

„NO SMOKING“

CO₂-arme Stromerzeugung in einem nachhaltigen deutschen Energiesystem – ein Vergleich der CO₂-Vermeidungskosten von erneuerbaren Energiequellen und Carbon Capture and Storage

Dissertation

Zur Erlangung des akademischen Grades Doktor rer. pol. an der
Universität Flensburg

Vorgelegt von Dipl. Wi.-Ing & Exp.-Ing.

Tom Trittin

Gutachter:

Prof. Dr. Olav Hohmeyer
Universität Flensburg

Prof. Dr. August Schlaepfer
Universität Flensburg

Flensburg, Mai 2012

til mor

Kurzfassung

Zur Vermeidung nicht kontrollierbarer Auswirkungen des Klimawandels ist eine deutliche Senkung der CO₂-Emissionen erforderlich. Gegenstand dieser Arbeit ist die Betrachtung zweier unterschiedlicher Pfade zur Vermeidung der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung. Im Fokus steht die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten von regenerativen Energiequellen (REG) und von fossil befeuerten Kraftwerken mit CCS (CCS). Vor dem Hintergrund der Erreichung langfristiger CO₂-Reduktionsziele wird berechnet, welche der beiden Pfadoptioenen systembasiert bzw. technologiespezifisch die geringeren CO₂-Vermeidungskosten aufweist. Die Berechnungen zeigen, dass die REG in allen Szenarien geringere systembezogene Vermeidungskosten als CCS aufweisen. Wird die Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken in die Betrachtung einbezogen, fallen die Ergebnisse noch deutlicher zum Vorteil der REG aus. Zusätzlich wird der Fragestellung nachgegangen, ob Kraftwerke mit CCS der unterstellten Brückenfunktion für erneuerbare Energiequellen gerecht werden. Erkenntnisse aus unterschiedlichen Fachrichtungen lassen an der Eignung zweifeln. CCS weist vielmehr das Potential auf, den fossilen Pfad zu verfestigen und den forcierten Einsatz von REG weiter zu verzögern. Eine Erleichterung für die Integration von REG durch CCS ist nicht zu erkennen. CCS ist als Brückentechnologie zu einem System, das vorwiegend auf REG basiert, eher ungeeignet.

Abstract

Significant reduction of CO₂-emissions is essential in order to prevent a worsening of ongoing climate change. This thesis analyses two different pathways for the mitigation of CO₂-emissions in electricity generation. It focuses on the calculation of CO₂-mitigation costs of renewable energy sources (RES) as well as of power plants with carbon capture and storage (CCS). Under the frame of long-term CO₂ reductions targets for the German electricity sector future CO₂-mitigation costs are calculated on a system-based and a technology-based approach. The calculations show that RES have lower systembased mitigation costs in all scenarios compared to a system based on CCS. If the retrofit of power plants is taken into consideration, the results are even more clearly in favour of RES. Further, the thesis investigates whether CCS can serve as a bridge towards a sustainable energy system based on RES. Findings of different scientific disciplines suggest that CCS is not the optimal choice. These findings lead to the conclusion that CCS cannot support an easier integration of RES. CCS rather has the potential to further strengthen the fossil pathway and delaying the large-scale integration of RES. Hence, CCS is rather unsuited as a bridging technology towards a system mainly based on RES.

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	1
ABSTRACT	1
INHALTSVERZEICHNIS	2
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	8
TABELLENVERZEICHNIS	10
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	13
DANKSAGUNG	16
1 EINLEITUNG	18
1.1 Fragestellung und zu überprüfende Hypothesen	19
1.2 Stand von Wissenschaft und Forschung	21
1.3 Forschungsbedarf und Kenntnislücken	22
1.4 Ziel der Arbeit	22
1.5 Methodische Vorgehensweise.....	23
2 NACHHALTIGKEIT UND ENERGIEVERSORGUNG	24
2.1 Zum Begriff der nachhaltigen Entwicklung	24
2.2 Nachhaltige Energieversorgung.....	26
2.3 Wesentliche klima- und energiepolitische Ziele der EU und der BRD	39
2.4 Zusammenfassung Nachhaltigkeit.....	44
3 TECHNOLOGISCHER WANDEL	45
3.1 Generelle Aspekte	45

3.1.1	Innovationsbegriff.....	45
3.1.2	Innovationsphasen	46
3.1.3	Innovationstypen	49
3.2	Ansätze in der Innovationstheorie.....	49
3.2.1	Sichtweise von Schumpeter	50
3.2.2	Neoklassischer Ansatz in der Innovationstheorie	50
3.2.3	Neue, evolutorische Ansätze in der Innovationstheorie	52
3.3	Pfadabhängigkeit und lock-in	53
3.3.1	Vermeidung von lock-in.....	56
3.3.2	Beispiele von Pfadabhängigkeit und lock-in	57
3.4	Lern- und Erfahrungskurven	60
3.4.1	Darstellung der Erfahrungskurve.....	61
3.4.2	Mechanismen hinter der Kostenreduktion.....	64
3.4.3	Kritik an der Erfahrungskurve	65
3.5	Zusammenfassung technologischer Wandel.....	66
4	OPTIONEN ZUR CO₂-MINDERUNG IN DER STROMERZEUGUNG	68
4.1	Energieeffizienz auf der Nachfrageseite.....	68
4.1.1	Industrie	70
4.1.2	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.....	74
4.1.3	Private Haushalte	78
4.1.4	Zusammenfassung Energieeffizienz auf der Nachfrageseite	81
4.2	Energieträgerwechsel.....	82
4.2.1	Wechsel von Kohle zu Erdgas	84
4.2.2	Atomenergie	88
4.2.3	Zusammenfassung Energieträgerwechsel.....	96
4.3	Effizienzsteigerung in der Energieumwandlung	97
4.3.1	Dampfturbinen-Kraftwerke	97
4.3.2	Gasturbinen Kraftwerke.....	103
4.3.3	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke	104
4.3.4	Nachrüstung mit Gasturbinen	106
4.3.5	Kohle-Kombi-Kraftwerke.....	108
4.3.6	Hybrid-Kraftwerke	112
4.3.7	Kraft-Wärme-Kopplung	112
4.3.8	Zusammenfassung Effizienzsteigerung in der Energieumwandlung.....	114
5	ERNEUERBARE ENERGIEQUELLEN ZUR STROMERZEUGUNG	118

5.1	Generelle Aspekte zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen	119
5.2	Wasserkraft	126
5.2.1	Einteilung von Wasserkraftanlagen	126
5.2.2	Stand der Entwicklung	128
5.2.3	Technisches Potential und Ausbaupotential der Wasserkraftnutzung	129
5.2.4	Kosten der Wasserkraftnutzung	130
5.2.5	Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale	133
5.3	Windenergie.....	133
5.3.1	Stand der Entwicklung	136
5.3.2	Technisches Potential der Windenergienutzung	137
5.3.3	Kosten der Windenergienutzung	139
5.3.4	Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale	144
5.4	Photovoltaik.....	149
5.4.1	Stand der Entwicklung	150
5.4.2	Technisches Potential der Photovoltaik-Nutzung	152
5.4.3	Kosten der Photovoltaik-Nutzung	153
5.4.4	Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale	156
5.5	Biomasse.....	160
5.5.1	Stand der Entwicklung	163
5.5.2	Technisches Potential der Biomassenutzung	164
5.5.3	Kosten der Biomassenutzung	167
5.5.4	Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale	172
5.6	Geothermie	175
5.6.1	Stand der Entwicklung	178
5.6.2	Technisches Potential der geothermischen Stromerzeugung	179
5.6.3	Kosten der geothermischen Stromerzeugung	181
5.6.4	Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale	185
5.7	Zusammenfassung erneuerbare Energiequellen	186
6	CO₂-ABTRENNUNG, -TRANSPORT UND -SPEICHERUNG	189
6.1	Ziel, Ansatz und Anwendungsgebiete des CCS.....	189
6.2	Status quo CCS-Demonstrations- und Forschungsvorhaben	191
6.3	CO₂-Abtrennung	193
6.3.1	Energy penalty	193
6.3.2	Das „CO ₂ -freie Kraftwerk“	196
6.3.3	CO ₂ -Abtrennung nach der Verbrennung	197

6.3.4	CO ₂ -Abtrennung vor der Verbrennung.....	198
6.3.5	Verbrennung in reiner Sauerstoffatmosphäre	201
6.3.6	Verfahren zur Abtrennung von CO ₂ aus Gasen.....	204
6.3.6.1	Niedertemperaturverfahren	204
6.3.6.2	Hochtemperaturverfahren	215
6.3.7	Nachrüstung von Kraftwerken mit CCS.....	216
6.3.8	Kosten der CO ₂ -Abtrennung.....	220
6.3.8.1	Investitionen.....	220
6.3.8.2	Betriebskosten.....	224
6.3.8.3	Stromerzeugungskosten	225
6.3.9	Zusammenfassung CO ₂ -Abtrennung	228
6.4	CO₂-Transport	229
6.4.1	Stoffeigenschaften von Kohlendioxid	230
6.4.2	Pipelinetransport.....	231
6.4.3	Schiffstransport.....	236
6.4.4	Schienen- und Straßentransport.....	238
6.4.5	Kosten des CO ₂ -Transports	239
6.4.5.1	Pipeline	240
6.4.5.2	Schiffstransport	247
6.4.6	Spezifische Transportkosten.....	248
6.4.7	Zusammenfassung CO ₂ -Transport.....	250
6.5	CO₂-Speicherung.....	250
6.5.1	Speicheroptionen und Potentiale	251
6.5.1.1	Speicherung in geologischen Formationen	251
6.5.1.2	Speicherung im Meer	259
6.5.1.3	Weitere Speicheroptionen	261
6.5.2	Kosten der CO ₂ -Speicherung.....	262
6.5.3	Zusammenfassung CO ₂ -Speicherung	265
6.6	Kostenreduktionspotential	266
7	CO₂-VERMEIDUNGSKOSTEN VON CCS UND REGENERATIVEN ENERGIETECHNOLOGIEN	268
7.1	Definition der CO₂-Vermeidungskosten	268
7.2	Literaturüberblick CO₂-Vermeidungskosten.....	270
7.2.1	Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CCS	270
7.2.2	Vermeidungskosten regenerativer Stromerzeugungstechnologien.....	273
7.3	Zukünftige systembezogenen CO₂-Vermeidungskosten.....	274
7.3.1	Beschreibung der Szenarien	274
7.3.1.1	Referenzszenario.....	275

7.3.1.2	Minderungsszenario CCS	276
7.3.1.3	Minderungsszenario REG	278
7.3.2	Ermittlung der Stromerzeugungskosten.....	282
7.3.2.1	Finanzmathematische Methode.....	283
7.3.2.2	Kenndaten der Referenzanlagen	285
7.3.2.3	Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO ₂ -Zertifikatspreise	296
7.3.2.4	Stromerzeugungskosten	298
7.3.2.5	Entwicklung der Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung von technologischem Fortschritt	300
7.3.2.6	CO ₂ -Emissionsfaktoren und Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen in den Szenarien	311
7.3.3	Entwicklung der systembezogenen CO ₂ -Vermeidungskosten.....	312
7.3.4	Sensitivitätsanalyse.....	315
7.3.5	Abschätzung der Vermeidungskosten unter Einbeziehung des retrofit von bestehenden Kraftwerken	319
7.3.6	Zukünftige technologiespezifische CO ₂ -Vermeidungskosten	323
8	CCS ALS BRÜCKENTECHNOLOGIE?	327
8.1	Ausgangslage	327
8.2	Verfügbarkeit von CCS	328
8.3	CO ₂ -Vermeidungskosten	330
8.4	Grundlastkraftwerke und erneuerbare Energiequellen.....	331
8.5	Pfadabhängigkeit und lock-in	335
9	ERGEBNISSE UND HYPOTHESENPRÜFUNG	338
10	AUSBLICK.....	343
	ANHANG A: LITERATURDATEN ERNEUERBARE ENERGIEQUELLEN ..	346
A.1	Wasserkraftanlagen	346
A.2	Windenergieanlagen, onshore	347
A.3	Windenergieanlagen, offshore.....	347
A.4	Photovoltaik.....	348
A.5	Geothermie.....	348

A.6 Biomasse.....	349
ANHANG B: LITERATURDATEN KRAFTWERKE INKL. KOSTENPROJEKTIONEN	350
ANHANG C: LITERATURDATEN KRAFTWERKE OHNE UND MIT CCS ...	352
C.1 Kondensations Kohle-Kraftwerke	352
C.2 Retrofit bestehender Kohle-Kraftwerke	356
C.3 IGCC Kohle-Kraftwerke	357
C.4 GuD Erdgas-Kraftwerke	359
LITERATURVERZEICHNIS.....	361
ERKLÄRUNG	384

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Leitmotiv, Zielanforderungen und Leitlinien nachhaltiger Energieversorgung.	29
Abbildung 2.2: CO ₂ -Emissionen der deutschen Energiewirtschaft 1990-2007.	38
Abbildung 2.3: THG-Emissionen in den EU Mitgliedstaaten im Vergleich zur Verpflichtung nach der Lastenteilungsvereinbarung.	40
Abbildung 3.1: Lineare Darstellung einer Erfahrungskurve am Beispiel einer 10%igen und 15%igen Kostenreduktion.	62
Abbildung 3.2: Doppelt-logarithmische Darstellung einer Erfahrungskurve am Beispiel einer 10%igen und 15%igen Kostenreduktion.	63
Abbildung 4.1: Stromverbrauch in Deutschland nach Sektoren 1991-2010.	69
Abbildung 4.2: Dampfkraftprozess.	98
Abbildung 4.3: Zwischenüberhitzung mit Rauchgas.	102
Abbildung 4.4: Speisewasservorwärmung.	102
Abbildung 4.5: Gasturbinenprozess.	104
Abbildung 4.6: Kraft-Wärme-Kopplung.	113
Abbildung 5.1: Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots.	119
Abbildung 5.2: Entwicklung der Stromerzeugung und installierte Leistung von Wasserkraftanlagen in Deutschland.	128
Abbildung 5.3: Spezifische Investitionskosten von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße.	130
Abbildung 5.4: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer Wasserkraftanlage.	133
Abbildung 5.5: Entwicklung der Stromerzeugung und installierte Leistung von Windkraftanlagen in Deutschland.	136
Abbildung 5.6: Spezifische Investitionskosten von Windenergieanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße.	140
Abbildung 5.7: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten Windkraftanlage.	144
Abbildung 5.8: Entwicklung der Stromerzeugung und installierte Leistung von PV-Anlagen in Deutschland.	151
Abbildung 5.9: Spezifische Investitionskosten von PV-Anlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße.	154
Abbildung 5.10: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer PV-Anlage.	156
Abbildung 5.11: Möglichkeiten der Bereitstellung von Energie aus Biomasse.	162
Abbildung 5.12: Entwicklung der Stromerzeugung und installierten Leistung aus Biomasseanlagen in Deutschland (Biomasse und biogener Anteil des Mülls).	163
Abbildung 5.13: Investitionskosten von Biomassenanlagen zur Stromerzeugung.	167
Abbildung 5.14: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten eines Holz-HKW (5 MW _{el}).	172
Abbildung 5.15: Spezifische Investitionskosten geothermischer Anlagen zur Stromerzeugung in Abhängigkeit der Anlagengröße.	182
Abbildung 5.16: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer ORC-Anlage (1 MW _{el}).	184

