen: SolarServer. [http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report\\_1107.html](http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_1107.html) (28.08.2010).

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

SRU (2009): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Berlin: SRU. Stellungnahme 13.

SRU (2008): Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2007a): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2007b): Umweltverwaltungen unter Reformdruck. Herausforderungen, Strategien, Perspektiven. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2002): Umweltgutachten 2002. Für eine neue Vorreiterrolle. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

Stein, R., Gottschall, A. (2010): Going Offshore. Förderung von Windenergie auf dem Meer. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (4), S. 87–92.

Stern, N. (2007): *The Economics of Climate Change. The Stern Review*. Cambridge: Cambridge University Press.

Stern, N. (2006): *Stern Review: The Economics of Climate Change*. London: HM Treasury. [http://www.hm-treasury.gov.uk/independent\\_reviews/stern\\_review\\_economics\\_climate\\_change/sternreview\\_index.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm).

Sterner, M., Gerhardt, N., Saint-Drenan, Y.-M., Oehsen, A. von, Hochloff, P., Kocmajewski, M., Jentsch, M., Lichtner, P., Pape, C., Bofinger, S., Rohrig, K. (2010): *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem*. Endbericht. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

Thaler, R. H. (1988): Anomalies: The Winner's Curse. *Journal of Economic Perspectives* 2 (1), S. 191–202.

Tietenberg, T. H. (2006): *Emissions Trading. Principles and Practice*. 2nd ed. Washington, DC: Resources for the Future.

UBA (Umweltbundesamt) (2009): *Konzeption des Umweltbundesamtes zur Klimapolitik. Notwendige Weichenstellungen 2009*. Dessau-Roßlau: UBA. *Climate Change* 14/09. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3762.pdf> (02.09.2010).

UNEP Risoe Centre (2010): *CDM/JI Pipeline*. Roskilde: UNEP Risoe Centre. <http://cdmpipeline.org/> (02.11.2010).

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2010): *Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009. Part Two: Action taken by the Conference of the Parties at its fifteenth session*. Bonn: UNFCCC. FCCC/CP/2009/11/Add. 1.

Urban, W. (2010): *Biogaseinspeisung: Stand des Wissens*. Vortrag, Kongress "Biogas im Wärmemarkt, 05.05.2010, Berlin.

Veldhoff, D. (2010): *Ergebnisse der Umfrage zum "Landschaftspflege-Bonus"*, Mai 2010. Ansbach, Berlin: Deutscher Verband für Landschaftspflege, NABU.

Verheyen, R. (2010): *Die Bedeutung des Klimaschutzes bei der Genehmigung von Kohlekraftwerken und bei der Zulassung des Kohleabbaus*. *Zeitschrift für Umweltrecht* 21 (9), S. 403–411.

Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., Daniel, J., Postel, J., Scholwin, F., Klinski, S., Brohmann, B., Fritsche, U. R., Hennenberg, K., Hünecke, K., Rausch, L., Köppel, J., Peters, W., Pusch, E., Schultze, C. (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, F&E-Vorhaben, FKZ: 0327544. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Institut für Energetik und Umwelt, Fachhochschule für Wirtschaft, Öko-Institut. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau\\_biogaserzeugung\\_kurzfassung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau_biogaserzeugung_kurzfassung.pdf) (15.03. 2010).

WAB (Windenergie-Agentur Bremerhaven / Bremen e.V.) (2010): Repowering von Windenergieanlagen in der Metropolregion Bremen-Oldenburg. Handlungsempfehlungen zur Steigerung der Akzeptanz von Repowering. Bremerhaven: WAB.

Wartmann, S., Jaworski, P., Klaus, S., Beyer, C. (2009): Scenarios on the introduction of CO<sub>2</sub> emission performance standards for the EU power sector. Nürnberg: Ecofys.

Wehnert, T. (2007): Entwicklung einer strategischen kommunalen Energiepolitik (SKEP) zur Nutzung erneuerbarer Energieträger. In: BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Akzeptanz vor Ort erhöhen. Gestaltungsebenen und Handlungsspielräume aus der Perspektive von Sozialwissenschaft und Praxis. Tagungsmappe. Berlin: BMU, S. 7–8.

Wenzel, B. (2009a): Beschaffungsmehrkosten der Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2008 (Differenzkosten nach § 15 EEG). Teltow: Ingenieurbüro für neue Energien.

Wenzel, B. (2009b): Strom aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020. Kosten-Nutzen-Betrachtung ausgewählter Aspekte. Teltow: Ingenieurbüro für neue Energien.

Wenzel, B. (2007): Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Zusammenstellung der Kosten- und Nutzenwirkungen. Teltow: Ingenieurbüro für neue Energien.

Wenzel, B., Nitsch, J. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien. FKZ 03MAP146.

Williamson, O. E. (1990): Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus: Unternehmen, Märkte, Kooperation. Tübingen: Mohr. Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften 64.

Wippermann, C., Kleinhüchelkotten, S. (2008): Repräsentativumfrage zu Umweltbewusstsein und Umweltverhalten im Jahr 2008. Forschungsprojekt. FKZ 3707 17 101. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004): Zur Förderung erneuerbarer Energien. Berlin. [http://www.vku.de/de/Energiewirtschaft/Handel\\_Vetr.\\_Erzeugung/Erneuerbare\\_Energien/\\_E\\_E\\_-\\_Hintergrundinfos/16.01.04\\_Gutachten\\_wiessenschaeg\\_17.pdf](http://www.vku.de/de/Energiewirtschaft/Handel_Vetr._Erzeugung/Erneuerbare_Energien/_E_E_-_Hintergrundinfos/16.01.04_Gutachten_wiessenschaeg_17.pdf) (12.03.2010).

Wolf, R. (2010): Die Genehmigung von Kohlekraftwerken im Zeichen der Europäisierung des Rechtsrahmens. *Natur und Recht* 32 (4), S. 244–253.

Wood, P. J., Jotzo, F. (2010): Price Floors for Emissions Trading. Milan, Venice, Brussels, Viggiano: Fondazione Eni Enrico Mattei. Fondazione Eni Enrico Mattei Working Papers 382.

WWF Deutschland (2008): CO<sub>2</sub>-Kompensation: Augenwischerei oder wirksamer Klimaschutz? Positionspapier. Frankfurt am Main: WWF Deutschland.

Wyatt, D., Macrory, R. (2010): Does the EU's proposed directive on industrial emissions (IPPC) preclude member states from imposing emission limits for CO<sub>2</sub> under national rules other than those implementing the proposed directive? Legal advice. London: University College.

Zoellner, J., Ittner, H., Schweizer-Ries, P. (2005): Perceived Procedural Justice as a Conflict Factor in Wind Energy Plants Planning Processes. European Energy – Synergies and Conflicts. 5th BIEE Academic Conference, 22.–23.09.2005, St John's College Oxford, England.