Abbildung 6.1: Minimaler spezifischer Exergieaufwand für die CO ₂ -Abscheidung in Abhängigkeit der CO ₂ -Konzentration im Gasstrom.....	195
Abbildung 6.2: CO ₂ -Abtrennung nach der Verbrennung.....	198
Abbildung 6.3: CO ₂ -Abtrennung vor der Verbrennung.....	199
Abbildung 6.4: Verbrennung in reiner Sauerstoffatmosphäre.	202
Abbildung 6.5: Investitionskosten für Kraftwerksneubauten ohne und mit CO ₂ -Abtrennung.	221
Abbildung 6.6: Zusätzliche Investitionen für die CO ₂ -Abtrennung.....	223
Abbildung 6.7: Betriebskosten von Kraftwerken mit CO ₂ -Abtrennung (ohne Brennstoffkosten).	225
Abbildung 6.8: Stromerzeugungskosten von Kraftwerken mit CO ₂ -Abtrennung.....	227
Abbildung 6.9: Anstieg der Stromerzeugungskosten durch die CO ₂ -Abtrennung.....	228
Abbildung 6.10: CO ₂ Phasen-Diagramm (ohne Maßstab).....	231
Abbildung 6.11: Pipelinedurchmesser in Abhängigkeit der Transportkapazität.	235
Abbildung 6.12: Kompressionskosten für unterschiedliche Auslastungen in Abhängigkeit des Massenstroms.	240
Abbildung 6.13: Pipeline Investitionskosten nach Literaturangaben.....	241
Abbildung 6.14: Investitionskosten von Pipelines inklusive Investitionskosten ex-istierender Erdgaspipelines in den USA.	244
Abbildung 6.15: Investitionskosten von Offshore-Pipelines.	245
Abbildung 6.16: Onshore-Pipeline Betriebskosten.	246
Abbildung 7.1: Unterschied zwischen CO ₂ vermieden und CO ₂ abgetrennt.	271
Abbildung 7.2: Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CO ₂ -Abtrennung.	272
Abbildung 7.3: Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im Referenzszenario.	276
Abbildung 7.4: Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im CCS-Szenario.	278
Abbildung 7.5: Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im REG-Szenario (IER).....	279
Abbildung 7.6: Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im REG-Szenario (WI).	281
Abbildung 7.7: Kosten-Potential-Kurve der CO ₂ -Speicherung.	293
Abbildung 7.8: Entwicklung der Stromgestehungskosten von Neuanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen (in € ₂₀₀₀ /kWh _{el}), REG-Szenario WI.....	306
Abbildung 7.9: Verlauf der Stromgestehungskosten von Neuanlagen in den Szenarien Referenz, CCS und REG (in € ₂₀₀₀ /kWh _{el}).	309
Abbildung 7.10: Verlauf der Stromgestehungskosten von Neuanlagen in den Szenarien Referenz, CCS und REG unter Berücksichtigung von Speicher- und Leitungskosten (in € ₂₀₀₀ /kWh _{el}).	310
Abbildung 7.11: Entwicklung der CO ₂ -Vermeidungskosten in der unteren Variante in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	313
Abbildung 7.12: Entwicklung der CO ₂ -Vermeidungskosten in der oberen Variante in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	314

Abbildung 7.13: Einfluss reduzierter CCS-Investitionskosten auf die CO ₂ -Vermeidungskosten in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	316
Abbildung 7.14: Einfluss der Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken mit CCS auf die CO ₂ -Vermeidungskosten in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	317
Abbildung 7.15: Einfluss der Investitionskostenerhöhung von REG-Technologien auf die CO ₂ -Vermeidungskosten in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	319
Abbildung 7.16: Ersatzbedarf und Bedarf von Kraftwerken mit CCS.....	320
Abbildung 7.17: Verlauf der Vermeidungskosten unter Berücksichtigung der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken (obere Brennstoffpreisentwicklung) in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	322
Abbildung 7.18: Verlauf der Vermeidungskosten unter Berücksichtigung der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken (untere Brennstoffpreisentwicklung) in € ₂₀₀₀ /tCO ₂	323
Abbildung 7.19: Technologiespezifische CO ₂ -Vermeidungskosten der Referenzanlagen.	326
Abbildung 8.1: CO ₂ -Vermeidungskosten der oberen Variante.....	330
Abbildung 8.2: Anteile Kohle und Windenergie in der Jahreslastkurve Deutschlands.	333
Abbildung 8.3: Entscheidung über den Einsatz von Kraftwerken nach den variablen Kosten.	334

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Statische Reichweiten fossiler Energieträger.....	32
Tabelle 2.2: Zielsetzungen europäischer und deutscher Klima- und Energiepolitik.....	43
Tabelle 3.1: Anzahl und installierte Leistung von Leichtwasser-, Schwerwasser- und Gas-Graphite- Reaktoren weltweit (Stand 31.12.2010).....	58
Tabelle 4.1: Stromverbrauch in der Industrie aufgeteilt nach Anwendungsbereichen 2010.....	71
Tabelle 4.2: Energieverbrauch und Einsparpotential ausgewählter Industrieprozesse.	72
Tabelle 4.3: Stromverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nach Anwendungsbereichen 2010.	75
Tabelle 4.4: Stromverbrauch der privaten Haushalte aufgeteilt nach Anwendungsbereichen 2010.....	78
Tabelle 4.5: Einsparpotentiale eines 2-Personen Haushaltes.	79
Tabelle 4.6: Geplante oder im Bau befindliche Kraftwerke in Deutschland.	84
Tabelle 4.7: Pipeline Projekte in der EU.....	87
Tabelle 4.8: Stromgestehungskosten der Atomkraftwerke in der BRD.....	93
Tabelle 4.9: Atomkraftwerke in der EU 25 (Stand 2011).	95
Tabelle 4.10: Spannbreiten der Investitionskosten, Kostenprojektionen und Wirkungsgrade konventioneller Kohlekraftwerke bis 2030.	100
Tabelle 4.11: Thermischer Wirkungsgrad unter verschiedenen Betriebsbedingungen.....	101
Tabelle 4.12: Spannbreite der Investitionskosten, Wirkungsgrade und Kostenprojektionen bis 2030 von Erdgas GuD-Kraftwerken.	106
Tabelle 4.13: Spannbreite der Investitionskosten, Kostenprojektionen und Wirkungsgrade von Kohle-Kombi-Kraftwerken bis 2030.....	109
Tabelle 4.14: Relative spezifische Emissionsminderung.....	116

Tabelle 5.1: Erzeugungskosten und externe Kosten der Stromerzeugung in Deutschland.....	121
Tabelle 5.2: Wasserkraftnutzung in Deutschland 2010.	129
Tabelle 5.3: Wirtschaftliche Daten ausgewählter Wasserkraftanlagen.....	131
Tabelle 5.4: Windenergienutzung in Deutschland 2010.	137
Tabelle 5.5: Technisches Potential der Windenergienutzung in Deutschland.	139
Tabelle 5.6: Wirtschaftliche Daten der Windenergienutzung anhand ausgewählter Referenzanlagen (Stand 2000, offshore Stand 2005).	143
Tabelle 5.7: Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten der On- und Offshore- Windenergienutzung 2000-2050.	148
Tabelle 5.8: PV-Nutzung in Deutschland 2010.	151
Tabelle 5.9: Nutzbare Fläche und technisches Potential der PV-Nutzung in Deutschland.....	153
Tabelle 5.10: Kosten der PV-Nutzung anhand ausgewählter Referenzanlagen (Stand 2000)..	155
Tabelle 5.11: Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten von PV-Anlagen 2000- 2050.....	159
Tabelle 5.12: Biomassenutzung zur Stromerzeugung in Deutschland 2010.....	164
Tabelle 5.13: Technisches Potential der Biomassenutzung in Deutschland.	166
Tabelle 5.14: Kosten ausgewählter Referenzanlagen (Dampfturbine) zur Stromproduktion aus Biomasse.	169
Tabelle 5.15: Kosten ausgewählter Referenzanlagen (BHKW Biogas) zur Stromproduktion aus Biomasse.	170
Tabelle 5.16: Kosten ausgewählter Referenzanlagen (Biogas) zur Stromproduktion aus Biomasse.	171
Tabelle 5.17: Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten von Biomasse- und Biogasanlagen.	174
Tabelle 5.18: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland 2010.	178
Tabelle 5.19: Technisches Potential zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.	180
Tabelle 5.20: Kosten der geothermischen Stromerzeugung ausgewählter Referenzanlagen....	183
Tabelle 5.21: Entwicklung der Investitions- und Gestehungskosten geothermischer Anlagen bis 2020.....	186
Tabelle 5.22: Zusammenfassung regenerative Energiequellen.....	187
Tabelle 6.1: Literaturübersicht CO ₂ -Abtrennggrad nach Kraftwerkstyp.	197
Tabelle 6.2: Physikalische Absorptionsverfahren.....	206
Tabelle 6.3: Wirkungsgradverlust und „energy penalty“ physikalischer Absorption.....	207
Tabelle 6.4: Chemische Absorptionsverfahren.	208
Tabelle 6.5: Wirkungsgradverlust und „energy penalty“ chemischer Absorption.....	210
Tabelle 6.6: Wirkungsgradverlust, „energy penalty“, Investitions- und Stromgestehungskosten von Kraftwerken mit CO ₂ -Abtrennung.	229
Tabelle 6.7: Druckverlust beim Pipeline Transport.	233
Tabelle 6.8: Transportkapazitäten von Offshore-Pipelines für unterschiedliche Transportdistanzen.	236
Tabelle 6.9: Geländefaktoren für Pipelines.....	243
Tabelle 6.10: Kosten der CO ₂ -Speicherung in geologischen Formationen.....	263
Tabelle 6.11: Kosten der CO ₂ -Speicherung im Ozean.....	264

Tabelle 6.12: Speicherpotential in Deutschland.....	265
Tabelle 7.1: CO ₂ -Vermeidungskosten regenerativer Energiequellen.	273
Tabelle 7.2: Ausnutzung des technischen Potentials der erneuerbaren Energiequellen in den Szenarien in 2050.	282
Tabelle 7.3: Rahmendaten zur Berechnung der Stromerzeugungskosten.	284
Tabelle 7.4: Kenndaten der Referenzkraftwerke im Referenzszenario.	287
Tabelle 7.5: Kenndaten der Referenzkraftwerke im CCS-Szenario.	289
Tabelle 7.6: CO ₂ -Transportkosten.....	291
Tabelle 7.7: Kenndaten der Referenzkraftwerke in den REG-Szenarien.	295
Tabelle 7.8: Entwicklung der Brennstoffpreise (real) ohne CO ₂ -Aufschlag in € ₂₀₀₀ /GJ.	297
Tabelle 7.9: Stromerzeugungskosten der betrachteten Referenzkraftwerke und Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen in €/kWh (gerundete Werte).	299
Tabelle 7.10: Lernfaktoren der Referenzanlagen in % in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten.	302
Tabelle 7.11: Entwicklung des Wirkungsgrads von Kraftwerken mit und ohne CCS.	303
Tabelle 7.12: CO ₂ -Gehalte fossiler Energieträger.....	311
Tabelle 7.13: Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien bis 2050.	312
Tabelle 7.14: Abschätzung der Investitionskosten und Wirkungsgradverluste durch die Nachrüstung von Kraftwerken.	321

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
AKW	Atomkraftwerk
ANF	Annuitätenfaktor
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CCS	Carbon Capture and Storage
CdTe	Cadmium-Tellurid
CH ₄	Methan
CIS	Kadmium-Indium-Diselenid
CO ₂	Kohlen(stoff)dioxid
ct	cent
DENA	Deutsche Energieagentur
DLR	Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrttechnik
DTI	Department of Trade and Industry
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EJ	Etajoule
el	elektrisch
EU	Europäische Union
g	Gramm
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfprozess
GW	Gigawatt
HDR	Hot Dry Rock
H-FKW	Flourkohlenwasserstoffe
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HKW	Heizkraftwerk
IAEA	International Atomic Energy Association
IEA	International Energy Association
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified natural gas
LPG	Liquified Petroleum Gases
LR	Lernfaktor oder Lernrate
MEA	Monoethanolamin
Mio.	Million
MIT	Massachusetts Insitute of Technology
m/s	Meter pro Sekunde
MW	Megawatt
MW _p	Megawatt, peak
N ₂ O	Lachgas
ORC	Organic Rankine Cycle
Pa	Pascal
PJ	Petajoule
PR	Fortschrittsrate
PSA	Pressure Swing Adsorption
PV	Photovoltaik
REG	regenerative Energiequellen
s.	siehe
SF ₆	Schwefelhexafluorid
s.o.	siehe oben
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
t	Tonne
th	thermisch
THG	Treibhausgas
TSA	Temperature Swing Adsorption
TU	Technische Universität
TWh	Terawattstunde
vgl.	vergleiche
VHS	Video Home System

WI	Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt Energie
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung
z.T.	zum Teil
z.B.	zum Beispiel

Danksagung

Diese Arbeit entstand während meiner Zeit bei der Gesellschaft für Energie und Ökologie, an der Universität Flensburg und bei der Stadtwerke Flensburg GmbH.

Mein ganz besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr. Olav Hohmeyer für die Betreuung meiner Arbeit. Prof. Dr. August Schlaepfer danke ich herzlich für die freundliche Übernahme des Zweitgutachtens. Weiterhin gilt mein Dank den Teilnehmern des Doktoranden-Seminars an der Universität Flensburg für die inhaltlichen Anregungen und kritischen Rückfragen zu dieser Arbeit. David Mora bin ich für seine Unterstützung, den fachbezogenen Diskussionen und auch den wertvollen Unterhaltungen fernab jeder Dissertation zu großem Dank verpflichtet. Für die kritische Durchsicht meiner Arbeit und den Korrekturanregungen danke ich meiner Schwester Mira Trittin, Wilken Stöver, Claus Hartmann und Ulf Ehlers. Ocke Börnsen danke ich für die großartige Tour.

Ferner geht großer Dank an meine Chefs Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Maik Render und Marten Jensen für die Möglichkeit und die gedanklichen Freiräume neben meiner beruflichen Tätigkeit, an der Dissertation arbeiten zu können. Nicht vergessen möchte an dieser Stelle meine Kollegen Frank Richert, David Mora, Michael Schwarze, Dr. Gunnar Böhm, Uschi Uhlig, Agnes Schulz und Lea Nielsen. Euch sei herzlichst gedankt für ein freies Ohr, die äußerst angenehme Zusammenarbeit, die Menge an lehrreichen und produktiven Diskussionen sowie die „motivierenden“ und kostenpflichtigen Kommentare.

Den Trainerinnen und Trainern des Hochschulsports an der Universität Flensburg möchte ich dafür danken, immer wieder aufs Neue nach langen Arbeitstagen den erforderlichen gedanklichen Freiraum für lange Abende geschaffen zu haben.

Nicht zuletzt geht großer Dank an Malte Zapel, Vanessa Stephens, Sven Thilo, Lasse Bachmann, Ocke Börnsen, Katrin Matzen, Malte Bachmann, Kathrin Krüger, Inka Lempelius, Patricia Recio, Anneke Morische und Ulf Bauer für das stetige Aufrechterhalten des schlechten Gewissens, für die zahlreichen Bemühungen die Fertigstellung dieser Arbeit zu verzögern und vor allem dafür, mich an das Leben außerhalb der Arbeit zu erinnern. Es ist gut, Freunde wie Euch zu haben. Habt Dank dafür.

Mein größter Dank geht an meine Eltern und Geschwister für den verlässlichen Rückhalt.

“The difficulty lies, not within new ideas, but escaping the old ones“

John Maynard Keynes

1 Einleitung

Sowohl die nationale als auch die internationale Energieversorgung basieren zum größten Teil auf dem Verbrauch endlicher also nicht erneuerbarer Energiequellen. So betrug allein in Deutschland der Anteil fossiler Energieträger im Jahr 2010 am gesamten Primärenergieverbrauch nahezu 80% (vgl. BMWi 2011).

Ein zentrales Problem unserer derzeitigen Energieversorgung ist die begrenzte Fähigkeit der Umwelt, Schadstoffe aufzunehmen. Bei der Verbrennung fossiler Energieträger entsteht neben einer Vielzahl weiterer Luftschadstoffe auch Kohlendioxid (CO_2). Das CO_2 wird in der Wissenschaft neben Methan (CH_4) als eine der Hauptursachen für den anthropogenen Treibhauseffekt angesehen. Dieser wiederum gilt als Ursache für die globale Temperaturerhöhung und die weltweite Klimaveränderung.

Im Rahmen der 1994 in Kraft getretenen Klimarahmenkonvention und des seit Frühjahr 2005 völkerrechtlich verbindlich verankerten Kioto-Protokolls hat sich die Bundesrepublik Deutschland dazu bereit erklärt, bis zum Jahr 2008/2012 die Emissionen der so genannten Kioto-Gase, unter anderem auch CO_2 , um 21% zu reduzieren. Die deutsche Bundesregierung hat in ihrem „Nationalen Klimaschutzprogramm“ die Reduktionsziele von Kioto bestätigt und konkretisiert. Das Nationale Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000 enthält das Ziel, die CO_2 -Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25% im Vergleich zum Jahr 1990 zu verringern. Weiter fortgeschrieben wurden die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung mit dem im Jahr 2007 beschlossenen integrierten Energie- und Klimaprogramm, das unter anderem eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40% bis 2020 enthält. In diesem Zusammenhang stellt die Suche nach Alternativen bei der Energiebereitstellung eine zentrale Aufgabe dar [vgl. SRU 2008, S. 107].

Eine Möglichkeit zur klimafreundlichen Erzeugung von Energie besteht in der Nutzung erneuerbarer Energiequellen. In den letzten 10 Jahren hat sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung von ca. 7 auf über 16% mehr als verdoppelt [vgl. BMU 2011, BMWi 2011]. Langfristig ist zu erwarten, dass in einem nachhaltigen Energiesystem die Energieversorgung im Wesentlichen auf einer Ausnutzung der erneuerbaren Energiequellen basieren wird. Die Ausgestaltung einer Energieversorgung unter dem überwiegenden Einsatz von erneuerbaren Energiequellen wurde für Deutschland zuletzt dargestellt mit den Leitstudien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [vgl. Nitsch 2007, Nitsch 2008] und der Stellungnahme sowie dem Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen der Bundesregierung [vgl. SRU 2009, SRU 2011]. In diesen Szenarioanalysen wurde gezeigt, dass eine nahezu gänzliche bzw. komplette Stromversorgung mit erneuerbaren Energiequel-

len bis 2050 technisch und auch ökonomisch zu realisieren ist [vgl. SRU 2009, S. 8, SRU 2011, S. 548].

Als Alternative zur Stabilisierung des CO₂-Niveaus in der Erdatmosphäre wird das „Carbon Capture and Storage“ (CCS) vermehrt in die klimapolitische Diskussion aufgenommen. Bei CCS geht es darum, ein Entweichen des bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehenden CO₂ in die Atmosphäre zu verhindern und so einem Anstieg der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre entgegenzuwirken. Über Eingriffe in die Prozesskette bei der Nutzung konventioneller Primärenergieträger kann das CO₂ durch unterschiedliche Verfahren abgetrennt und in Lagerstätten gespeichert werden. Als Speicherorte werden unter anderem unterirdische geologische Formationen wie entleerte Erdgaslagerstätten in Betracht gezogen. Bereits bei diesem kurzen Einblick wird deutlich, dass es je nach betrachtetem Verfahren des Aufbaus zusätzlicher Infrastruktur bedarf. Allein aus der Anzahl der fossilen Energieträger, der Verfahren zur Abtrennung und der möglichen Lagerstätten des CO₂ ergeben sich eine Vielzahl von Alternativen zur Reduktion von CO₂-Emissionen auf Basis des CCS, die zur Zeit in die Diskussion eingebracht werden. Eine ausreichende Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt hat das CCS für die fossile Energiewirtschaft den Charme eines „Business as usual“, in dem es um die Fortführung des Einsatzes fossiler Energieträger insbesondere von Kohle geht. Somit besteht auf der Erzeugungsseite neben der Nutzung regenerativer Energiequellen eine weitere Option zur Senkung der CO₂-Emissionen. Dem Sachverständigenrat für Umweltfragen der Bundesregierung (SRU 2009) zur Folge kommen vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele für den Zeitraum bis 2050 nur die Alternativen Kohle mit CCS oder erneuerbare Energien in Frage [vgl. SRU 2009, S. 21]. Das Stromversorgungssystem steht vor einer Grundsatzentscheidung zwischen zwei unterschiedlichen Entwicklungspfaden: dem CCS oder den erneuerbaren Energiequellen [vgl. SRU 2010, S. 77].

1.1 Fragestellung und zu überprüfende Hypothesen

Gegenstand dieser Arbeit ist die Gegenüberstellung von zwei technologischen Alternativen zur Verminderung der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung. Neben der grundsätzlichen technologischen Machbarkeit bilden die Kosten ein bedeutsames Entscheidungskriterium für oder gegen eine Technologie. Vor dem Hintergrund einer erforderlichen deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen lautet daher eine erste wichtige Fragestellung:

Welche der beiden Optionen stellt langfristig die günstigere Lösung zur CO₂-Vermeidung dar?

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung (WBGU 2006) geht mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit davon aus, dass CCS zu höheren Vermeidungskosten führen wird

als die Nutzung erneuerbaren Energiequellen [vgl. WBGU 2006, S. 88]. Es ist zunächst also grundsätzlich zu prüfen, ob durch eine Kostenanalyse die Erwartung des WBGU(2006) bestätigt und eine Vorteilhaftigkeit für die erneuerbaren Energiequellen festgestellt werden kann. Zur Beantwortung der ersten Fragestellung werden als Vorteilhaftigkeitskriterium die CO₂-Vermeidungskosten gewählt. Die Hypothese auf die erste Fragestellung folgt der Einschätzung des WBGU (2006) und lautet:

„Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise der fossilen Energieträger und der zusätzlichen finanziellen und energetischen Aufwendungen für die CO₂-Abtrennung, Transport und Speicherung wird erwartet, dass durch den Einsatz der erneuerbaren Energiequellen langfristig geringere CO₂-Vermeidungskosten erzielt werden können.“

Ein zweiter wichtiger Sachverhalt in dem Themenfeld der vorliegenden Dissertation bezieht sich auf die Kompatibilität der beiden Optionen CCS und erneuerbare Energiequellen. Sollte eine Entscheidung zu Gunsten von CCS als die wesentliche Technologie zur Vermeidung von CO₂-Emissionen ausfallen, ist es nach heutigem Wissensstand erforderlich, dass aufgrund der Endlichkeit fossiler Energieträger ein Wechsel zu erneuerbaren Energiequellen erfolgen muss. Der Rat für nachhaltige Entwicklung der deutschen Bundesregierung (und auch andere) betrachtet CCS als Brückentechnologie für eine breite Einführung erneuerbarer Energiequellen [vgl. Rat für Nachhaltige Entwicklung 2003, S. 21]. Radgen et al (2006) sehen in CCS eine „denkbare Brückentechnologie“ bis zur ausreichenden Entwicklung Erneuerbarer Energieträger“ [Radgen et al 2006, S. 142]. Ähnlich sehen Blohm et al (2006) sowie Becker et al (2009) die Rolle von CCS. Die Autoren ordnen in ihren Untersuchungen CCS als Übergangslösung bzw. –technologie ein [vgl. Blohm et al 2006, S. 3, Becker et al 2009, S. 7]. CCS wird als geeignetes Vehikel angesehen, später scheinbar reibungslos auf die erneuerbaren Energiequellen umzusatteln. Es gilt also weiter zu untersuchen, ob CCS die Umstellung der Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energie unterstützt oder ob durch CCS nicht eher eine Verfestigung der Energieversorgung auf die fossilen Energieträger erfolgt und somit suboptimale Voraussetzungen für eine langfristig nachhaltige Energiewirtschaft auf Basis regenerativer Energiequellen geschaffen werden. Die aus diesem Zusammenhang resultierende zweite Fragestellung lautet:

Werden durch die mittelfristigen Bemühungen im Bereich des CCS langfristig Barrieren aufgebaut, die eine breite Einführung von regenerativen Energieträgern behindern?

Diesen Sachverhalt gilt es zu analysieren und in die wissenschaftliche Diskussion einzubringen, um die Realisierung einer langfristig nachhaltigen Energiewirtschaft und der damit verbundenen klimapolitischen Ziele der CO₂-Reduzierung sicherstellen zu können. Die Hypothese auf die zweite Fragestellung lautet:

„Es besteht zurzeit die Gefahr, dass mit CCS eine Option entwickelt wird, die eine langfristige Anschlussfähigkeit von regenerativen Energiequellen eher behindert als fördert

und dass kurzfristige Entscheidungen für Anlagen mit einer Betriebszeit von ca. 40 Jahren getroffen werden, die den Weg in technologische Sackgassen verfestigen.“

Vor dem Hintergrund der langen Laufzeiten aber auch der langen Entwicklungszeiten von Energiesystemen müssen heute weitsichtige Entscheidungen getroffen werden. Dazu soll die Arbeit einen Beitrag leisten.

1.2 Stand von Wissenschaft und Forschung

Die Datenlage bezüglich der Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energiequellen ist sehr umfangreich und gut zugänglich. Im Gegensatz dazu haben sich im Bereich des CCS erst nach Aufnahme der Tätigkeiten für die vorliegende Arbeit die Forschungen auf internationaler sowie nationaler Ebene intensiviert und Ergebnisse sind leichter zugänglich geworden. Mittlerweile existieren für die erneuerbaren Energiequellen als auch für das CCS eine Vielzahl von Studien, Artikeln und Veröffentlichungen. Viele der Untersuchungen zum CCS beschränken sich jedoch auf einen Teilbereich der CCS-Kette, wie z.B. die technischen Möglichkeiten zur Abtrennung von CO₂, den Transport des CO₂ oder eine Betrachtung der Speichermöglichkeiten und -potentiale. Im Rahmen einiger dieser Veröffentlichungen werden auch die technologiespezifischen Vermeidungskosten berechnet. Die bekannten Studien dienen als Datengrundlage und Input für die Ausführungen und Berechnungen in dieser Arbeit.

Hervorzuheben ist als Veröffentlichung im Bereich des CCS der Sonderbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) aus dem Jahr 2005. Mit Ausnahme des IPCC-Berichts sind übergreifende Betrachtungen der gesamten CCS-Technologiekette eher selten in der Literatur aufzufinden. Für die erneuerbaren Energiequellen sind als Veröffentlichung insbesondere Kaltschmitt et al (2003) und Nitsch et al (2004) zu nennen. Der Sonderbericht zu den erneuerbaren Energiequellen des IPCC wurde erst nach Fertigstellung dieser Arbeit veröffentlicht und findet daher keine Berücksichtigung.

Als direkten Vergleich beider Technologieoptionen sind bisher eine Studie einer Arbeitsgemeinschaft mehrerer deutscher Forschungsinstitutionen um das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und ein Update dieser Studie bekannt. In dieser Untersuchung werden die aktuellen und zukünftigen Stromerzeugungskosten bis zum Jahr 2050 ermittelt. Eine Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten erfolgt nur für einen Vergleich zwischen Kraftwerken mit und ohne CCS [s. Fishedick et al 2007, Viebahn et al 2010]. Eine Analyse der Kosten von CCS ist in der Literatur somit bisher auf die Stromerzeugungskosten, ihre Entwicklung und auf die technologiespezifischen CO₂-Vermeidungskosten begrenzt.

1.3 Forschungsbedarf und Kenntnislücken

In der Regel beschränken sich die energiewirtschaftlichen Untersuchungen zu den erneuerbaren Energiequellen und CCS-Anlagen auf betriebswirtschaftliche Einzelfallbetrachtungen oder nur auf einen Technologiezweig. Obwohl nahe liegend, sind vergleichende Untersuchungen zu den heutigen und zukünftigen Kosten der beiden Technologien wenig publiziert. Ein Vergleich der bestehenden Ergebnisse bezüglich der Kostenberechnungen ist mit Einschränkung sicherlich möglich. Doch insbesondere für einen Vergleich der Vermeidungskosten von Stromerzeugungstechnologien sind einheitliche Rahmenbedingungen bei der Berechnung wichtig, um zu konsistenten Aussagen zu gelangen. Zur Deckung dieser Kenntnislücke soll die vorliegende Arbeit einen Beitrag leisten.

Aufgrund der begrenzten Reichweite der fossilen Energieträger ist es offensichtlich, dass CCS nicht mehr sein kann als ein Übergang zu Alternativen in der Stromerzeugung. Trotzdem oder gerade deswegen wird CCS in der Literatur die Funktion einer Brückentechnologie zugesprochen [vgl. Rat für nachhaltige Entwicklung 2003, S. 21, Radgen et al 2006, S. 142]. Es ist allerdings nur wenig Literatur bekannt, die Aussagen dazu macht, wie CCS helfen kann, gute Ausgangsbedingungen für einen reibungslosen Übergang zu alternativen Energieträgern zu schaffen. Die fehlende Darstellung von Vorteilen, die mit einem Wechsel von CCS auf erneuerbare Energieträger verbunden wären, wirft die Frage auf, ob es bei CCS nicht vielmehr um eine Fortführung einer zentral ausgerichteten und auf Kohle basierten Stromversorgung geht. Eine häufig einseitige Darstellung von CCS als Brückentechnologie erzeugt den Eindruck, dass CCS generell als Übergangslösung zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft geeignet ist. Das mag – eine langfristige sichere CO₂-Speicherung vorausgesetzt – für die Vermeidung von CO₂-Emissionen zutreffend sein, allerdings Bedarf es einer stärker differenzierteren Betrachtung, in der auch die Kenntnisse aus der Innovationstheorie zur Technologieentwicklung entlang von Trajektorien (Leitlinien) Berücksichtigung finden sollten.

1.4 Ziel der Arbeit

Ziel der Arbeit ist es erstens zu überprüfen, welche der beiden Technologien langfristig betrachtet die günstigeren CO₂-Vermeidungskosten aufweist, um eine Entscheidungshilfe für die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik zu geben. Auf Basis der Ergebnisse aus der Kostenbetrachtung und mit Hilfe der Kenntnisse zur Entwicklung von Technologien soll diese Arbeit zweitens beleuchten, ob CCS eine langfristig nachhaltige Entwicklung der Energiewirtschaft auf der Basis regenerativer Energiequellen fördert oder die Entwicklung dorthin be- oder gar verhindern kann.

1.5 Methodische Vorgehensweise

Die Dissertation unterteilt sich in fünf Abschnitte. Im ersten Abschnitt werden die Anforderungen an ein nachhaltiges Energieversorgungssystem abgeleitet und damit eine wesentliche Grundlage zur Durchführung des Forschungsvorhabens gelegt.

Im zweiten Abschnitt werden die relevanten Teile der neueren Innovationstheorie zur pfadabhängigen Entwicklung sowie der Lernkurveneffekte von Technologien aufbereitet. Dieser Abschnitt dient als Basis, um die mögliche zukünftige Kostenreduktion der betrachteten Technologien unter plausiblen Annahmen in das Kostenmodell zu integrieren und weiterhin Kenntnisse über die pfadabhängige Entwicklung von Technologien auf die unterstellte Funktion von CCS als Brückentechnologie zu transferieren.

Im dritten Abschnitt werden die Möglichkeiten zur Senkung der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung aufbereitet. Im Fokus steht eine Analyse der erneuerbaren Energietechnologien und der CCS-Technologie. Es erfolgt eine Analyse des Entwicklungsstands, der technischen Potentiale, der Kosten sowie der Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale. Zusätzlich werden die Möglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen durch andere Maßnahmen wie z.B. durch Effizienzerhöhung oder einen Energieträgerwechsel aufgezeigt.

Im vierten Abschnitt werden die CO₂-Vermeidungskosten der CCS-Technologie bestimmt, um diese dann den Vermeidungskosten der erneuerbaren Energiequellen gegenüberzustellen. Mit Hilfe von Szenarienbetrachtungen wird eine systembasierte Entwicklung der Vermeidungskosten bei Entscheidung für CCS oder die erneuerbaren Energietechnologien berechnet. In die Berechnung fließen die Kenntnisse aus dem zweiten (Lernkurven) und dem dritten Abschnitt ein. Zusätzlich erfolgt eine Ermittlung der CO₂-Vermeidungskosten auf einer technologiespezifischen Basis für unterschiedliche Zeitpunkte in der Zukunft.