Zoellner, J., Schweizer-Ries, P., Wemheuer, C. (2008): Public acceptance of renewable energy: Results from case studies in Germany. Energy Policy 36 (11), S. 4136–4141.

Zoellner, J., Wemheuer, C., Schweizer-Ries, P. (2007): Akzeptanz erneuerbarer Energien am Beispiel von PV-Freiflächenanlagen. In: Schmid, J. (Hrsg.): 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie: 7–9. März 2007, Kloster Banz, Bad Staffelstein. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut, S. 157–164.

Zschesche, M., Rosenbaum, M. (2005): Empirische Analysen zur Öffentlichkeitsbeteiligung in den neuen Ländern am Beispiel immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsverfahren im Zeitraum 1991–2001. 2. Aufl. Berlin: Unabhängiges Institut für Umweltfragen.

## Kapitel 9

Altrock, M., Oschmann, V., Theobald, C. (Hrsg.) (2008): EEG. Erneuerbare Energien Gesetz. Kommentar. 2. Aufl. München: Beck.

Badura, P. (2008): Wirtschaftsverfassung und Wirtschaftsverwaltung. Ein exemplarischer Leitfaden. 3., neubearb. Aufl. Tübingen: Mohr Siebeck.

Ballwieser, W. (2010): Netzbasierte Unternehmen und Kapitalkosten. In: Picot, A., Schenck, M. (Hrsg.): Ökonomie der Regulierung. Neue Spielregeln für Kapitalmärkte und Netzindustrien. Kongress-Dokumentation 63. Deutscher Betriebswirtschaftler-Tag 2009. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, S. 183–196.

Barth, P. (2010): Netzentwicklung in Deutschland und Europa (Amprion GmbH). Vortrag, Konferenz: Aktuelle Fragen zur Entwicklung der Elektrizitätsnetze. Ermittlung des langfristigen Ausbaubedarfs. 15.–16.4.2010 in Göttingen, 15.04.2010, Göttingen.

Baur, J. (2004): Der Regulator, Befugnisse, Kontrollen: Einige Überlegungen zum künftigen Regulierungsrecht. Zeitschrift für Neues Energierecht 8 (4), S. 318–325.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2009): Netzinvestitionen der Stromversorger. Berlin: BDEW.

Blaß, C., Scheerer, P. (2010): Netzentgelte im europäischen Vergleich weiterhin auf niedrigem Niveau. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (1-2), S. 42–46.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007): Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt, vom Bundeskabinett am 7. November 2007 beschlossen. Berlin: BMU.

BMU (1998): Umweltgesetzbuch (UGB-KomE). Entwurf der Unabhängigen Sachverständigenkommission zum Umweltgesetzbuch beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin: Duncker & Humblot.

BMU, BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen), BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft), BMVg (Bundesministerium für Verteidigung), dena (Deutsche Energie-Agentur) (2002): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Berlin: BMU, BMWi, BMVBW, BMVEL, BMVg, dena.

BMWi, BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU.

Brakelmann, H., Erlich, I. (2010): Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus. Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050. Studie. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Materialien zur Umweltforschung 41. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_09\\_MAT41\\_Brakelmann\\_Erlich\\_Optionen\\_eletrische\\_Energieübertragung\\_Netzausbau.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT41_Brakelmann_Erlich_Optionen_eletrische_Energieübertragung_Netzausbau.pdf?__blob=publicationFile) (01.10.2010).

Brandt, E., Dreher, J. (2003): Die Genehmigung von Kabeln zur Ableitung von Strom als Offshore-Erzeugung. Zeitschrift für Öffentliches Recht in Norddeutschland 6 (4), S. 138–144.

Britz, G., Hellermann, J., Hermes, G. (Hrsg.) (2008): EnWG, Energiewirtschaftsgesetz. Kommentar. München: Beck.

Brucker, G., Seiferth, C. (2009): Anreizregulierung, Investitionsbudgets, Mehrerlösabschöpfung. Vortrag, 7. Energiewirtschaftsforum, 18.11.2009, Berlin.

BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2010): Genehmigung von Offshore Windenergieparks Hamburg: BSH. <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp> (25.05.2010).

Buchholz, H., Krüger, D. (2008): Der erste Raumordnungsplan des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone. Eine konstruktive Analyse. Hamburg: Offshore – Forum Windenergie.

Buchner, W., Gruehn, D., Höhnberg, U., Jacoby, C., Weiland, U. (2008): Empfehlungen zum Umweltgesetzbuch. Hannover: Akademie für Raumforschung und Landesplanung. Positionspapier 75.

Bullinger, M. (1991): Beschleunigte Genehmigungsverfahren für eilbedürftige Vorhaben. Ein Beitrag zur zeitlichen Harmonisierung von Verwaltung, Wirtschaft und Gesellschaft. In: Bullinger, M. (Hrsg.): Regulierung von Wirtschaft und Medien. Analysen ihrer Entwicklung. Tübingen: Mohr Siebeck S. 83–91.

Bundesnetzagentur (2010): Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesnetzagentur (2009a): Monitoringbericht 2009. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesnetzagentur (2009b): Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesnetzagentur (2008a): Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesnetzagentur (2008b): Stellungnahme der Bundesnetzagentur zur öffentlichen Anhörung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Energieleitungsausbaugesetz und den Anträgen der Fraktionen Die Linke und Bündnis 90/Die Grünen am 15. Dezember 2008. Berlin: Deutscher Bundestag. 16. Wahlperiode. Ausschuss für Wirtschaft und Technologie. Ausschussdrucksache 16(9)1311.

Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur.

BWE (Bundesverband Windenergie) (2010): Sichere Netze mit Windenergie? Berlin. [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de) (27.08.2010).

dena (Deutsche Energie-Agentur) (2009): Offshore-Netze: Die Netzanbindung der Offshore-Windparks. Berlin: dena. dena-Factsheet 2/09.

dena (2006): Fachgespräch „Verlegung von Seekabeln zum Netzanschluss von Offshore Windparks in Schutzgebieten im Meer“ am 20.–21. Juni 2006. Bremen: dena. <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2608> (24.8.2010).

dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Endbericht. Köln: dena.

Deutscher Bundestag (2010): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Rolf Hempelmann, Hubertus Heil (Peine), Ingrid Arndt-Brauer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD. Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze. Drucksache 17/2047. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 17/2047.

Deutscher Bundestag (2009): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Erfahrungsbericht der Bundesregierung über die Handhabung der erstinstanzlichen Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts nach dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 16/13571.

Deutscher Bundestag (2008a): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 16/10491

Deutscher Bundestag (2008b): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung der damit zusammenhängenden Vorschriften. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 16/8148.

Deutscher Bundestag (2005): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 16/54.

Deutscher Bundestag (2004): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 15/3917.

Dreier, H. (Hrsg.) (2000): Grundgesetz. Kommentar. Bd. 3: Art. 83–146. Tübingen: Mohr.

DUH (Deutsche Umwelthilfe) (2010a): Forum Netzintegration Erneuerbare Energien. Radolfzell: DUH. <http://www.forum-netzintegration.de/107/> (11.11.2010).

DUH (2010b): Plan N. Endfassung zur forumsinternen Abstimmung. Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze. Radolfzell: DUH.

Durner, W. (2009): Das neue Raumordnungsgesetz. *Natur und Recht* 31 (6), S. 373–380.

Ensslin, C., Burges, K., Boemer, J. (2008): Markteinführungsperspektiven innovativer Technologien zur Unterstützung der Einbindung von RES-E. Abschlussbericht. Berlin: Ecofys.

Europäische Kommission (2008): Grünbuch. Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energienetz. KOM(2008) 782 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2007): Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Vorrangiger Verbundplan. KOM(2006) 846 endg./2. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2003): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen. KOM(2003) 740 endg. Brüssel: Europäische Kommission.

Fingerle, C. (2010): Regulierung als Voraussetzung oder Hindernis für Infrastrukturinvestitionen – die Sicht eines institutionellen Investors. In: Picot, A., Schenck, M. (Hrsg.): *Ökonomie der Regulierung. Neue Spielregeln für Kapitalmärkte und Netzindustrien*. Kongress-Dokumentation 63. Deutscher Betriebswirtschafter-Tag 2009. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, S. 229-240.

Fuchs, M. (2009): Schwierigkeiten des Netzausbaus aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers (Transpower). Vortrag, Aktuelle Fragen des Planungsrechts. Ausbau der deutschen Übertragungsnetze, 22.–23.06.2009, Göttingen.

Geden, O., Fischer, S. (2008): Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven. Baden-Baden: Nomos. Denkart Europa 8.

Gellermann, M. (2009): Europäischer Gebiets- und Artenschutz in der Rechtsprechung. *Natur und Recht* 31 (1), S. 8–13.

Gundel, J. (2010): Die Regulierung der europäischen Energiemärkte. Perspektiven nach dem Dritten Binnenmarktpaket. *Wirtschaft und Verwaltung* 2010 (2), S. 127–134.



Hammerstein, C. von, Nelle, A., Koch, S. B., Beckmann, B., Jaecks, J., Hoff, S. von, Schlemmermeier, B., Meyer-Spasche, J. (2009): Gutachten über die freiwillige Übertragung der Energieübertragungsnetze, die Errichtung einer bundesweiten Netzgesellschaft und die regulatorischen Rahmenbedingungen im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin: Hogan & Hartson Raue L.L.P., LBD Beratungsgesellschaft mbH.

Hansen, F.-P. (2009): Die Kontrolle beantragter Investitionsbudgets. Vortrag, Workshop zum Energierecht, 30.11.2009, Berlin.

Hendler, R., Brockhoff, S. (2010): Die Eingriffsregelung des neuen Bundesnaturschutzgesetzes. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 29 (12), S. 733–738.

Hermes, G. (2010): Sicherheit, Zuverlässigkeit und Ausbau der Leitungsnetze. In: Marburger, P. (Hrsg.): *Energieversorgung und Umweltschutz*, 25. Trierer Kolloquium zum Umwelt- und Technikrecht 2009. Berlin: Erich Schmidt. *Umwelt- und Technikrecht* 102, S. 89–112.

Hermes, G. (1998): Staatliche Infrastrukturverantwortung. Rechtliche Grundstrukturen netzgebundener Transport- und Übertragungssysteme zwischen Daseinsvorsorge und Wettbewerbsregulierung am Beispiel der leitungsgebundenen Energieversorgung in Europa. Tübingen: Mohr Siebeck. *Jus Publicum* 29.

Hinsch, A. (2009): Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 13 (4), S. 8.

Hirsbrunner, S. (2010): Die EU-Regeln zur Förderung von Investitionen in die Netze – eine kritische Bestandsaufnahme. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (6), S. 64–68.

Hirschl, B. (2008): Investitionen der vier großen Energiekonzerne in Erneuerbare Energien. Bestand, Ziele und Planungen von E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall konzernweit und in Deutschland. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.

Hoffmann-Riem, W., Schneider, J.-P. (Hrsg.) (1996): *Verfahrensprivatisierung im Umweltrecht*. Baden-Baden: Nomos. *Forum Umweltrecht* 17.

Holznagel, B., Nagel, J. (2010): Verfahrensbeschleunigung nach dem Energieleitungsausbaugesetz. *Verfassungsrechtliche Grenzen und Alternativen*. *Deutsches Verwaltungsblatt* 125 (11), S. 669–667.

Igel, M., Winternheimer, S., Fixemer, R., Leinenbach, J. (2010): Netzintegration von Solarstromerzeugung. Teil 2. *ew – Das Magazin für die Energie-Wirtschaft* 109 (6), S. 33–37.

Jarass, L., Obermair, G. M. (2005): Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für erneuerbare Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 29 (1), S. 47–54.

Jarass, L., Obermair, G. M., Voigt, W. (2009): *Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung*. 2., vollst. neu bearb. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.

Kämper, N. (2007): Neues Planungsrecht für Energiefreileitungen. *Recht der Energiewirtschaft* 2007 (4-5), S. 5.

Keller, M. (2006): Das Planungs- und Zulassungsregime für Offshore-Windenergieanlagen in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Anhand völkerrechtlicher, gemeinschaftsrechtlicher und innerstaatlicher Vorgaben. Baden-Baden: Nomos. *Rostocker Schriften zum Seerecht und Umweltrecht* 39.

Kindler, J. (2009): Ausbau der Übertragungsnetze: Quo Vadis? Einführung zur Planungsrechtskonferenz. Vortrag, Aktuelle Fragen des Planungsrechts – Ausbau der deutschen Übertragungsnetze, 22.06.2009, Göttingen.

Klinski, S. (2005): Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung. Erstellt im Rahmen des für das Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durchgeführten Projekts „Rechtliche und administrative Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland“. Berlin: Klinski.

Kment, M. (2010): Standortfestlegungen und Streckenverläufe. Neues zum Verhältnis von Raumordnung und Fachplanung. *Natur und Recht* 32 (6), S. 392–395.

Koch, H.-J., Hendler, R. (2009): Baurecht, Raumordnungs- und Landesplanungsrecht. 5., neu bearb. Aufl. Stuttgart, München, Hannover, Berlin, Weimar, Dresden: Boorberg.

Küper, M. (2010): Eine rechtliche Bewertung der ersten Runde der Anreizregulierung für Netzentgelte 2008/2009. Baden-Baden: Nomos. Veröffentlichungen des Instituts für Energierecht an der Universität zu Köln 153.