Im fünften Abschnitt werden die Interaktionen von CCS mit alternativen Energietechnologien aufgezeigt. Es geht darum, die Auswirkungen bestimmter Einführungsstrategien im Bereich des „Carbon Capture and Storage“ auf die Möglichkeiten langfristiger Technologieentwicklung nachhaltiger Energiesysteme zu untersuchen. Zur wissenschaftlichen Überprüfung dieser Zusammenhänge werden die Erkenntnisse der neueren, relevanten Innovationsforschung speziell für den Umwelt- und Energiebereich aus dem Abschnitt zwei herangezogen. Insbesondere vor dem Hintergrund des Beharrungsvermögens bestehender Energiesysteme gilt es zu überprüfen, ob CCS einen Technologiewechsel zu nachhaltigen Energieversorgungssystemen fördert oder behindert.

2 Nachhaltigkeit und Energieversorgung

2.1 Zum Begriff der nachhaltigen Entwicklung

Im Jahr 1713 wurde der Begriff Nachhaltigkeit im deutschen Sprachraum das erste Mal von Hans Carl von Carlowitz im forstwirtschaftlichen Zusammenhang eingeführt. Der damalige zunehmende Holzbedarf der Industrie führte zur Notwendigkeit eines nachhaltigen Waldanbaus, da die uneingeschränkte Fortführung des Waldabbaus ansonsten zu einer Übernutzung der Wälder geführt hätte. Dieses rein ressourcenökonomische Verständnis für Nachhaltigkeit hielt bis weit ins 20. Jahrhundert. Erst in den letzten Jahrzehnten hat sich der Begriff von seiner spezifischen Bedeutung gelöst und beschreibt heute „...*gegenwärtiges Denken und Handeln unter dem Gesichtspunkt, die Lebenssituation der heutigen Generation zu verbessern, ohne die Zukunftsperspektiven der kommenden Generationen zu verschlechtern.*“ [Bartol und Herkommer 2004, S. 1].

Ein ähnlicher Wortlaut zur Definition von Nachhaltigkeit wurde auch von der durch die Vereinten Nationen 1983 gegründeten „Weltkommission für Umwelt und Entwicklung“ (WCED) in ihrem ersten Bericht verwendet. Dieser Bericht wurde vier Jahre nach der Gründung der Kommission unter dem Titel „Our Common Future“ herausgegeben. Eine größere Bekanntheit hat diese Veröffentlichung unter dem Titel „Brundtland-Bericht“ – benannt nach der Vorsitzenden der Kommission – erlangt. Dieser ursprünglich in englischer Sprache verfasste Bericht enthält eine umfassende Definition von Nachhaltigkeit, die auf der Konferenz in Rio 1992 aufgegriffen und in den Folgeprozessen nach der Rio-Konferenz und in Dokumentationen abgefasst, verdeutlicht und ausgelegt wurde [vgl. Nitsch et al 2004, S. 4]. Im Brundtland-Bericht ist folgende Definition einer nachhaltigen Entwicklung zu lesen:

„Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.“ [WCED 1987, S. 54]

Daneben wurde im Brundtland-Bericht zum ersten Mal die sonst getrennt behandelten Bereiche Artensterben, Wüstenausbreitung, kriegerische Konflikte, Flächenverbrauch und Armut in einem Wirkungsgeflecht dargestellt und erläutert, dass die Probleme nicht durch Einzelmaßnahmen gelöst werden können [vgl. Bartol und Herkommer 2004, S. 1]. In der deutschen Übersetzung des Brundtland-Berichts “Unsere gemeinsame Zukunft“ wurde an gleicher Stelle die Definition folgendermaßen übersetzt:

„Dauerhafte Entwicklung ist Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können.“ [Brundtland und Hauff 1987, S. 46]

Während in der deutschen Version des Brundtland-Berichtes „sustainable development“ noch mit „dauerhafter Entwicklung“ übersetzt wird, hat sich mittlerweile für „sustainable“ bzw. „sustainability“ der Begriff „nachhaltig“ bzw. „Nachhaltigkeit“ eingebürgert.

Der Kerngedanke dieser Definition von nachhaltiger Entwicklung ist eine Verbindung der Bedürfnisse heutiger und zukünftiger Generationen. Es besteht eine Forderung, die zukünftige Entwicklung so zu gestalten, dass sie den Bedürfnissen beider Generationen gerecht wird. Eine nachhaltige Entwicklung kann dabei als Prozess zur Nachhaltigkeit verstanden werden [vgl. Porrit 2006, S. 21].

Eine einfach gehaltene Interpretation der Definition von nachhaltiger Entwicklung liefert Porrit (2006). Er versteht die Definition nachhaltiger Entwicklung der Brundtland-Kommission als eine Absicht, so zu leben, als ob wir auf der Erde für immer leben möchten [vgl. Porrit 2006, S. 11]. Gleichzeitig erklärt Porrit die Definition der Brundtland-Kommission für nicht ausreichend, da sie seiner Auffassung nach nicht den Gedanken der natürlichen Grenzen des Systems Erde vermittelt, innerhalb derer Gesellschaften agieren, wenn die von ihnen benötigte Grundlage des natürlichen Kapitals weiterhin langfristig zur Verfügung stehen soll. Porrit sieht in einer nachhaltigen Entwicklung nicht einfach den besseren Umgang mit der Umwelt bei ansonsten unverändertem Verhalten. Er versteht nachhaltige Entwicklung als soziales, wirtschaftliches und ökologisches Projekt mit der Zielsetzung, das menschliche Wohlergehen zu optimieren [vgl. Porrit 2006, S. 22]. Die Definition von Nachhaltigkeit umfasst somit ökologische, ökonomische und soziale Aspekte, wobei dem Erhalt der natürlichen Lebensgrundlage des Menschen ein hoher Stellenwert zugeordnet wird. Unterschiede können dabei in der Auffassung bestehen, in welchem Maß natürliches durch künstliches Kapital substituiert werden kann („starke“ und „schwache“ Nachhaltigkeit). Damit ist gemeint, wie sich die zu übergebene natürliche Lebensgrundlage zusammensetzen muss, damit sie zur Befriedigung der Bedürfnisse von zukünftigen Generationen dienen kann [vgl. Nitsch et al 2004, S. 1, Fishedick et al 2002a, S. 5, Deutscher Bundestag 2002, S. 137ff].

In Ergänzung zu den bisherigen Ausführungen formulieren Fishedick et al (2002a) drei grundlegende Elemente eines Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung. Dazu zählen:

- der anthropozentrische Ansatz,
- der intra- und intergenerative Ansatz und
- die globale Perspektive.

Unter dem anthropozentrischen Ansatz wird verstanden, dass es im Vordergrund einer nachhaltigen Entwicklung um die Befriedigung der menschlichen Bedürfnisse geht. Ein Schutz der natürlichen Umwelt ist aufgrund der vielseitigen Bedeutung für den Menschen notwendig und nicht wegen der Umwelt an sich. Die Berechtigung jeder Generation, das von der vorausgegangenen Generation hinterlassene Erbe zu nutzen und gleichzeitig die Verpflichtung das Erbe in der Funktion eines „honest brokers“ für die nachfolgenden Generationen zu verwalten, wird unter dem Element der intra- und intergenerativen Gerechtigkeit zusammengefasst. Das dritte Element beinhaltet die Entwicklung des Menschen als Ganzes für die Zukunft [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 6].

Auf Basis der Elemente werden wiederum drei Ziele einer nachhaltigen Entwicklung definiert. Die erste Zielanforderung beinhaltet die „Sicherung der menschlichen Existenz“. Für alle Menschen sind lebens- und gesundheitsnotwendige Umweltbedingungen zu erhalten, sowie ein Mindestmaß an Grundversorgung zu ermöglichen [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 6]. An dieser Definition ist kritisch anzumerken, dass lediglich von „Erhalt der lebens- und gesundheitsnotwendigen Umweltbedingungen“ gesprochen wird. Dabei wird außer Acht gelassen, dass sich für eine Vielzahl Menschen die lebens- bzw. gesundheitsnotwendigen Bedingungen erst (wieder-) entwickeln müssen und daher zunächst das Erreichen für alle Menschen und dann der Erhalt von lebens- und gesundheitsnotwendigen Umweltbedingungen als Ziel anvisiert werden müsste. Als zweites Ziel wird die „Erhaltung des gesellschaftlichen Produktivpotentials“ zur Befriedigung der materiellen Bedürfnisse genannt. Das dritte Ziel umfasst die Chancengleichheit, Umweltverteilungsfragen, kulturelle Aspekte und Bewahrung sozialer Ressourcen wie Toleranz und Solidarität [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 6].

Die bisherigen Erläuterungen beschäftigen sich mehr oder weniger mit der Definition einer nachhaltigen Entwicklung im Allgemeinen. Welche Bedeutung der Begriff einer nachhaltigen Entwicklung in der Energieversorgung haben kann, wird im anschließenden Kapitel analysiert.

2.2 Nachhaltige Energieversorgung

Für die nachhaltige Entwicklung spielt Energie eine zentrale Rolle, da sie wesentlicher Bestandteil für den Wohlstand einer Gesellschaft ist. Ob in industriellen Anwendungen, im Verkehrssektor oder im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden – überall kommt Energie zum Einsatz. Energie ist ein zentraler Baustein für die Entwicklung von Gesellschaften. Die Art ihrer Verfügbarkeit wirkt sich auf Umwelt und Klima aus und beeinflusst das Handeln in ökonomischen und sozialen Bereichen [vgl. Bundesregierung 2002b, S. 132, Nitsch et al 2004, S. 4].

In Deutschland entwickelte die vom Bundestag eingesetzte Enquete Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ 1995 ein „Drei-Säulen-Modell“ einer nachhal-

tigen Entwicklung. Dieses Modell ist als eine Reaktion auf die in Deutschland bis dahin sehr einseitig ökologisch geführte Diskussion einer nachhaltigen Entwicklung zu verstehen, da es neben ökologischen Zielen auch ökonomische und soziale Ziele verfolgt und so den fächerübergreifenden Charakter von Nachhaltigkeit darstellt. Diese Zielanforderungen werden von der Enquete-Kommission in dem Folgebericht „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ aufgenommen und auf eine nachhaltige Energieerzeugung und -nutzung bezogen. Die Enquete-Kommission leitet im Zusammenhang mit dem Energiewirtschaftsgesetz und den darin enthaltenen allgemeingültigen Anforderungen ab, dass Energie [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 138]

- kostengünstig,
- sicher und
- umweltverträglich

bereitzustellen ist und formuliert für eine nachhaltige Energieversorgung die drei Ziele

- soziale Verträglichkeit,
- langfristige Ressourcenschonung und
- Klimaschutz.

Die Bundesregierung hat im Jahr 2002 eine nationale Strategie für eine nachhaltige Entwicklung beschlossen, die unter dem Titel „Perspektiven für Deutschland“ veröffentlicht wurde. Mit dieser Strategie verfolgt die Bundesregierung im Kern den Gedanken der Brundtland-Kommission und übersetzt die Definition der Brundtland-Kommission einer nachhaltigen Entwicklung als

„... eine Entwicklung, die den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen“ [Weltkommission für Umwelt und Entwicklung 1987, zitiert in Bundesregierung 2002b, S. 1]

In diesem Bericht wird das Leitbild der Generationengerechtigkeit aus dem Brundtland-Bericht und die eben genannten drei Säulen einer nachhaltigen Entwicklung inhaltlich aufgegriffen. Ferner wird die Zielrichtung dargestellt, in die sich die Bundesrepublik Deutschland weiter entwickeln soll und welche Schritte für eine nachhaltige Entwicklung zu tätigen sind. Das Feld der Energieversorgung wird um den Klimaschutz erweitert. Für die Klimaschutz- und Energiepolitik Deutschlands werden :

- Wirtschaftlichkeit für Erzeuger und Verbraucher,
- die Schonung von Umwelt und Ressourcen, insbesondere auch den Klimaschutz und
- die Sicherheit der Energieversorgung

als drei gleichwertige Zielerfordernngen formuliert [vgl. Bundesregierung 2002b, S. 146]. Die Ziele der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ und die Anforderungen aus dem Energiewirtschaftsgesetz an die Energiebereitstellung werden somit in drei Zielerfordernngen für eine nachhaltige Entwicklung in der Energieversorgung und dem Klimaschutz zusammengefasst. Als wesentlichen Eckpfeiler einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung bewertet die Bundesregierung in diesem Bericht auch den ökologisch vereinbaren Ausbau der erneuerbaren Energiequellen [vgl. Bundesregierung 2002b, S. 154]. Aus den Anforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung lassen sich für die Energiewirtschaft ökologische, ökonomische und soziale Ziele ableiten. Eine Auflistung der konkreten Ziele innerhalb der drei Zielrichtungen ist in dem Bericht der Enquete Kommission (2002) des Deutschen Bundestages enthalten [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 142ff].

Detaillierte Leitlinien für eine nachhaltige Entwicklung in der Energieversorgung formulieren Fishedick et al (2002a) und später auch Nitsch et al (2004) in Untersuchungen für das Bundesumweltministerium. Im Wesentlichen stellen diese Leitlinien eine Weiterentwicklung bzw. Verfeinerung der erwähnten Zielerfordernngen dar und können laut der Verfasser als eine Mindestanforderung für eine nachhaltige Entwicklung in der Energieversorgung angesehen werden. Abbildung 2.1 bringt die Aussagen über Nachhaltigkeit graphisch in Zusammenhang. Grundgedanke bzw. Leitmotiv einer nachhaltigen Energieversorgung ist die Generationengerechtigkeit.

In der Abbildung 2.1 sind zusätzlich die Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung dargestellt. Diese Leitlinien werden im Folgenden näher erläutert. Die Erläuterung der Leitlinien basiert im Wesentlichen auf den Ausführungen in Fishedick et al 2002a und Nitsch et al 2004.

1. Zugang und Verteilungsgerechtigkeit für alle

Es sind vergleichbare Möglichkeiten des Zugangs zu Energieressourcen und zu Energiedienstleistungen sicherzustellen.

2. Ressourcenschonung

Den nachfolgenden Generationen ist die Zugangsmöglichkeit für die verschiedenen Energieressourcen zu ermöglichen oder vergleichbare Alternativen in der Bereitstellung von Energiedienstleistungen müssen gewährleistet werden.

3. Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit

Die Fähigkeit natürlicher Systeme sich zu erholen und sich an neue Gegebenheiten anzugleichen, dürfen durch die bei der Erzeugung von Energie auftretenden Emissionen nicht überschritten werden. Eine Gefährdung der Gesundheit des Menschen ist zu vermeiden.

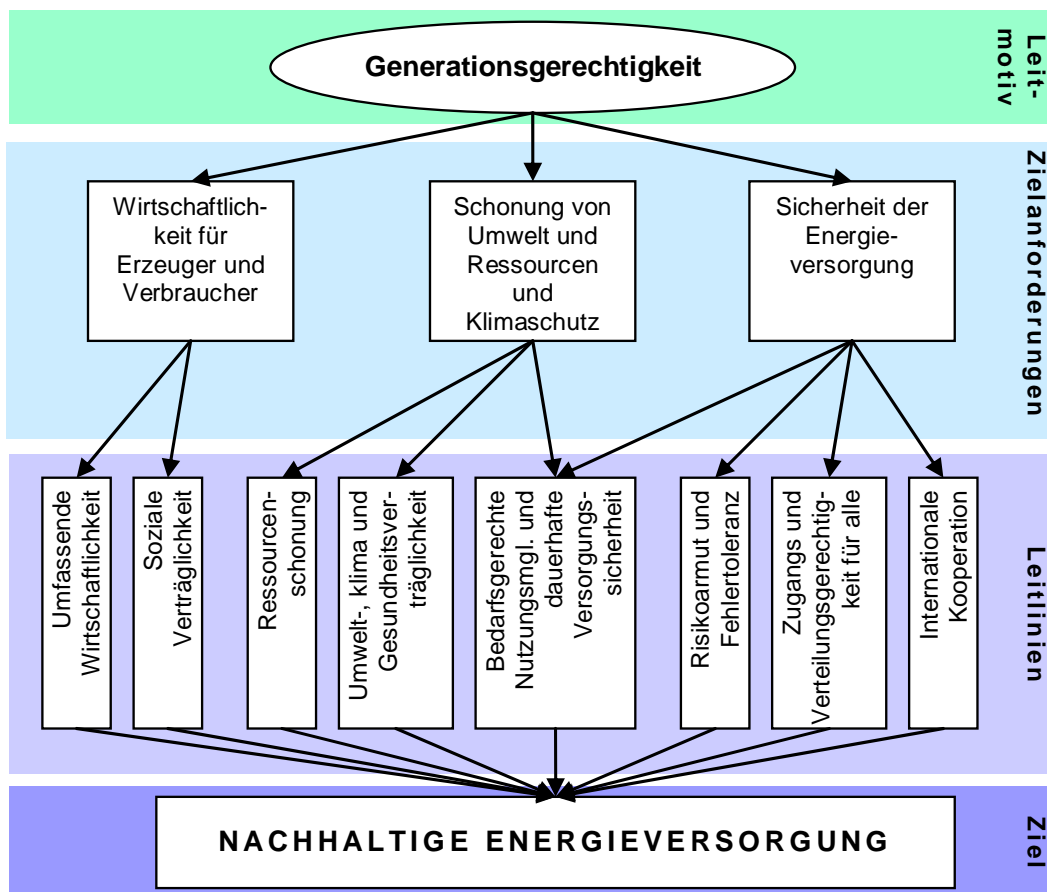


Abbildung 2.1: Leitmotiv, Zielanforderungen und Leitlinien nachhaltiger Energieversorgung.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von Fishedick et al 2002a.