Kurrat, M. (2010): Herausforderungen und Lösungen für Verteilungsnetze der Zukunft. Vortrag, Konferenz: Aktuelle Fragen zur Entwicklung der Elektrizitätsnetze. Ermittlung des langfristigen Ausbaubedarfs, 16.04.2010, Göttingen.

Kurth, M. (2010): Integration erneuerbarer Energien: Impuls für ein zukunftsfähiges Stromnetz in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (1-2), S. 38–41.

Lautner, G. (1999): Funktionen raumordnerischer Verfahren: Ein Beitrag aus der Sicht des Verwaltungsrechts und der Verwaltungswissenschaften. Berlin: Duncker & Humblot. Schriften zur Verwaltungswissenschaft 14.

Lecheler, H. (2010): Neue Rechtsvorschriften zur – teilweisen – Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen. *Recht der Energiewirtschaft* 2010 (2), S. 41–47.

Lecheler, H. (2007): Planungsbeschleunigung bei verstärkter Öffentlichkeitsbeteiligung und Ausweitung des Rechtsschutzes. *Deutsches Verwaltungsblatt* 60 (12), S. 713–718.

Lewin, D. (2003): Gestufte Planung von Bundesverkehrswegen. Die Entscheidungen im Vorfeld der Planfeststellung. Baden-Baden: Nomos. Frankfurter Schriften zum Umweltrecht 33.

Lippert, M. (2009): Ist die Befristung von Investitionsbudgets nach § 23 ARegV rechtlich zulässig, insbesondere mit Blick auf die Höhe der Verzinsung des Fremdkapitals? *Recht der Energiewirtschaft* 2009 (12), S. 353–361.

Louis, H. W. (2010): Das neue Bundesnaturschutzgesetz. *Natur und Recht* 32 (2), S. 77–89.

Merker, M. (2010): Kabel oder Freileitung auf Höchstspannungsebene – rechtliche Kriterien für die Entscheidungsfindung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (3), S. 60.

Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern (2005): Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V). Schwerin: Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern.

Müller, H. (2010): Was behindert den Netzausbau? Diskussion zwischen Stephan Kohler und Hildegard Müller. BDEW-Jahresbericht 2009, S. 18–21.

Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K., Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Oettinger, G. (2010): Europas Energieversorgung langfristig sichern. Schwerpunkte der europäischen Energiepolitik in den kommenden Jahren. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (7), S. 10–13.

Pielow, J.-C. (2009): Verwaltungsrechtliche Grundfragen des neuen Energieleitungsausbaugesetzes (§§ 43 ff. EnWG). Vortrag, Institut für Energie- und Regulierungsrecht Berlin: Workshop zum Energieleitungsplanungsrecht, 02.11.2009, Berlin.

Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder (2006): Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung. Bonn: Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder.

Reshöft, J. (Hrsg.) (2009): EEG. Erneuerbare Energien Gesetz. Handkommentar. 3. Aufl. Baden-Baden: Nomos.

Riese, C., Wilms, J. (2009): Gesamtkonzept bei der Planung von Übertragungsnetzen und Netzanschlüssen. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 13 (2), S. 107–111.

Rohmund, K. (2010): Neue Höchstspannungsleitungen und gute Nachbarschaft? Vortrag, Kongress Erneuerbare ins Netz! Akzeptanz – Kosten – Technik, 06.05.2010, Berlin.

Rosenbaum, M. (2006): Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen im Offshore-Bereich. Vorgaben des internationalen und nationalen Rechts. Kiel: Lorenz-von-Stein-Institut für Verwaltungswissenschaften an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel. Arbeitspapier 76.

Rosin, P., Spiekermann, K. (2010): Die Praxis der BNetzA bei der Genehmigung von Investitionsbudgets. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (8), S. 61–64.

Röttgen, N. (2010): Weiter auf Wachstumskurs. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Berlin. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45809/4590/> (27.08.2010).

Ruge, R. (2009): Zumutbarkeit des Netzausbaus: Vorkehrungen der Anreizregulierung. Vortrag, Dornburger Energiegespräche, 17.09.2009, Jena.

Sachs, M. (2009): Grundgesetz. Kommentar. 5. Aufl. München: Beck.

Säcker, F. J. (2009a): Der beschleunigte Ausbau der Höchstspannungsnetze als Rechtsproblem. Erläutert am Beispiel der 380kV-Höchstspannungsleitung Leuchstädt-Redwitz-Grafenrheinfeld mit Querung des Rennsteigs im Naturpark Thüringer Wald. Frankfurt am Main: Peter Lang. Veröffentlichungen des Instituts für deutsches und europäisches Wirtschafts-, Wettbewerbs- und Regulierungsrecht der Freien Universität Berlin 11.

Säcker, F. J. (2009b): Netzausbau- und Kooperationsverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten des EnLAG und der Dritten StromRL 2009/72 EG vom 13.7.2009. *Recht der Energiewirtschaft* 2009, S. 305 ff.

Säcker, F. J. (2008): Die wettbewerbsorientierte Anreizregulierung von Netzwirtschaften. Vortrag, 70. Wissenschaftliche Jahrestagung des Verbandes der Hochschullehrer für Betriebswirtschaft e.V., 17.05.2008, Berlin.

Salje, P. (2006): Optionen für schnellere Verwaltungsverfahren. In: Sauer, G. W., Schneller, C. (Hrsg.): *Beschleunigung von Planungsverfahren für Freileitungen*. Fachtagung am 2. Juni 2005 in Hamburg. Baden-Baden: Nomos.

Sauer, G. W., Schneller, C. (Hrsg.) (2006): *Beschleunigung von Planungsverfahren für Freileitungen*. Fachtagung am 2. Juni 2005 in Hamburg. Baden-Baden: Nomos.

Scheidler, A. (2010): Die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung im BNatSchG 2010. *Umwelt- und Planungsrecht* 30 (4), S. 134–141.

Schiller, G. (2009): Praxisprobleme bei der Planfeststellung von Energiefreileitungen. *Umwelt- und Planungsrecht* 29 (7), S. 245–253.

Schlacke, S., Schrader, C., Bunge, T. (2010): *Informationsrecht, Öffentlichkeitsbeteiligung und Rechtsschutz im Umweltrecht*. Aarhus-Handbuch. Berlin: Erich Schmidt.

Schmiesing, J. (2010): Neue Hausaufgaben für ländliche Verteilnetzbetreiber durch dezentrale EEG-Einspeisung. Vortrag, Konferenz: Aktuelle Fragen zur Entwicklung der Elektrizitätsnetze. Ermittlung des langfristigen Ausbaubedarfs, 15.04.2010, Göttingen.

Schmitz, R. M. (2010): Neue Spielregeln für Kapitalmärkte und Netzindustrien: Ökonomie der Regulierung – Netzindustrien und Anreizregulierung. In: Picot, A., Schenck, M. (Hrsg.): *Ökonomie der Regulierung. Neue Spielregeln für Kapitalmärkte und Netzindustrien*. Kongress-Dokumentation 63. Deutscher Betriebswirtschaftler-Tag 2009. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, S. 199–208.

Schneider, J.-P. (2010a): Aktuelle Rechtsprobleme von Offshore-Windenergieanlagen und ihrer Netzanbindung. In: Löwer, W. (Hrsg.): *Neuere europäische Vorgaben für den Energiebinnenmarkt*. Göttingen: V&R Unipress. Bonner Gespräch zum Energierecht 5, S. 59–80.

Schneider, J.-P. (2010b): Planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertägigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung. Rechtsgutachten im Auftrag des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Endbericht vom 31.5.2010. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. Noch nicht erschienen.

Schneider, J.-P. (2009): Effizienzsichernde Zumutbarkeitsanforderungen an die Netzanbindung von Offshore-Anlagen gemäß § 17 IIa EnWG (Teil 2). *Infrastrukturrecht* 6 (1), S. 2–7.

Schneider, J.-P., Theobald, C. (Hrsg.) (2008): *Recht der Energiewirtschaft*. Praxishandbuch. 2. Aufl. München: Beck.

Schneller, C. (2007): Beschleunigter Ausbau des Stromtransportnetzes. *Deutsches Verwaltungsblatt* 122, S. 529–537.

Schnitker, C. (2009): Regulierung der Netzsektoren Eisenbahnen, Elektrizität und Telekommunikation. Eine vergleichende Bewertung des Regulierungsdesigns und der Marktentwicklung seit der Liberalisierung. Giessen: VVB Laufersweiler.

Scholles, F. (2009): Bundeshöchstspannungsleitungsausbauplan ohne SUP! UVP-Report 23 (4), S. 182.

Schörshusen, H. (2010): Netzausbau in Niedersachsen. Rückblick und aktuelle Herausforderungen. Vortrag, Kongress Erneuerbare ins Netz! Akzeptanz – Kosten – Technik, 06.05.2010, Berlin.

Schröder, M. (2007): Das neue Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz: Auf dem Weg zu zügigerer Realisierung von Vorhaben? *Natur und Recht* 29 (6), S. 380–382.

Schumacher, P. (2009): Innovationsregulierung im Recht der netzgebundenen Elektrizitätswirtschaft. Baden-Baden: Nomos. *Forum Energierecht* 15.

Schweizer-Ries, P., Rau, I., Zoellner, J. (2010): Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle-Mecklar (Niedersachsen und Hessen). Abschlussbericht. Saarbrücken: Universität des Saarlandes.

Spieth, W. F., Appel, M. (2009): Genehmigungsprojekte unter dem Damoklesschwert der FFH-Abweichungsprüfung. *Natur und Recht* 31 (10), S. 669–678.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2007): Umweltverwaltungen unter Reformdruck. Herausforderungen, Strategien, Perspektiven. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt.

SRU (2005): Umwelt und Straßenverkehr. Hohe Mobilität – Umweltverträglicher Verkehr. Sondergutachten. Baden-Baden: Nomos.

SRU (2003): Windenergienutzung auf See. Berlin: SRU. Stellungnahme.

SRU (2002): Umweltgutachten 2002. Für eine neue Vorreiterrolle. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

Steinbach, P., Kremp, R. (2006): Die Revenue Cap-Regulierung – Ein fertiges Konzept? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56 (9), S. 32–37.

Stürer, B., Probstfeld, W. (2000): Anhörungsverfahren bei straßenrechtlichen Großvorhaben. *Die Öffentliche Verwaltung* 53 (17), S. 701–712.

Ufer, H.-W., Finger, H., Schuchardt, L. D. (2010): Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierung. *Zeitschrift für Planung & Unternehmenssteuerung* 21 (1), S. 109–115.

Vallendar, W. (2007): Großprojekte und Anforderungen des Europäischen Naturschutzrechts. *Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht* 5 (6), S. 275–281.

Vollmer, C. (2010): Umweltauswirkungen des Umbaus der Stromnetze. Vortrag, Kongress der Deutschen Umwelthilfe. Erneuerbare ins Netz! Akzeptanz – Kosten – Technik, 06.05.2010, Berlin.

Wagner, H.-J. (2009): Erneuerbare Energien erfordern koordinierten Ausbau des europäischen Netzes. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 59 (11), S. 54–55.

Wahl, R. (1991): Das Raumordnungsverfahren am Scheideweg. In: Franßen, E., Redeker, K., Schlichter, O., Wilke, D. (Hrsg.): Bürger, Richter, Staat. Festschrift für Horst Sendler. München: Beck, S. 199–223.

Wegener, B. (2010): Ist die Planung noch rational? Europäisches Naturschutzrecht und nationale Infrastrukturentwicklung. Zeitschrift für Umweltrecht 21 (5), S. 227–235.

Weinhold, N. (2010): Schlaues Supernetz. Neue Energie 20 (4), S. 58–62.

Weyer, H. (2009): Der Rechtsrahmen für den Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland. Zeitschrift für Neues Energierecht 13 (3), S. 210–215.

Witt, S. de (2006): Notwendige Reformen zum beschleunigten Ausbau des Hochspannungs- und Gasversorgungsleitungsnetzes. Recht der Energie 2006 (6), S. 141–172.

Wolf, R. (2004): AWZ-Vorhaben: Rechtliche und naturschutzfachliche Aspekte beim Bau und Betrieb von Stromkabeln. Bonn: Bundesamt für Naturschutz.

Wustlich, G. (2007): Das Recht der Windenergie im Wandel. Teil 2: Windenergie auf See. Zeitschrift für Umweltrecht 18 (3), S. 122–130.

Zerres, A. (2010): Gespräch zu aktuellen Fragestellungen des Elektrizitätsnetzausbaus. 23. April 2010.

Zewe, R. (1996): Einfluss von Freileitungen auf das Landschaftsbild. Neue und verbesserte Verfahren zur Beurteilung der Sichtbarkeit. Saarbrücken, Universität, Dissertation.

Ziekow, J., Oertel, M.-P., Windoffer, A. (2005): Dauer von Zulassungsverfahren. Eine empirische Untersuchung zu Implementation und Wirkungsgrad von Regelungen zur Verfahrensbeschleunigung. Köln: Heymanns. Verwaltungswissenschaftliche Abhandlungen 19.

Zschesche, M. (2008): Einmischen! Rechtliche Wege der Bürgerbeteiligung im Umweltschutz. 6. Aufl. Berlin: Unanhängiges Institut für Umweltfragen.