4. Soziale Verträglichkeit

Die Möglichkeit der Teilnahme von allen Betroffenen an den Entscheidungsprozessen für die Auslegung von Energieversorgungssystemen ist zu garantieren. Darüber hinaus dürfen diese Systeme nicht die Gestaltungs- und Handlungsspielräume der wirtschaftlichen Akteure und öffentlicher Einrichtungen einschränken.

5. Risikoarmut und Fehlertoleranz

Die durch die Erzeugung, Verteilung und Nutzung bedingten Risiken müssen minimiert werden und sind in ihrer räumlichen sowie zeitlichen Ausdehnung zu beschränken. Bei einer Einschätzung der entsprechenden Technologien müssen fehlerhaftes Verhalten, unsachgemäße Handhabung, absichtliche Zerstörung und Missbrauchsmöglichkeiten mit in die Bewertung einfließen.

6. Umfassende Wirtschaftlichkeit

Die Bereitstellung von Energie soll im Verhältnis zu anderen Kosten des Wirtschaftens und des Verbrauchs zu vertretbaren Kosten dargestellt werden. Unter dem Begriff „vertretbar“ sind zum einen die betriebswirtschaftlichen Kosten und zum ande-

ren die volkswirtschaftlichen Kosten zu fassen. Unter den volkswirtschaftlichen Kosten sind die externen ökologischen und sozialen Kosten zu berücksichtigen. Des Weiteren sollen die eingesetzten Technologien so ausgelegt sein, dass sie Innovationseffekte auslösen und bedeutende Beiträge zur nationalen Wertschöpfung leisten, sowie zur Schaffung bzw. Sicherung von Arbeitsplätzen dienen.

7. Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit

Die Versorgung mit Energie im erforderlichen Umfang zur Sicherstellung der Bedürfnisbefriedigung muss dauerhaft sowie zeitlich und räumlich den Anforderungen entsprechend gewährleistet sein. Dies macht eine Energieversorgung basierend auf mehreren Energieträgern erforderlich, um auf Notlagen reagieren zu können und Aktionsspielräume für die Zukunft offen zu halten. Des Weiteren sind flexible, leistungsfähige und sichere Versorgungsstrukturen notwendig und ständig operationsfähig zu halten, die zusätzlich mit den bestehenden Siedlungsstrukturen im Einklang stehen.

8. Internationale Kooperation

Die mit der Verknappung von Energieressourcen einhergehenden Konfliktpotentiale zwischen Staaten soll durch die Weiterentwicklung von Energiesystemen minimiert bzw. beseitigt werden und ihre friedliche Zusammenarbeit durch gemeinsame Nutzung der entsprechenden Fähigkeiten und Potentiale begünstigen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 5, Fishedick et al 2002a, S. 9ff].

Setzt man diese Leitlinien in Bezug zur deutschen Energieversorgung, ist zu erkennen, dass Deutschland heute weit entfernt ist von einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung. Die wesentlichen, erkennbaren Defizite sind:

1. Der übermäßige Verbrauch begrenzter Energieressourcen

Die Energieversorgung in Deutschland basiert zum größten Teil auf den fossilen Energieträgern Kohle, Öl und Gas. Diese stehen in begrenzter Menge zur Verfügung, werden aber für eine bestimmte Zeit weiterhin die Hauptlast der Energieversorgung tragen [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 9, Nitsch et al 2004, S. 7f]. Die Knappheit der Reserven fossiler Energieträger lässt sich am ehesten anhand der statischen Reichweiten abbilden. In der Literatur sind dazu unterschiedliche Angaben zu finden, die zum Teil in guter Übereinstimmung liegen, mitunter aber auch sehr stark voneinander abweichen. Die Tabelle 2.1 gibt die in der ausgewerteten Literatur enthaltenen Spannbreiten statischer Reichweiten fossiler Energieträger wieder. Es wird unterschieden in die Reichweiten von Reserven und Ressourcen und zusätzlich für Erdöl und Erdgas in konventionelle und nicht-konventionelle Energieträger. Reserven sind die Mengen fossiler Energieträger, die technisch und wirtschaftlich gewonnen werden können [vgl. BGR 2005, S. 6]. Unter nicht-konventionellen Energieträgern sind

in der Regel die Vorkommen zu verstehen, die nicht mit den gängigen Technologien und/oder zu höheren Kosten exploriert werden können. Zu den nicht-konventionellen Erdgasvorkommen zählen Kohleflözgase, Methanhydrate, Erdgase in dichten Lagerstätten wie z. B. Ton- und Sandsteinreservoirs und im Grundwasser gelöste Erdgase in unterirdischen Hohlräumen (Aquifergase) [vgl. Bothe und Seeliger 2006, S. 7, BGR 2005, S. 7]. Bei den nicht-konventionellen Erdölvorkommen wird unterschieden in Schweröl, Ölsande und Ölschiefer [vgl. BRG 2005, S. 7]. In der Tabelle schließen die Vorkommen der nicht-konventionellen Energieträger auch die Vorkommen der konventionellen Energieträger ein. Diese Darstellungsweise ist nötig, um die Vergleichbarkeit mit den Angaben in der verwendeten Literatur sicherzustellen.

Die geringste Reichweite unter den fossilen Energieträgern haben nach Tabelle 2.1 die konventionellen Erdölvorkommen mit 41 bis 45 Jahren. Unter Berücksichtigung der Vorkommen von nicht-konventionellem Erdöl erhöht sich die statische Reichweite auf 58 bis 62 Jahre. Eine ähnliche Reichweite hat Erdgas, dessen konventionelle Reserven bei gleich bleibendem Verbrauch noch für ca. 64 Jahren zur Verfügung stehen. Die Werte für Reichweiten von Erdöl als auch für Erdgas liegen in der betrachteten Literatur dicht zusammen und unterscheiden sich nur um wenige Jahre. Bei den nicht-konventionellen Erdgasreserven fällt auf, dass erstens die obere und untere Reichweitenangabe übereinstimmen und zweitens die Reichweite der nicht-konventionellen Erdgase unter dem oberen Wert der konventionellen Erdgasreserven liegt. Die Ursache dafür liegt darin, dass für die nicht-konventionellen Erdgase mit der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die Angaben nur einer Institution in den Darstellung eingeflossen sind. Vom BGR werden die konventionellen Erdgasreserven etwas pessimistischer eingeschätzt als in anderen Literaturquellen, was zu der eben erwähnten Auffälligkeit in den Daten führt.

Eine deutlich längere statische Reichweite im Vergleich zu den genannten Energieträgern hat Hartkohle mit 150 bis ca. 450 Jahren und Braunkohle mit etwa 200 bis 220 Jahren. Im Gegensatz zu Erdöl oder -gas weichen die Angaben über die Reichweiten der Kohle in der Literatur z. T. sehr deutlich voneinander ab. Während die Angaben für Braunkohle noch relativ eng zusammen liegen, beträgt die Spannbreite bei der Hartkohle mehrere hundert Jahre. Die Unterschiede können darauf beruhen, dass für die Berechnung der statischen Reichweiten unterschiedliche Energieverbräuche zugrunde gelegt werden oder auch generell die sicheren Kohlevorkommen unterschiedlich eingeschätzt werden. Mitunter geht aus den Angaben in der Literatur nicht immer klar hervor, ob die Reichweiten die gesamten Kohlevorkommen also Hart- und Braunkohle abdecken oder nur eine der beiden Kohlearten beziffert wird. Die Differenzen in den Reichweiten können somit auch eine Folge unterschiedlicher Abgrenzungen sein. Die Reichweite von Uran beträgt bei derzeitigem Verbrauch und

einer Nutzung in Leichtwasserreaktoren ohne Aufbereitung der Kernbrennstoffe ca. 40 bis 50 Jahre.

Unter Einbeziehung bekannter und vermuteter Ressourcen erhöhen sich die Reichweiten. Unter Ressourcen wird die Menge an fossilen Energieträgern verstanden, die nachgewiesen sind, zurzeit allerdings technisch und/oder wirtschaftlich nicht abgebaut werden können und fossile Energieträger, die geologisch möglich aber nicht nachgewiesen sind [vgl. BRG 2005, S. 6]. Bei den konventionellen Erdölvorkommen erhöhen sich die Reichweiten der Ressourcen nur geringfügig gegenüber den Reserven und betragen etwa 62 bis 67 Jahre. Deutlicher wird der Unterschied, wenn Ölsande und Ölschiefer einbezogen werden. Die Reichweite nicht-konventioneller Erdölressourcen liegt dann etwa zwischen 144 und 200 Jahren. Die Reichweite der konventionellen Erdgasressourcen beträgt mit 136 bis 149 Jahren in etwa das Doppelte der konventionellen Erdgasreserven. Werden die nicht-konventionellen Erdgasressourcen eingeschlossen, erhöht sich die Reichweite von Erdgas auf 400 bis 750 Jahre. Noch weiter auseinander liegen die Angaben für die Reichweite der Hartkohleressourcen. Hier beträgt der Unterschied zwischen Minimum und Maximum der Literaturangaben fast 500 Jahre.

Tabelle 2.1: Statische Reichweiten fossiler Energieträger.

	Reserven in Jahren		Ressourcen in Jahren	
	Min	Max	Min	Max
Erdöl, konv.	41	45	62	67
Erdöl, nicht-konv.	58	62	144	200
Erdgas, konv.	63	69	136	149
Erdgas, nicht-konv.	64	64	400	756
Hartkohle	150	452	1.003	1.500
Braunkohle	198	224	1.254	1.331
Uran	40	50	166	527

Quelle: BGR 2002, BGR 2005, WBGU 2003b, Lübbert und Lange 2006, Bundesregierung 2002b, Nitsch et al 2004, BMWA 2005.

Die Spannbreite der Hartkohlereichweite beträgt etwa 1.000 bis 1.500 Jahre. Auf ähnlich große Reichweiten kommen die Braunkohleressourcen. Mit 1.250 bis 1.330 Jahren liegen die Ressourcenreichweiten genau wie bei der Hartkohle deutlich über den Reichweiten der Reserven. Ein Unterschied besteht allerdings darin, dass für die Braunkohleressourcen, die Werte in der Literatur deutlich enger zusammen liegen.

Für Uran erhöhen sich die Reichweiten auf 166 bis 527 Jahre, wenn die Ressourcen berücksichtigt werden.

Die Zahlen unterstellen unter Umständen, dass genügend Zeit besteht, sich auf Alternativen in der Energieversorgung einzustellen. Sie belegen jedoch gleichzeitig, dass die fossilen Energieträger endlich sind. Weiterhin sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass erstens für das Erdöl der so genannte „mid-depletion-point“ zwischen 2015 und 2020 Jahren erwartet wird [vgl. Nitsch et al 2004, S. 6]. Der Ausdruck „mid-depletion-point“ beschreibt den Zeitpunkt, an dem das weltweite Fördermaximum von Erdöl überschritten wird. Im Jahr 2005 wurde mit 3.900 Mio. Tonnen bisher das jährliche Maximum der Erdölförderung erreicht. Insgesamt wurden seit Beginn der Förderung von Erdöl etwa 143 Milliarden Tonnen gewonnen, was in etwa 37% des erwarteten Erdölpotentials entspricht [vgl. Rempel 2006, o. Seite]. Spätestens ab dem Punkt, an dem die weltweite Fördermenge zurückgeht, dürften empfindliche Preissteigerungen beim Rohöl auftreten. Dieser Effekt könnte durch den Rückgriff auf nicht-konventionelle Ölvorkommen noch verstärkt werden, da die Gewinnung von Rohöl aus z. B. Ölschiefer aufwendiger ist als die Förderung der konventionellen Reserven [vgl. Nitsch et al 2004, S. 6, WBGU 2003, S. 16].

Ferner ist bei der Bewertung der statischen Reichweiten fossiler Energieträger darauf zu achten, dass sich die Zahlen auf den heutigen Verbrauch der Energieträger beziehen. Das UNDP (2000) gibt an, dass unter der Annahme eines stetig wachsenden globalen Energieverbrauchs sich die Reichweiten im Falle des fossilen Brennstoffs Erdöl unter Berücksichtigung der Ressourcen nur um einige Jahrzehnte gegenüber den Reserven erhöhen. Erdöl stünde demnach noch für ca. 95 Jahre zur Verfügung und Erdgas für ca. 230 Jahre. Die dynamische Reichweite der Kohleressourcen beträgt etwa 1.000 Jahre und liegt damit gut 500 Jahre unter den maximalen statischen Reichweiten der Kohleressourcen nach Literaturangaben [vgl. UNDP 2000, S. 6]. Eigene Berechnungen auf Basis der Zahlen des BGR (2010) zu den Reserven fossiler Energieträger kommen zu dem Ergebnis, dass die dynamische Reichweite für Erdöl ca. 35 Jahre, für Erdgas ca. 49 Jahre, für Steinkohle ca. 80 Jahre und für Braunkohle ca. 134 Jahre beträgt. Die Wachstumsrate der Förderung wurde dabei mit 1%/a unterstellt.

Stand lange Zeit die Frage nach der Menge zur Verfügung stehender fossiler Energieträger im Mittelpunkt der zukünftigen Energieversorgung, hat die Frage nach der Ressourcenreichweite in den letzten Jahren an Wichtigkeit verloren. Im Fokus steht heute die Frage, wie viel CO₂ und andere Emissionen der Atmosphäre für ein weltweit ertragbares Klima zugemutet werden können (s. Punkt 2).

Zweitens werden durch den Verbrauch der fossilen Energieträger die Gestaltungsspielräume der zukünftigen Generationen eingeschränkt. Somit beeinträchtigt der

Verbrauch endlicher Energieträger das Leitbild der Gerechtigkeit unter den Generationen. Gesetzt den Fall, dass heutige Generationen den Verbrauch fossiler Energieträger nicht als Einschränkung der Handlungsfreiheit zukünftiger Generationen ansehen, muss vor dem Hintergrund der langen Entwicklungs- und Einführungszeiträume von Energietechnologien bereits heute mit der Einführung von neuen Technologien begonnen werden, die nicht auf dem Einsatz fossiler oder nuklearer Brennstoffe beruhen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 7]. Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass neue Technologien mitunter mehrere Jahrzehnte brauchen, um sich am Markt durchzusetzen. Für uns heute selbstverständliche technische Geräte wie Telefon, Staubsauger oder Waschmaschine haben um die 70 Jahre bis zur Marktimplementierung benötigt. Jüngere Technologien wie das Internet oder mobile Telefongeräte haben mit 5 bis 15 Jahren eine vergleichsweise geringe Zeit zur Einführung beansprucht [vgl. Evers 2003, S. 1]. Für die Markteinführung neuer Energietechnologien, wie etwa der Brennstoffzelle wird von einer Zeit von ca. 20 bis 30 Jahren ausgegangen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 7].