## Rechtsquellenverzeichnis

4.BImSchV	Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
ACER-Verordnung	Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Altholzverordnung, AltholzV	Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz
Anreizregulierungsverordnung, ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
Atomgesetz, AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren
Ausgleichsmechanismusverordnung, AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AWZ Nordsee-ROV	Rechtsverordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der Nordsee
AWZ Ostsee-ROV	Rechtsverordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der Ostsee
BauGB	Baugesetzbuch
Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, BioSt-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung
Bundes-Immissionsschutzgesetz, BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge
Bundesnaturschutzgesetz, BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege
CBD	Übereinkommen über die biologische Vielfalt, Convention on Biological Diversity

Düngeverordnung, DüV	Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003	Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG - Erklärungen zu Stilllegungen und Abfallbewirtschaftungsmaßnahmen
Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009, EItRL 2009	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
Emissionshandelsrichtlinie	Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 23.04.2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten
Energiedienstleistungsrichtlinie, EDL-RL	Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen
Energieeinsparverordnung	Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden
Energiekennzeichnungsrichtlinie	Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen
Energieleitungsausbaugesetz, EnLAG	Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze



Energiewirtschaftsgesetz, EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
Entscheidung Nr. 1229/2003/EG	Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG
Entscheidung Nr. 1254/96/EG	Entscheidung Nr. 1254/96/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 1996 über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich
Entscheidung Nr. 1741/1999/EG	Entscheidung Nr. 1741/1999/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juli 1999 zur Änderung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich
Entscheidung Nr. 2007/680/EG	2007/680/EG: Entscheidung der Kommission vom 22. Oktober 2007 zur Änderung des Beschlusses 2006/410/EG zur Festsetzung der Beträge, die gemäß Artikel 10 Absatz 2 sowie den Artikeln 143d und 143e der Verordnung (EG) Nr. 1782/2003 des Rates dem ELER zur Verfügung gestellt werden, und der für Ausgaben des EGFL verfügbaren Beträge sowie der Entscheidung 2006/636/EG zur Festlegung der jährlichen Aufteilung des Betrags für die Gemeinschaftsförderung der Entwicklung des ländlichen Raums auf die Mitgliedstaaten für den Zeitraum vom 1. Januar 2007 bis zum 31. Dezember 2013 (Bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2007) 5106)
Entscheidung Nr. 96/391/EG	Entscheidung Nr. 96/391/EG des Rates vom 28. März 1996 betreffend eine Reihe von Aktionen zur Schaffung günstigerer Rahmenbedingungen für den Ausbau der transeuropäischen Netze im Energiebereich
Entscheidung Nr. 1364/2006/EG	Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006

	zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG
Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2001	Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt
Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009	Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
EUV	Vertrag über die Europäische Union
EWGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft
Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie, FFH-Richtlinie	Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen
Gasnetzzugangsverordnung, GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität	Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
Grundwasserverordnung, GrwV	Verordnung zum Schutz des Grundwassers
IED-Richtlinie	Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung)

Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz, InfraStrPlanVBeschlG	Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben
IVU-Richtlinie	Richtlinie 2008/1/EG des Rates vom 15. Januar 2008 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
Klimarahmenkonvention, UNFCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, United Nations Framework Convention on Climate Change
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz, KrW-/AbfG	Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen
LNatSchG	Gesetz des Landes Schleswig-Holstein zum Schutz der Natur
Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie, MSRL	Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt
NAGBNatSchG	Niedersächsischen Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz
NatSchAG M-V	Gesetz des Landes Mecklenburg-Vorpommern zur Ausführung des Bundesnaturschutzgesetzes
Niedersächsisches Erdkabelgesetz	Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde
NWattNPG	Gesetz über den Nationalpark "Niedersächsisches Wattenmeer"
Ökodesign-Richtlinie	Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen

	Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte
ROG	Raumordnungsgesetz
RoV	Raumordnungsverordnung
Seeanlagenverordnung, SeeAnIV	Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres
Seeaufgabengesetz, SeeAufgG	Gesetz über die Aufgaben des Bundes auf dem Gebiet der Seeschifffahrt
Stromeinspeisungsgesetz, StromEinspG	Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz
StromhandelZVO 2009	Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, StromhandelZVO 2009
Systemdienstleistungsverordnung, SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
Treibhausgas-Emissionshandels-gesetz, TEHG	Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen
Umweltrechtbehelfsgesetz, UmwRG	Gesetz über ergänzende Vorschriften zu Rechtsbehelfen in Umweltangelegenheiten nach der EG-Richtlinie 2003/35/EG
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
Verfassung des Freistaates Bayern	Verfassung des Freistaates Bayern
Verfassung des Freistaates Sachsen	Verfassung des Freistaates Sachsen
Verfassung des Landes Sachsen-Anhalt	Verfassung des Landes Sachsen-Anhalt
Verordnung (EG) Nr. 663/2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft	Verordnung (EG) Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich

Vogelschutzrichtlinie	Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
Wasserhaushaltsgesetz, WHG	Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts
Wasserrahmenrichtlinie, WRRL	Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik

**Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

**Erlass über die Einrichtung eines Sachverständigenrates für Umweltfragen bei  
dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

Vom 1. März 2005

§ 1

Zur periodischen Begutachtung der Umweltsituation und Umweltbedingungen der Bundesrepublik Deutschland und zur Erleichterung der Urteilsbildung bei allen umweltpolitisch verantwortlichen Instanzen sowie in der Öffentlichkeit wird ein Sachverständigenrat für Umweltfragen gebildet.

§ 2

(1) Der Sachverständigenrat für Umweltfragen besteht aus sieben Mitgliedern, die über besondere wissenschaftliche Kenntnisse und Erfahrungen im Umweltschutz verfügen müssen.

(2) Die Mitglieder des Sachverständigenrates für Umweltfragen dürfen weder der Regierung oder einer gesetzgebenden Körperschaft des Bundes oder eines Landes noch dem öffentlichen Dienst des Bundes, eines Landes oder einer sonstigen juristischen Person des öffentlichen Rechts, es sei denn als Hochschullehrer oder -lehrerin oder als Mitarbeiter oder Mitarbeiterin eines wissenschaftlichen Instituts, angehören. Sie dürfen ferner nicht Repräsentant oder Repräsentantin eines Wirtschaftsverbandes oder einer Arbeitgeber- oder Arbeitnehmerorganisation sein oder zu diesen in einem ständigen Dienst- oder Geschäftsbesorgungsverhältnis stehen; sie dürfen auch nicht während des letzten Jahres vor der Berufung zum Mitglied des Sachverständigenrates für Umweltfragen eine derartige Stellung innegehabt haben.

§ 3

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen soll die jeweilige Situation der Umwelt und deren Entwicklungstendenzen darstellen. Er soll Fehlentwicklungen und Möglichkeiten zu deren Vermeidung oder zu deren Beseitigung aufzeigen.

§ 4

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen ist nur an den durch diesen Erlass begründeten Auftrag gebunden und in seiner Tätigkeit unabhängig.

§ 5

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen gibt während der Abfassung seiner Gutachten den jeweils fachlich betroffenen Bundesministerien oder ihren Beauftragten

Gelegenheit, zu wesentlichen sich aus seinem Auftrag ergebenden Fragen Stellung zu nehmen.