Vor dem Hintergrund der endlichen Reserven fossiler Energieträger sollte eine Festbeschreibung von Strukturen vermieden werden, die eine Einführung von Alternativen zur Energieerzeugungstechnologien verzögern, nur unter großem Aufwand erlauben oder gar für eine längere Zeit unmöglich machen. Kohlekraftwerke haben z.B. eine Lebensdauer von 30 bis 40 Jahren und Braunkohlereviere eine Auskohlungsdauer von 60 Jahren [vgl. Nitsch et al 2004, S. 7]. Die Zeiträume verdeutlichen, dass es sich im Kraftwerksbereich um strategische, langfristige Entscheidungen handelt, die auch den Einsatz bzw. die Entwicklung zukunftsfähiger Energietechnologien beeinflussen können und notwendige Veränderungen am System nur schwer realisierbar erscheinen lassen. In die Diskussion um eine nachhaltige Energieversorgung gehört daher auch der Blick auf die Eignung des Energiesystems, alternative Energieträger bzw. -technologien zu integrieren und die wenig zukunftsfähigen Technologien zu substituieren. Vertiefend analysiert wird das Thema der Technologieentwicklung in Kapitel 4.3.

2. Die sich abzeichnende Klimaveränderung

Wie weiter oben im Text bereits erwähnt, wird es wohl nicht die begrenzte Reichweite der fossilen Energieträger sein, die ein Umlenken in der Art der Energieversorgung erzwingen wird, sondern vielmehr die begrenzte Fähigkeit der Umwelt Schadstoffe aufzunehmen. Dabei geht es nicht allein um die Schadstoffe, die bei den Verbrennungsprozessen zur Erzeugung von Energie entstehen, sondern auch um solche, die bei anderen industriellen Anwendungen hervorgerufen werden. Bei den Bemühungen um die Reduktion der Luftschadstoffe sind weltweit betrachtet entgegengesetzte Tendenzen zu beobachten. Während in Deutschland und anderen westlichen Industrienationen durch verbesserte Verbrennungen, Einsatz von Filter- oder Kataly-

satortechniken der Ausstoß von Luftemissionen stark reduziert werden konnte, steigen die Luftschadstoff-Emissionen in den Ballungszentren weniger entwickelter Staaten deutlich an [vgl. Nitsch et al 2004, S. 8].

Ohne einschneidende Schritte zur Reduzierung der CO₂-Emissionen und anderer klimarelevanter Gase ist nach Berechnungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) eine Erhöhung der mittleren globalen Erdtemperatur von 1,4 °C bis 5,8 °C bis zum Jahr 2100 zu erwarten [vgl. IPCC 2001a, S. 69, IPCC 2001b, S. 28]. Die Spannbreite beruht auf den Unsicherheiten in den Berechnungen des Klimasystems. Die mittlere bodennahe Lufttemperatur hat sich seit der Industrialisierung bis heute bereits um 0,6 +/- 0,2 °C erhöht [vgl. IPCC 2001a, S. 26, IPCC 2001b, S. 71]. Über die Gründe für die Temperaturerhöhung herrscht Konsens in breiten wissenschaftlichen Kreisen. Als Ursache für die Erwärmung der Lufttemperatur wird der Anstieg der Kohlenstoffdioxid-Konzentration und anderer Treibhausgase in der Atmosphäre gesehen. Durch den Anstieg der Treibhausgaskonzentration in der Erdatmosphäre wird die Fähigkeit der Erde reduziert, Teile der von der Sonne eingestrahelten Wärme wieder abzugeben. Es kommt zu einer Verstärkung des seit Jahrtausenden aktiven, für das Gleichgewicht des Klimas sehr wichtigen atmosphärischen Treibhauseffekts und in der Folge zu einer Erwärmung der bodennahen Luftschichten. Die durch menschliche Eingriffe verursachte Temperaturerhöhung der Atmosphäre wird als anthropogener Treibhauseffekt bezeichnet. Genau wie der anthropogene beruht auch der atmosphärische Treibhauseffekt auf dem Vorhandensein von Treibhausgasen in der Atmosphäre, die allerdings natürlichen Ursprungs sind [vgl. IPCC 2001a, S. 24].

Neben der Verbrennung fossiler Energieträger zur Strom- und Wärmeherzeugung werden noch weitere menschliche Aktivitäten als Grund für die Erwärmung des Klimas aufgeführt. Zu diesen Aktivitäten zählen z. B. das Abholzen von Wäldern und eine industriell betriebene Landwirtschaft, bei der das klimarelevante Lachgas (N₂O) emittiert wird [vgl. Solomon et al 2007, S. 26f].

Im Gegensatz zu lokal auftretenden Erscheinungsformen einer Luftverschmutzung wie etwa „saurer Regen“ oder „Smog“, die zum größten Teil durch Luftschadstoffen wie Stickoxide, Rußpartikel oder Schwefeldioxyde verursacht werden, machen sich die Auswirkungen der Temperaturerhöhung durch Kohlenstoffdioxid und die anderer klimarelevanter Treibhausgase wie Methan, Stickoxide und Fluorkohlenwasserstoffe zeitlich verzögert und auf globaler Ebene mit regional unterschiedlichen Ausprägungsformen bemerkbar. Die Auswirkungen der erhöhten Kohlenstoffdioxid-Konzentration können neben der Temperaturerhöhung z.B. in Form einer Veränderung der Niederschlagsverteilung, einer Verschiebung der Klima- und Vegetationszonen und einer vermehrten Anzahl extremer und schnell wechselnder Wettersituationen in Erscheinung treten [vgl. Nitsch et al 2004, S. 8]. Zudem scheinen Entwick-

lungsländer durch die klimatischen Veränderungen tendenziell stärker gefährdet und es wird erwartet, dass die negativen Auswirkungen des Klimawandels in den Entwicklungsländern schwerwiegender ausfallen als in den Industriestaaten [vgl. IPCC 2001b, S. 70, WBGU 2003a, S. 22]. In Anbetracht der weit reichenden Konsequenzen des anthropogenen Treibhauseffekts stellt der Klimaschutz ein ganz wesentliches Argument für die Dringlichkeit einer nachhaltigen Energiewirtschaft dar.

Nach Auffassung des „Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen“ (WBGU) und des „Rates von Sachverständigen für Umweltfragen“ (SRU) ist eine Erhöhung der globalen Mitteltemperatur über 2 °C bis zum Ende des Jahrhunderts unbedingt zu vermeiden [vgl. WBGU 2003b, S. 115, SRU 2004, S. 15]. Von diesen 2 °C verbleiben noch etwa 1,4 °C, da sich wie weiter oben im Text erwähnt das Klima seit Beginn des 19. Jahrhunderts bereits um ca. 0,6 °C erwärmt hat. Der WBGU betont, dass selbst bei Einhaltung der 2 °C Grenze und geringeren mittleren Oberflächentemperaturen mit gefährlichen Umweltveränderungen zu rechnen ist [vgl. WBGU 2003a, S. 22].

Um dem weiteren Temperaturanstieg entgegenzuwirken und innerhalb des geforderten Temperaturfensters von 2 °C zu bleiben, ist es notwendig, entweder eine Höchstgrenze für den CO₂-Gehalt in der Atmosphäre (und anderer THG) oder aber die Höhe der CO₂-Reduktion (und anderer THG) festzulegen. Die Bestimmung der erforderlichen CO₂-Konzentration für eine Stabilisierung des Temperaturanstiegs ist jedoch mit einigen Unsicherheiten behaftet. Neben den Emissionen anderer Treibhausgase wird als größter Unsicherheitsfaktor die Sensitivität des Klimas genannt. Als Klimasensitivität wird die Veränderung der mittleren globalen Oberflächentemperatur bei einer Verdopplung der atmosphärischen CO₂-Konzentration bezeichnet [vgl. WBGU 2003a, S. 24]. Bei einer geringen Klimasensitivität könnte auch bei höheren Treibhausgasemissionen der Temperaturanstieg in einem tolerablen Bereich liegen [vgl. IPCC 2001 in SRU 2004, S. 16]. Auf der anderen Seite könnte eine hohe Klimasensitivität bei geringeren Treibhausgasemissionen schon zu gefährlichen klimabedingten Umweltveränderungen führen. Ein einmal festgelegtes Konzentrationsziel könnte sich mit neuen wissenschaftlichen Erkenntnissen als zu hoch und nicht akzeptabel herausstellen. Langfristige Investitionen in die Infrastruktur des Energiesystems wären dann unter einem vermutlich sehr hohen kapitalintensiven Aufwand zu korrigieren (s. Pfadabhängigkeit). Es gilt also energiewirtschaftliche Strukturen zu vermeiden, die den Entscheidungsspielraum künftiger Generationen einschränken [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 148] und eine Erreichung langfristiger Klimaschutzziele gefährden.

Der WBGU (2003a) empfiehlt daher geringere und somit ehrgeizigere CO₂-Konzentrationsziele zu verfolgen. Als CO₂-Konzentrationsziel nennt der WBGU einen Wert von unter 450 ppm [vgl. WBGU 2003a, S. 26]. Gleiche Schwellenwerte für

eine langfristige globale Klimastabilisierung fordern Nitsch et al 2004. Der SRU (2004) hält einen Stabilisierungswert von 450 ppm ebenfalls für erstrebenswert [vgl. Nitsch et al 2004, S. 9, SRU 2004, S. 16].

Ohne Gegenmaßnahmen verursacht eine fortgesetzte intensive Nutzung der fossilen Energieträger in gewohnter Weise einen weiterhin starken Anstieg der CO₂-Emissionen. Um den Klimawandel in beherrschbaren Dimensionen zu halten, ist eine Stabilisierung der CO₂-Emissionen auf dem genannten Niveau erforderlich. Dies verlangt nach einschneidenden Senkungen der globalen CO₂-Emissionen. Nach Ansicht des SRU (2008) ist die Bewältigung eines moderaten Klimawandels noch erreichbar [vgl. SRU 2008, S. 103]. Allerdings bedarf es einer raschen Trendwende bei den globalen CO₂-Emissionen, da sich aufgrund der klimapolitischen Versäumnisse in den letzten Jahrzehnten der Gestaltungsrahmen, innerhalb dessen die Maßnahmen zur Erreichung des Stabilisierungsniveaus erfolgen müssen, zunehmend enger wird. Der damit einhergehende Anstieg der mittleren globalen Erdtemperatur gelangt in Bereiche, in denen mit gefährlichen Umweltveränderungen und extremen Schäden durch den Klimawandel zu rechnen ist [vgl. WBGU 2003a, S. 10, SRU 2004, S. 15]. Aus diesem Sachverhalt und vor dem Hintergrund einer stetig wachsenden Weltbevölkerung kann für Deutschland und andere entwickelte Industrieländer das langfristige Ziel gefolgert werden, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 1990 in der Größenordnung 80% zu senken [vgl. Nitsch et al 2004, S. 9, WBGU 2003b, S. 4 und S. 149, SRU 2004, S. 17]. Eine identische Zielvorgabe wird von der Enquete Kommission (2002) formuliert, die eine Stabilisierung des Klimas durch die weltweite Reduzierung der energiebedingten Emissionen als Kern einer nachhaltigen Energiepolitik versteht [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 143]. Durch den vierten Sachstandsbericht des IPCC werden die Reduktionsvorgaben nochmals aktualisiert und bestätigt. Der IPCC sieht zur Erreichung einer CO₂-Konzentration von 450 ppm für die Industrienationen eine Reduktion von 80 bis 95% bis 2050 vor [vgl. Gupta et al 2007, S. 776]. Für eine Emissionsreduktion von 80 bis 95% leitet der SRU (2011) für den Stromsektor eine nahezu vollständige Emissionsreduktion ab. Dies begründet der SRU (2011) damit, dass die Emissionen anderer Sektoren aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend genug oder nur zu hohen Kosten reduziert werden können. Im Stromsektor hingegen würden die technologischen Alternativen bereits existieren [vgl. SRU 2011, S. 541].

Für die Erfolge im Bereich der CO₂-Einsparungen in der Energieerzeugung besteht für Deutschland bisher ein zweigeteiltes Bild. Während im Vergleich zu 1990 die CO₂-Emissionen insgesamt bis 2007 gesenkt werden konnten, wurden Erfolge in der Energiewirtschaft nur anfänglich erzielt. Beginnend im Jahr 1990 wurden die CO₂-Emissionen aus dem Kraft- und Fernheizwerkbereich – mit wenigen Ausnahmen – von Jahr zu Jahr gesenkt, so dass bis zum Jahr 1999 im Trend eine Verringerung der

CO₂-Emissionen im Kraftwerksbereich zu verzeichnen war. Bis 1999 wurden über 80 Mio. Tonnen CO₂ im Vergleich zu 1990 allein aus Kraft- und Fernheizwerken in Deutschland eingespart. Diese Erfolge werden allerdings wie neuere Statistiken zeigen in letzter Zeit relativiert, denn seit dem Jahr 2000 sind die CO₂-Emissionen im Erzeugungsbereich wieder gestiegen, so dass im Jahr 2001 im Vergleich zu 1990 nur noch Einsparungen in Höhe von ca. 60 Mio. Tonnen CO₂ realisiert wurden und 2002 die CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerksbereich bereits wieder über dem Niveau von 1995 lagen. Bis 2007 hat sich der Trend zunehmender Emissionen aus der Energiewirtschaft weiter nahezu ungebrochen fortgesetzt, so dass in 2007 die CO₂-Emissionen zwar noch unter den Werten von 1990 aber bereits wieder über dem CO₂-Emissionslevel von 1992 lagen (s. Abbildung 2.2). Konstante Fortschritte in der CO₂-Vermeidung wurden in den Sektoren der privaten Haushalte, Kleinverbraucher und dem verarbeitendem Gewerbe erzielt [vgl. BMWi 2009].

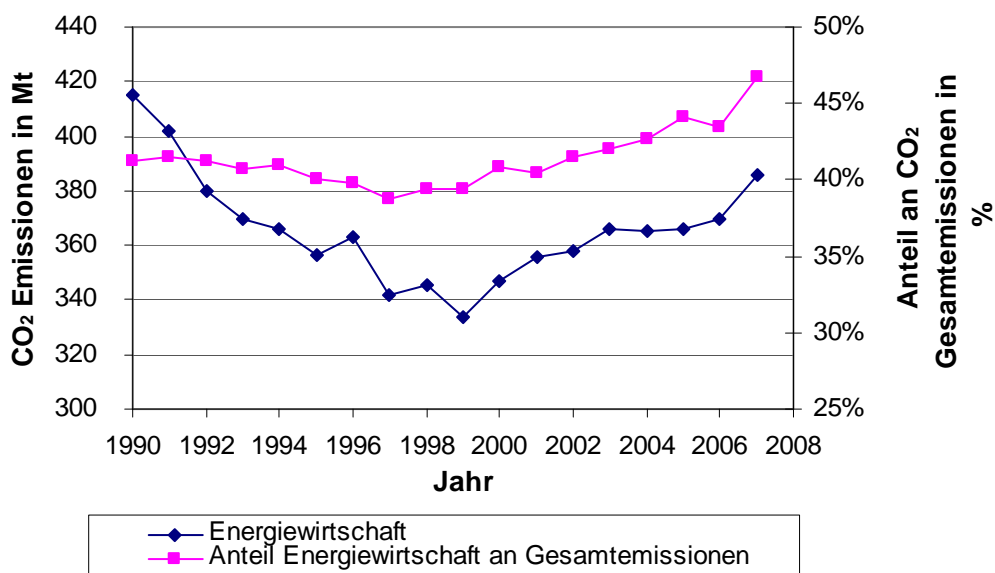


Abbildung 2.2: CO₂-Emissionen der deutschen Energiewirtschaft 1990-2007.

Quelle: Abbildung auf Basis von BMWi 2009.

3. Risiken der Kernenergienutzung.

Genau wie die Nutzung fossiler Energieträger stellt die alleinige Nutzung der Kernenergie für eine nachhaltige Energieversorgung ebenfalls keine Lösung dar. Die wesentlichen Gründe dafür liegen darin, dass durch die Nutzung der Kernenergie hochproblematische, radioaktive Abfälle entstehen, die nachfolgenden Generationen hinterlassen werden. Diese Abfälle müssen unter hohem technischen, logistischen und sicherheitstechnischen Aufwand für einen langen Zeitraum isoliert von der Umwelt eingelagert werden [vgl. Nitsch et al 2004, S. 10].

Zweitens können durch menschliches oder technisches Versagen verursachte Unfälle in Kernreaktoren mit schwerwiegenden Folgen nicht ausgeschlossen werden. Diese Unfälle können auch aufgrund von Sabotageakten, Terroranschlägen oder Naturkatastrophen hervorgerufen werden, gegen die ein absoluter Schutz nicht möglich ist.

Vor dem Hintergrund einer notwendigen lang anhaltenden Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung müssten die existierenden Kapazitäten an Kernkraftwerken ausgebaut und über einen langen Zeitraum bestehen bleiben. Aus Ressourcen Gründen wäre dann aber ein Umstieg auf eine Wiederaufbereitungs- und Brütertechnologie notwendig, die heute nicht nur teurer als die herkömmliche Kernenergie-technik, sondern auch mit einem größeren Risiko verbunden ist [Nitsch et al 2004, S. 10f, Fishedick et al 2002a, S. 10].

Auch wenn mit der Kernspaltung (bzw. der Kernfusion) der Strom zum größten Teil ohne die Emission von CO₂ erzeugt werden kann, zeigen die oben aufgeführten Argumente, dass sich eine langfristige Nutzung der Kernenergie kaum mit den Zielen einer nachhaltigen Energieversorgung vereinbaren lässt. Weitere Ausführungen zum Thema Nutzung der Kernenergie sind in Kapitel 4.2 dieser Arbeit enthalten.

2.3 Wesentliche klima- und energiepolitische Ziele der EU und der BRD

Wirtschaftlichkeit, Schonung der Ressourcen, Klimaschutz und Sicherheit der Energieversorgung können als wesentliche Zielanforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung angesehen werden (s. Kapitel 2.2). Die Bundesrepublik Deutschland hat in diesem Zusammenhang wiederholt die Wichtigkeit des Klimaschutzes – z.B. in der Funktion als Vorsitzende des Rates der Europäischen Union und als Gastgeber des G8-Gipfels im Juni 2007 - betont. Der nachfolgende Abschnitt liefert eine kurze Analyse der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Europäischen Union (EU) und Deutschlands. Die Zielsetzungen der EU bzgl. der Treibhausgasemissionen werden den Treibhausgasen (THG) aus dem Jahr 2001 und 2003 gegenübergestellt.

Die Europäische Union ist im Rahmen des Kioto-Protokolls die Verpflichtung eingegangen, eine Reduktion der Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas, (N₂O), Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW, FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) um 8% gegenüber 1990 vorzunehmen. Die Emissionen sind innerhalb des Zeitraums 2008 bis 2012 zu mindern. Unter den europäischen Mitgliedsstaaten wurden die Emissionslasten unterschiedlich verteilt. Einigen Staaten ist es nach dieser Verteilung erlaubt, die Emission der so genannten Kioto-Gase in diesem Zeitfenster zu erhöhen. Andere Staaten müssen ihre Treibhausgasemissionen deutlich reduzieren, damit in der Summe eine Senkung der Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union erreicht werden kann. Deutschland hat sich im Rahmen dieser Lastenverteilung zu einer Minde-

zung der Treibhausgasemissionen um 21% gegenüber dem Basisjahr 1990 verpflichtet [vgl. SRU 2004, S. 10, Kioto-Protokoll 2002a, S. 22, Kioto-Protokoll 2002b, S. 44] (s. Abbildung 2.3).

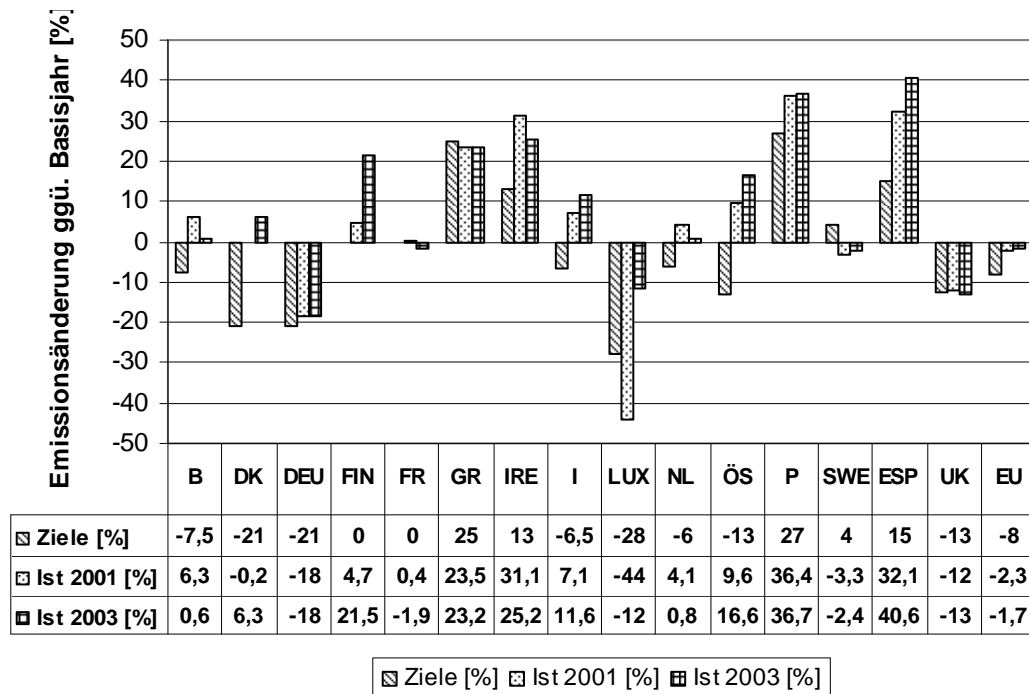


Abbildung 2.3: THG-Emissionen in den EU Mitgliedstaaten im Vergleich zur Verpflichtung nach der Lastenteilungsvereinbarung.

Quelle: SRU 2004, S. 10, BMWi und BMU 2006, S. 43.

Die Mitgliedstaaten der Union sind ihren Verpflichtungen bisher unterschiedlich gut nachgekommen. Nach einer Auswertung der Emissionsdaten der Mitgliedsstaaten für das Jahr 2001 und 2003 scheinen nur Deutschland, Großbritannien, Griechenland und Schweden die Reduktionsziele zu erreichen. Luxemburg schien bis 2001 auf einem sehr guten Weg zu sein, hat sich allerdings 2003 wieder deutlich von seinen Reduktionszielen entfernt. Ein Großteil der Mitgliedstaaten liegt im Jahr 2003 unter den erwarteten Emissionszielen. Länder wie beispielsweise Spanien und Irland liegen mit ihrem Ausstoß 2001 noch deutlich über den anvisierten Zielen, obwohl diesen Ländern eine Erhöhung der Emissionen im Vergleich zu 1990 zugestanden wurde. Spanien hat sich bis 2003 noch weiter von den Reduktionszielen entfernt, während Irland seine Emissionen um 6% im Vergleich zu 2001 reduzieren konnte. Anhand der Situation im Jahre 2003 muss eine Erreichbarkeit des europäischen Emissionsziels eher angezweifelt werden, da die Mehremissionen gegenüber 1990 nicht durch die Erfolge bei der Reduktion der Treibhausgase von vier oder fünf Staaten ausgeglichen werden können. 2003 sind in der EU zwar insgesamt geringere Emissionen als noch 1990 zu verzeichnen. Allerdings hat sich die EU in 2003 von der Erreichung des Emissionsziels im Vergleich zu 2001 weiter

entfernt. Selbst Staaten, denen eine Erhöhung der Emissionen gegenüber dem Basisjahr erlaubt wurde, scheinen ihre zugestandenen Mehremissionen noch zu übertreffen. Die Lastenverteilung und der bis 2001 und 2003 erreichte Stand der Treibhausgasemissionsreduktionen können der Abbildung 2.3 entnommen werden.

Neben den Emissionszielen des Kioto-Abkommens gibt es innerhalb der EU weitere Zielvorgaben, die in den Kontext der klimapolitischen Diskussion einzuordnen sind. Für die erneuerbaren Energiequellen ist vorgesehen, den Anteil am Stromverbrauch von 14% im Jahr 1997 auf 22% bis zum Jahr 2010 zu erhöhen. Ein Kritikpunkt an der bisherigen Reduktionsverpflichtung wie auch den Zielen bezüglich der erneuerbaren Energiequellen war lange Zeit das Fehlen konkreter Zielvorgaben für die Zeit nach 2010 bzw. 2012.

Diese Situation hat sich Anfang 2007 mit der Vorlage neuer Zielvorgaben verändert. Nach ihnen ist von der EU-Kommission vorgesehen, bis zum Jahr 2020 die Emission von Treibhausgasen um 20% im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren. Mit der Option, die Minderung auf 30% zu erhöhen, wenn weitere Nationen nachziehen und vergleichbare Emissionsreduktionsziele verabschieden. Für die erneuerbaren Energiequellen ist nach den neuen Zielvorgaben bis 2020 ein Anteil am Gesamtenergieverbrauch von 20% zu erzielen. Gleichzeitig soll bis zum Jahr 2020 der Energieverbrauch der EU um 20% bezogen auf Entwicklungsprojektionen für das Jahr 2020 in einer kosteneffizienten Art und Weise zurückgehen [vgl. Rat der Europäischen Kommission 2007]. Diese Zielvorgaben wurden von Europäischen Kommissionen mit der Vorlage einer „roadmap“ hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft aktualisiert und um ein Emissionsreduktionsziel bis 2050 ergänzt. Die roadmap folgt den Empfehlungen der Klimawissenschaft, die Erwärmung unter 2°C zu halten und dafür die THG-Emissionen um 80 bis 95% bis 2050 im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Als Zwischenziele werden in der roadmap eine Reduktion von 25 % bis 2020, 40% bis 2030 und 60% bis 2040 formuliert [vgl. Europäische Kommission 2011, S. 3f]. Der Schwellenwert von 2°C wird auch von dem im Dezember 2009 vorgelegtem copenhagen accord als Stand der Wissenschaft und als Orientierungsmarke für eigene Emissionsziele anerkannt. Allerdings verpflichtet der copenhagen accord nicht zur Ergreifung entsprechend notwendiger Maßnahmen [vgl. SRU 2008, S. 30].

Auf bundesdeutscher Ebene ist in diesem Zusammenhang die Koalitionsvereinbarung der Sozialistischen Partei Deutschlands (SPD) und dem Bündnis 90-Die Grünen zu nennen. Dort wird ein langfristiges Reduktionsziel für die Treibhausgasemissionen von 40% bis 2020 gegenüber 1990 vorgeschlagen, vorausgesetzt die EU einigt sich auf eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 30% im gleichen Zeitraum [vgl. SPD/Bündnis 90-Die Grünen, 2002, S. 37 zitiert in SRU 2004, S. 8]. Gleichzeitig wird von der rot-grünen Regierungskoalition das auf dem Berliner Klimagipfel unter der Regierung Helmut Kohls bekannt gegebene Ziel einer freiwilligen Minderung der CO₂-Emissionen

um 25% im Vergleich zu 1990 bis zum Jahr 2002 weiter verfolgt. Im Nationalen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung 2005 wird dieses Ziel und auch ein Verfehlen des Ziels jedoch nicht weiter erwähnt [vgl. Barzantny et al 2007, S. 8]. Tatsächlich wurde das Ziel nicht erreicht. Nach Ziesing (2008) lagen die CO₂-Emissionen in Deutschland in 2005 bei ca. 850 Mio. t [vgl. Ziesing 2008 zitiert in Greenpeace 2009, S. 12] und damit ca. 185 Mio. t unter den Emissionen von 1990. Zur Erfüllung der Ziele bis 2005 wäre eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 260 Mio. t erforderlich gewesen. Zusammen mit der Verpflichtung aus dem Kioto-Abkommen lagen damit in der Bundesrepublik Deutschland zwei Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen vor.

Bezüglich des Einsatzes von regenerativen Energiequellen besteht in Deutschland das Ziel, den Anteil am Primärenergieverbrauch in einem Zeitraum von 2000 bis 2010 auf insgesamt 4,2% zu erhöhen. Dieser Wert entspräche immerhin einer Verdopplung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2000. Gleichzeitig wird beabsichtigt, den Anteil der regenerativen Energiequellen am Stromverbrauch in Deutschland bis 2010 zu verdoppeln (12,5%). Beide Ziele wurden nach einer Übersicht des BMWi (2011a) erreicht [vgl. BMWi 2011a]. Langfristig ist vorgesehen, bis zur Mitte des Jahrhunderts die Hälfte des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energiequellen zu decken [s. Tabelle 2.2, vgl. Bundesregierung 2002b, S. 156]. Weiterhin soll der Anteil der erneuerbaren Energiequellen laut dem integrierten Klima- und Energieprogramm bis 2020 auf 25 bis 30% wachsen [vgl. SRU 2008, S. 108]. In dem Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP ist dargestellt, dass der Ausbau entsprechend der Zielvorgaben weiter gefördert wird und die Vertragspartner den Weg ins regenerative Zeitalter beschreiten wollen [vgl. CDU et al 2009, S. 27]. Mit Verabschiedung der EU-Zielvorgaben im Jahr 2007 und Veröffentlichung der roadmap in 2011 kommen auch für Deutschland und die anderen Mitgliedstaaten neue Vorgaben im Bereich der Klima- und Energiepolitik zu.

Als deutschen Beitrag zu den EU-Zielvorgaben hat das Bundeskabinett im August 2007 in Meseberg ein integriertes Klima- und Energieprogramm beschlossen. Es werden acht Maßnahmen und ihre jeweiligen Beiträge zur CO₂-Minderung genannt. Insgesamt wird angestrebt, die THG-Emissionen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 zu reduzieren. Laut einer Studie zur Effektivität der vorgeschlagenen Maßnahmen wird allerdings angezweifelt, dass das Maßnahmenbündel ausreichend ist, um die anvisierte Reduktion auch tatsächlich zu erreichen [vgl. SRU 2008, S. 107f]. In dem Koalitionsvertrag zwischen CDU und FDP wird das Ziel die THG-Emissionen bis 2020 um 40% zu senken nochmals bekräftigt. Als langfristiges Klimaschutzziel formuliert die Bundesregierung, die Erderwärmung auf maximal 2°C zu begrenzen und dafür die Emissionen um mindestens 80% bis 2050 zu senken [vgl. CDU et al 2009, S. 26]. Weiter konkretisiert werden die Ziele hinsichtlich der Reduzierung von Treibhausgasen mit dem Energiekonzept der Bundesregierung (2010). Demnach ist vorgesehen bis 2030 die THG-Emissionen um

55%, bis 2040 um 70% und bis 2050 um 80 bis 95% zu reduzieren [vgl. BMWi und BMU 2010, S. 5]. In Bezug auf die erneuerbaren Energiequellen werden im Energiekonzept (2010) ebenfalls langfristige Ziele formuliert. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttostromverbrauch soll demnach 35% bis 2020, 50% bis 2030, 65% bis 2040 und 80% bis 2050 betragen. Für den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch ist eine Steigerung bis 2020 auf 18%, bis 2030 auf 30%, bis 2040 auf 45% und bis 2050 auf 60% vorgesehen [vgl. BMWi und BMU 2010, S. 5]. Tabelle 2.2 fasst die wesentlichen klima- und energiepolitischen Ziele in Bezug auf die erneuerbaren Energiequellen zusammen.

Tabelle 2.2: Zielsetzungen europäischer und deutscher Klima- und Energiepolitik.