## § 6

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen kann zu einzelnen Beratungsthemen Behörden des Bundes und der Länder hören sowie Sachverständigen, insbesondere Vertretern und Vertreterinnen von Organisationen der Wirtschaft und der Umweltverbände, Gelegenheit zur Äußerung geben.

## § 7

(1) Der Sachverständigenrat für Umweltfragen erstattet alle vier Jahre ein Gutachten und leitet es der Bundesregierung jeweils im Monat Mai zu.

Das Gutachten wird vom Sachverständigenrat für Umweltfragen veröffentlicht.

(2) Der Sachverständigenrat für Umweltfragen erstattet zu Einzelfragen zusätzliche Gutachten oder gibt Stellungnahmen ab. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann den Sachverständigenrat für Umweltfragen mit der Erstattung weiterer Gutachten oder Stellungnahmen beauftragen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen leitet Gutachten oder Stellungnahmen nach Satz 1 und 2 dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu.

## § 8

(1) Die Mitglieder des Sachverständigenrates für Umweltfragen werden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit nach Zustimmung des Bundeskabinetts für die Dauer von vier Jahren berufen. Dabei wird auf die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern nach Maßgabe des Bundesgremienbesetzungsgesetzes hingewirkt. Wiederberufung ist möglich.

(2) Die Mitglieder können jederzeit schriftlich dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gegenüber ihr Ausscheiden aus dem Rat erklären.

(3) Scheidet ein Mitglied vorzeitig aus, so wird ein neues Mitglied für die Dauer der Amtszeit des ausgeschiedenen Mitglieds berufen; Wiederberufung ist möglich.

## § 9

(1) Der Sachverständigenrat für Umweltfragen wählt in geheimer Wahl aus seiner Mitte einen Vorsitzenden oder eine Vorsitzende für die Dauer von vier Jahren. Wiederwahl ist möglich.

(2) Der Sachverständigenrat für Umweltfragen gibt sich eine Geschäftsordnung. Sie bedarf der Genehmigung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

(3) Vertritt eine Minderheit bei der Abfassung der Gutachten zu einzelnen Fragen eine abweichende Auffassung, so hat sie die Möglichkeit, diese in den Gutachten zum Ausdruck zu bringen.

#### § 10

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen wird bei der Durchführung seiner Arbeit von einer Geschäftsstelle unterstützt.

#### § 11

Die Mitglieder des Sachverständigenrates für Umweltfragen und die Angehörigen der Geschäftsstelle sind zur Verschwiegenheit über die Beratungen und die vom Sachverständigenrat als vertraulich bezeichneten Beratungsunterlagen verpflichtet. Die Pflicht zur Verschwiegenheit bezieht sich auch auf Informationen, die dem Sachverständigenrat gegeben und als vertraulich bezeichnet werden.

#### § 12

(1) Die Mitglieder des Sachverständigenrates für Umweltfragen erhalten eine pauschale Entschädigung sowie Ersatz ihrer Reisekosten. Diese werden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium des Innern und dem Bundesministerium der Finanzen festgesetzt.

(2) Die Kosten des Sachverständigenrates für Umweltfragen trägt der Bund.

#### § 13

(1) Im Hinblick auf den in § 7 Abs. 1 neu geregelten Termin für die Zuleitung des Gutachtens an die Bundesregierung kann das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit die bei Inkrafttreten dieses Erlasses laufenden Berufungsperioden der Mitglieder des Sachverständigenrates ohne Zustimmung des Bundeskabinetts bis zum 30.06.2008 verlängern.

#### §14

Der Erlass über die Einrichtung eines Rates von Sachverständigen für Umweltfragen bei dem Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 10. August 1990 (GMBI. 1990, Nr. 32 , S. 831) wird hiermit aufgehoben.

Berlin, den 1. März 2005

Der Bundesminister für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Jürgen Trittin



## **Publikationsverzeichnis**

### **Umweltgutachten, Sondergutachten, Materialienbände, Stellungnahmen Kommentare zur Umweltpolitik und Thesenpapiere**

Ab **2007** sind Umweltgutachten und Sondergutachten im Buchhandel oder über die Erich-Schmidt-Verlag GmbH und Co., Genthiner Str. 30 G, 10785 Berlin, zu beziehen.

Umweltgutachten und Sondergutachten von **2004 bis 2006** sind erhältlich im Buchhandel oder direkt bei der Nomos-Verlagsgesellschaft Baden-Baden; Postfach 10 03 10, 76484 Baden-Baden, im Internet unter [www.nomos.de](http://www.nomos.de).

Bundestagsdrucksachen können bei der Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Postfach 100534, 50445 Köln, im Internet unter [www.bundesanzeiger.de](http://www.bundesanzeiger.de) erworben werden.

Ab 1998 stehen die meisten Publikationen als Download im Adobe PDF-Format auf der Webseite des SRU zur Verfügung ([www.umweltrat.de](http://www.umweltrat.de)).

### **UMWELTGUTACHTEN**

#### **Umweltgutachten 2008**

##### **Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels**

Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2008, 597 S., ISBN 978-3-503-11091-9  
(Bundestagsdrucksache 16/9990)

#### **Umweltgutachten 2004**

##### **Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern**

Baden-Baden: Nomos, 2004, 669 S., ISBN: 3-8329-0942-7  
(Bundestagsdrucksache 15/3600)

#### **Umweltgutachten 2002**

##### **Für eine neue Vorreiterrolle**

Stuttgart: Metzler-Poeschel, 2002, 550 S., ISBN: 3-8246-0666-6  
(Bundestagsdrucksache 14/8792)

#### **Umweltgutachten 2000**

##### **Schritte ins nächste Jahrtausend**

Stuttgart: Metzler-Poeschel, 2000, 688 S., ISBN: 3-8246-0620-8  
(Bundestagsdrucksache 14/3363)

## **SONDERGUTACHTEN**

### **Klimaschutz durch Biomasse**

Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2007, 124 S., ISBN 978-3-503-10602-8  
(Bundestagsdrucksache 16/6340)

### **Umweltverwaltungen unter Reformdruck**

#### **Herausforderungen, Strategien, Perspektiven**

Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2007, 250 S., ISBN 978-3-503-10309-6  
(Bundestagsdrucksache 16/4690)

### **Umwelt und Straßenverkehr**

#### **Hohe Mobilität – Umweltverträglicher Verkehr**

Baden-Baden: Nomos, 2005, 347 S., ISBN 3-8329-1447-1  
(Bundestagsdrucksache 15/5900)

### **Meeresumweltschutz für Nord- und Ostsee**

Baden-Baden: Nomos, 2004, 265 S., ISBN 3-8329-0630-4  
(Bundestagsdrucksache 15/2626)

### **Für eine Stärkung und Neuorientierung des Naturschutzes**

Stuttgart: Metzler-Poeschel, 2002, 211 S., ISBN 3-8246-0668-2  
(Bundestagsdrucksache 14/9852)

## **MATERIALIEN ZUR UMWELTFORSCHUNG**

### **Nr. 44**

#### **Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung**

Fraunhofer IWES

Erscheint demnächst

### **Nr. 43**

#### **Planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertägigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung**

Prof. Dr. Jens-Peter Schneider

Erscheint demnächst

### **Nr. 42**

#### **Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050**

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Berlin: SRU, 2010, 80 S.

**Nr. 41**

**Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus –  
Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als  
Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem  
Zeithorizont 2050**

Prof. Dr. Heinrich Brakelmann, Prof. Dr. Istvan Erlich

Berlin: SRU, 2010, 87 S.

**Nr. 40**

**Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von  
Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisungen aus  
regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100%  
regenerativen Stromversorgung mit dem Zeithorizont 2050**

Dr. Gregor Czisch

Berlin: SRU, 2010, 135 S.

**Nr. 39**

**Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie in Deutschland – Bestandsaufnahme,  
Monitoring, Öffentlichkeitsbeteiligung und wichtige Bewirtschaftungsfragen**

Tanja Leinweber

Berlin: SRU, 2009, 51 S.

**Nr. 38**

**Zwischen Wissenschaft und Politik**

**35 Jahre Gutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen**

Hans-Joachim Koch, Christian Hey

Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2009, 304 S., ISBN: 978-3-503-11642-3

**Nr. 37**

**Szenarien der Agrarpolitik – Untersuchung möglicher agrarstruktureller und  
ökonomischer Effekte unter Berücksichtigung umweltpolitischer Zielsetzungen**

Stephan Hubertus Gay, Bernhard Osterburg, Thomas Schmidt

Berlin: SRU, 2004, 208 S.

**Nr. 36**

**Analyse der Bedeutung von naturschutzorientierten Maßnahmen in der  
Landwirtschaft im Rahmen der Verordnung (EG) 1257/1999 über die Förderung  
der Entwicklung des ländlichen Raums**

Bernhard Osterburg

Stuttgart: Metzler-Poeschel, 2002, 103 S., ISBN: 3-8246-0680-1

**Nr. 35**

**Waldnutzung in Deutschland – Bestandsaufnahme, Handlungsbedarf und Maßnahmen zur Umsetzung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung**

Harald Plachter, Jutta Kill, Karl-Reinhard Volz, Frank Hofmann, Roland Meder  
Stuttgart: Metzler-Poeschel, 2000, 298 S., ISBN: 3-8246-0622-4

**Nr. 34**

**Die umweltpolitische Dimension der Osterweiterung der Europäischen Union:  
Herausforderungen und Chancen**

Alexander Carius, Ingmar von Homeyer, Stefani Bär  
Stuttgart: Metzler-Poeschel, 2000, 138 S., ISBN: 3-8246-0621-6

**STELLUNGNAHMEN**

**Nr. 15**

**100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar**  
Mai 2010, 92 S.

**Nr. 14**

**Für eine zeitgemäße Gemeinsame Agrarpolitik (GAP)**

November 2009, 28 S.

**Nr. 13**

**Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid  
Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte**

April 2009, 23 S.

**Nr. 12**

**Arzneimittel in der Umwelt**

April 2007, 51 S.

**Nr. 11**

**Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels:  
Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen  
Subventionspolitik mit anderen Mitteln?**

April 2006, 15 S.

**Nr. 10**

**Der Umweltschutz in der Föderalismusreform**

Februar 2006, 23 S.

**Nr. 9****Auf dem Weg zur Europäischen Ressourcenstrategie: Orientierung durch ein Konzept für eine stoffbezogene Umweltpolitik**

November 2005, 15 S.

**Nr. 8****Die Registrierung von Chemikalien unter dem REACH-Regime –  
Prioritätensetzung und Untersuchungstiefe**

Oktober 2005, 53 S.

**Nr. 7****Kontinuität in der Klimapolitik – Kyoto-Protokoll als Chance**

September 2005, 19 S.

**Nr. 6****Feinstaub durch Straßenverkehr – Bundespolitischer Handlungsbedarf**

Juni 2005, 22 S.

**Nr. 5****Rechtsschutz für die Umwelt – die altruistische Verbandsklage ist unverzichtbar**

Februar 2005, 33 S.

**Nr. 4****Zur Wirtschaftsverträglichkeit der Reform der Europäischen Chemikalienpolitik**

Juli 2003, 36 S.

**Nr. 3****Zur Einführung der Strategischen Umweltprüfung in das Bauplanungsrecht**

Mai 2003, 17 S.

**Nr. 2****Windenergienutzung auf See**

April 2003, 20 S.

**Nr. 1****Zum Konzept der Europäischen Kommission für eine gemeinsame  
Meeresumweltschutzstrategie**

Februar 2003, 13 S.

**Stellungnahme zum Referentenentwurf einer novellierten 17. BImSchV**

August 2002, 24 S.

**Stellungnahme zur Anhörung der Monopolkommission zum Thema "Wettbewerb  
in der Kreislauf- und Abfallwirtschaft"**

Februar 2002, 7 S.

**Stellungnahme zum Regierungsentwurf zur deutschen Nachhaltigkeitsstrategie**

Februar 2002, 4 S.

**Stellungnahme zum Ziel einer 40-prozentigen CO<sub>2</sub>-Reduzierung**

Dezember 2001, 3 S.

**Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Bundesnaturschutzgesetzes**

März 2001, 9 S.

**KOMMENTARE ZUR UMWELTPOLITIK**

**Nr. 8**

**Laufzeitverlängerung gefährdet Erfolg der erneuerbaren Energien**

September 2010, 12 S.

**Nr. 7**

**Towards Sustainable Fisheries**

**Comment to the Commission's Green Paper "Reform of the Common Fisheries Policy" (COM(2009)163 final)**

Oktober 2009, 10 S.

(nur in englischer Sprache)

**Nr. 6**

**Klimaschutz in der Finanzkrise**

Dezember 2008, 23 S.

**Nr. 5**

**Der Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Meeresschutzstrategie – Rückzug aus der europäischen Verantwortung?**

April 2006, 15 S.

**Nr. 4**

**Koexistenz sichern: Zur Novellierung des Gentechnikgesetzes**

März 2004, 14 S.

**Nr. 3**

**Nationale Umsetzung der Reform der europäischen Agrarpolitik**

März 2004, 7 S.

**Nr. 2**

**Emissionshandel und Nationaler Allokationsplan**

März 2004, 15 S.

**Nr. 1**

**Das Dosenpfand im Rechtsstreit**

November 2002, 5 S.

**THESENPAPIERE**

**Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung**

Mai 2009, 25 S.