	EU			Deutschland		
	Ziel	Jahr	Basisjahr	Ziel	Jahr	Basisjahr
Reduktion d. THG-Emissionen	8%	2008-2012	1990	21%	2008-2012	1990
	25%	2020	1990	40%	2020	1990
	40%	2030	1990	55%	2030	1990
	60%	2040	1990	70	2040	1990
	80-95%	2050	1990	80-95%	2050	1990
Reduktion d. CO₂ Emissionen	-	-	-	25%	2005	1990
Reg. Energien Anteil am Stromverbrauch	22%	2010	1997	12,5%	2010	2000
	-	-	-	35%	2020	-
	-	-	-	50%	2030	-
	-	-	-	65%	2040	-
	-	-	-	80%	2050	-
Reg. Energien Anteil an der Stromerzeugung				25-30%	2020	
Anteil reg. Energie am Gesamtenergieverbrauch	20%	2020	-	18% ^a	2020	-
	-	-	-	30% ^a	2030	-
	-	-	-	45% ^a	2040	-
	-	-	-	60% ^a	2050	-

^a am Bruttoendenergieverbrauch

Quelle: SRU 2004, SRU 2008, Bundesregierung 2002b, Rat der Europäischen Kommission 2007, Europäische Kommission 2011, BMWi und BMU 2010.

2.4 Zusammenfassung Nachhaltigkeit

In diesem Kapitel wird der Begriff der Nachhaltigkeit definiert und die Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung abgeleitet. Nachhaltige Entwicklung ist „...eine Entwicklung, die den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen“ [Weltkommission für Umwelt und Entwicklung 1987, zitiert in Bundesregierung 2002b, S. 1]. Die Bundesregierung formuliert drei Zielanforderungen für eine nachhaltige Energieversorgung. Diese umfassen die Wirtschaftlichkeit für Verbraucher und Erzeuger, Sicherheit sowie die Umwelt- und Ressourcenschonung insbesondere den Klimaschutz. Deutschland ist heute weit entfernt von einer nachhaltigen Energieversorgung. Das liegt im Wesentlichen an dem übermäßigem Einsatz endlicher fossiler Energieträger und dem Einsatz der Kernenergie. Zur Vermeidung falscher Anreize und einer nachträglichen Korrektur des eingeschlagenen Pfades in der Energieversorgung unter vermutlich sehr hohem Kapitalaufwand sind langfristige Reduktionsziele erforderlich [vgl. SRU 2009, S. 7]. Diese sind für Deutschland erstmals im Koalitionsvertrag formuliert und im Energiekonzept 2010 weiter konkretisiert worden. Die langfristigen Emissionsreduktionsziele orientieren sich an der Empfehlung unterschiedlicher wissenschaftlicher Einrichtungen zur Einhaltung einer 2 °C Obergrenze. Um diese Obergrenze nicht zu überschreiten, wird von den Industrienationen eine Senkung der CO₂-Emissionen von mindestens 80 bis 95% bis 2050 erforderlich sein.

3 Technologischer Wandel

Dieser Abschnitt liefert einen Überblick über die relevanten Aspekte zur Theorie des technologischen Wandels. Es werden die neueren Ansätze der Innovationstheorie vorgestellt. Dazu zählt eine Darstellung der Pfadabhängigkeit und des Phänomens des „lock-in“. Die Pfadabhängigkeit und der „lock-in“ Effekt werden anhand von Beispielen näher erläutert.

Der Zweck der Analyse von Pfadabhängigkeiten liegt darin zu zeigen, dass bei der Entscheidung für eine Technologie langfristig eine Gefahr bestehen kann, die Einführung anderer evtl. überlegener Technologien zu erschweren bzw. zu verhindern. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Pfadabhängigkeit aus diesem Kapitel dienen in einem späteren Kapitel der Überprüfung, ob CCS die Einführung alternativer Technologien zur Vermeidung von CO₂-Emissionen erschweren kann. Dieses Kapitel liefert insofern die Grundlage für einen weiteren Gesichtspunkt in der Diskussion um die Eignung von CCS als Brückentechnologie. Abschließend – da thematisch eng dem technologischen Wandel zugehörig – wird auf die Lern- bzw. Erfahrungskurven von Technologien eingegangen. Lern- und Erfahrungskurven werden zur Veranschaulichung von Kostenreduktionen in der Vergangenheit und zur Prognose von zukünftigen Kostenreduktionspotentialen eingesetzt. Die Erkenntnisse aus dem Abschnitt „Lern- und Erfahrungskurven“ werden bei der Analyse der Kostenreduktionspotentiale von erneuerbaren Energiequellen sowie CCS und bei der späteren Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten eingesetzt. Die Aufbereitung der Lernkurventhematik an dieser Stelle soll dem besseren Verständnis der Ausführungen und Berechnungen in späteren Kapiteln dienen.

3.1 Generelle Aspekte

3.1.1 Innovationsbegriff

Seit den Arbeiten von Schumpeter 1912 und Solow 1957 gilt Technologie bzw. die Einführung neuer Technologie als eine der treibenden Kräfte des wirtschaftlichen Wachstums. Neben der Technologie im engeren Sinne bilden die Nutzung von Wissen in Form von höher qualifizierten Arbeitskräften und die verbesserte Organisation der Produktion den Begriff des technischen Fortschritts. Dieser Fortschritt ist mit dem Vorhandensein von Innovationen verbunden [vgl. Erdmann 1993, S. 1].

Identisch zu dem Begriff der Innovation ist der Begriff der Neuerung. Unter Innovation werden im Allgemeinen Neuerungen aus ökonomischen, technologischen, politischen, kulturellen und sozialen Bereichen gefasst. Im Bereich der Wirtschaftswissenschaften

fasst Schumpeter unter dem Begriff Innovation das, was einem Unternehmer Gewinne aus Vorsprüngen einbringt. Das sind so genannte Quasi-Renten oder Innovationsrenten, die sich aufgrund von Konkurrenzprozessen mit der Zeit aufzehren. Dabei können Innovationen in Form von neuen Konsumgütern, neuer Transport- oder Produktionsmethoden, neuer Märkte oder neuer Organisationen auftreten. Ebenso wird das Ergebnis eines Innovationsprozesses, das neue Produkt oder der neue (verbesserte) Prozess als Innovation bezeichnet [vgl. Schumpeter 1942 in Grupp 1997, S. 15, Freeman 1992 in Neveling et al o.J., S. 6]. Zusätzlich werden in der Literatur unterschiedliche Formen von Innovationen erwähnt. Demnach können Innovationen die Neu- oder Umorganisation der Produktion, die Substitution durch ein günstigeres Material, das für einen bestimmten Einsatz bei einem unveränderten Produkt entwickelt wurde und die Verbesserung der Methoden und Instrumente, um Innovationen zu ermöglichen, sein [vgl. Kemp 1997, S. 15].

Enger als der Begriff der Innovation fasst der Begriff des technologischen Fortschritts neue Produkte oder neue Produktionsprozesse und beschränkt diese auf den Bereich der technologischen Innovation. Ein grundlegendes Problem, das mit dem Begriff des Fortschritts einhergeht, ist die Bewertung dessen, was mit Fortschritt gemeint ist. In ähnlicher Weise – d.h. ohne wesentliche inhaltliche Trennung vom Begriff des technologischen Fortschritts – wird häufig der Begriff des technologischen Wandels verwendet. Darunter wird ein kontinuierlicher Prozess von Ersatz und Verbesserungen verstanden, der seinen Antrieb durch die Wechselwirkung der Konkurrenz zwischen neuen und am Markt bestehenden Technologien erfährt [vgl. Barreto 2001, S. 5]. Vernachlässigt wird bei dieser Definition, dass ein Wandel nicht zwangsläufig Verbesserungen oder Fortschritte mit sich führen muss, sondern auch mit Rückschritten verbunden sein kann. Darüber hinaus kann es vorkommen, dass sich neue Technologien in eigenen neuen Nischen-Märkten ohne das Vorhandensein von konkurrierenden Technologien entwickeln. Unter Berücksichtigung dieser Ergänzungen gestaltet sich der Begriff des technologischen Wandels offener gegenüber dem Begriff des technologischen Fortschritts [vgl. Barreto 2001, S. 5].

3.1.2 Innovationsphasen

Während der Entwicklung durchläuft eine Technologie mehrere Phasen. Vorgestellt werden im Folgenden die Ansätze von „sequentiellen“ und rückgekoppelten Modellen. Das sequentielle Modell, das auf die Gedanken von Schumpeter zurückzuführen ist, berücksichtigt drei Phasen in der Entwicklung von Technologien [vgl. Bessau und Lenk 1999, S. 3, Neij 1999, S. 9]:

- Erfindung
- Innovation und

- Diffusion

Die Erfindung oder Invention ist das Vorzeigen der Machbarkeit einer Lösung. Die Innovation ist die erste praktische Anwendung und die Diffusion ist die Verbreitung und Aufnahme der Innovation in der Gesellschaft. Die Diffusion beginnt häufig in Nischenmärkten, in denen die neue Technologie aufgrund spezieller Vorteile oder Anwendungen von Interesse ist [vgl. Bollmann 1990, S. 6ff]. Der Verlauf während der Diffusionsphase zeigt typischerweise die Form einer S-Kurve, die ihre Sättigung erreicht, wenn die Technologie ausgereift und sämtliches Potential ausgeschöpft ist [vgl. Geller 2003, S. 48]. Die Beschreibung des Verlaufs lässt sich folgendermaßen in Worte fassen: Eine Innovation hat anfangs eine langsame Wachstumsrate, die sich beschleunigt, wenn neue Märkte erreicht werden, sich wieder verlangsamt, wenn die potentiellen Märkte erschöpft sind und schließlich ihre Sättigung erreicht [vgl. Rogers 2003, S. 272]. An diesem Punkt öffnen sich Möglichkeiten für neue Technologien mit neuen Eigenschaften, die alten Technologien zu ersetzen [vgl. Barreto 2001, S. 8]. Beispiele für die Verbreitung von Technologien nach dem Muster der S-Kurve sind in Grübler et al (1999) aufgeführt. Demnach haben sich in den USA Wasserstraßen, das Schienennetz, Straßen, Telegraphenleitungen und Autos in Form von S-Kurven im Markt verbreitet [vgl. Grübler et al 1999, S. 257 und S. 261]. Rogers (2003) zeigt, dass z.B. in Finnland die mobilen Telephone im Form der S-Kurve ihren Anteil bei den Anwendern erhöht haben [vgl. Rogers 2003, S. 262]. Das sequentielle Modell entspricht dem „Science-Push“-Ansatz. Einfacher ausgedrückt führt nach diesem Ansatz mehr Wissenschaft zu mehr Innovationen [vgl. Grupp 1997, S. 17].

Als Fortschritt gegenüber dem sequentiellen Modell gelten die rückgekoppelten Modelle. Diesen seit den achtziger Jahren auftretenden Modellen liegt eine Kombination des „Science Push“-Ansatzes mit Nachfrageaspekten zugrunde. Innerhalb dieser Modelle wird eine Rückkopplung zwischen Wissen, Produktion und Nutzung zugelassen. Die Auffassung, den technologischen Wandel als linearen Prozess zu verstehen ist in der Vergangenheit häufig kritisiert worden. Vielmehr ist die Entwicklung von Technologien als ein Prozess mit dem Vorhandensein von mehreren Rückkopplungen („feedbacks“) zwischen den einzelnen Phasen zu verstehen. Technologien verhalten sich nicht statisch, sondern entwickeln sich in Abhängigkeit ihrer Diffusion weiter. Neveling et al bezeichnen vor diesem Hintergrund Innovation als Interaktion zwischen Unternehmen und Markt. Die Einteilung der Innovationsentwicklung in drei Phasen ist insofern nicht als falsch zu verstehen, sondern als ein vernetzter Prozess [vgl. Neveling et al o.J., S. 7f]. Häufig genannte Begriffe in diesem Zusammenhang sind das „learning by doing“ und „learning by using“. Unter „learning by doing“ ist das Lernen durch die Erfahrung in der Produktion und unter „learning by using“ sind Verbesserungen einer Technologie durch die Erfahrungen im Umgang mit einer Technologie oder einem Produkt bei den Verbrauchern zu verstehen [vgl. Barreto 2001, S. 6, Neij 1999, S. 9]. Diese Begriffe

dienen sowohl zur Erklärung technologischer Verbesserungen als auch zur Veranschaulichung der Vernetzung zwischen den Innovationsphasen.

Beiden Modellen – dem sequentiellen und dem rückgekoppelten – ist gemein, dass zwischen den einzelnen Stufen der Entwicklung beträchtliche Verzögerungen liegen können. Darüber hinaus wird nicht jede Erfindung zur Innovation und nicht jede Innovation erlangt die Phase der Diffusion [vgl. Freeman 1991, S. 7]. Oft endet ein Vorhaben mit der Errichtung funktionstüchtiger Prototypen, ohne dass es zu einer Verbreitung auf kommerziellen Märkten kommt. Typische Beispiele für solche Vorhaben sind etwa der Wankelmotor, der Brutreaktor, der Zeppelin als Fortbewegungsmittel oder viele Prototypen aus dem militärischen Bereich [vgl. Grupp 1997, S. 23f].

Die Dynamik des technologischen Wandels ist neben der Verbreitung der Innovation auch abhängig von der Häufigkeit der Annahme bei den potentiellen Anwendern. Der Grad der Annahme wiederum ist abhängig von einer Reihe anderer Faktoren, wie z.B. der Verträglichkeit mit der bestehenden Umwelt, der Komplexität der Technologie und der Art und Weise die Ergebnisse der Annahme für die Gesellschaft sichtbar sind [vgl. Barreto 2001, S. 8]. Die potentiellen Anwender einer neuen Technologie werden nach ihrer Bereitschaft eine Innovation zu akzeptieren eingeteilt in [vgl. Kemp 1997, S. 75f, Barreto 2001, S. 7, Rogers 2003, S. 282ff]:

- Innovatoren (Innovators),
- Frühe Anwender (Early adopters),
- Frühe Mehrheit (Early majority),
- Späte Mehrheit und (Late majority)
- Nachzügler (Laggards).

Streng zu unterscheiden ist der Begriff der Innovation von der Imitation. Imitationen sind konkurrierende Neuerungen, die später auf dem Markt eingeführt werden, aber ansonsten gleich sind [vgl. Grupp 1997, S. 23f].

Die Einführung einer neuen Technologie kann dazu führen, dass Einschränkungen überwunden werden, die mit einer alten Technologie verbunden waren. Zum Zeitpunkt der Einführung einer Technologie kann es allerdings auch sein, dass Erkenntnisse über die zukünftigen Auswirkungen einer Technologie nicht vollständig bekannt sind. Dies kann aufgrund von nicht vorhersehbaren Einschränkungen passieren oder aufgrund von ungewollten beträchtlichen Auswirkungen auf die Umwelt und die Gesellschaft durch die breite Anwendung dieser Technologie. Folglich kann technologischer Wandel auch zu neuen Problemen führen [vgl. Barreto 2001, S. 6, Grupp 1997, S. 16].

3.1.3 Innovationstypen

Ein weiterer wichtiger Aspekt im Bereich des technologischen Wandels ist die Unterscheidung in neue Technologien, die auf einer Verbesserung oder Modifizierung einer bestehenden Technologie basieren und Technologien, die einer kompletten Neuentwicklung entsprechen. Zu dieser Unterscheidung werden in der Literatur die Begriffe „inkrementelle Innovation“ und „radikale Innovation“ verwendet [vgl. Neij 1999, S. 9f]. An anderer Stelle wird von einer feineren Unterteilung in vier Innovationsstufen berichtet [vgl. Grupp 1997, S. 136].

Unter inkrementeller Innovation werden relativ kleine Veränderungen im Prozess oder am Produkt verstanden, die mehr oder weniger kontinuierlich auftreten. Sie können häufig in Erscheinung treten und sind nicht so sehr das Ergebnis von Forschung und Entwicklung, sondern stammen eher von der Erfahrung der Ingenieure im Produktionsprozess oder von Vorschlägen der Benutzer. Häufig sind inkrementelle Innovationen verbunden mit einer Qualitätsverbesserung des Produkts oder des Services [vgl. Neij 1999, S. 10]. Auch wenn ihre kombinierten Effekte wichtig sind für das Wachstum der Produktivität, bleibt eine einzelne inkrementelle Innovation ohne dramatische Effekte [vgl. Barreto 2001, S. 8].

Radikale Innovationen hingegen sind nicht kontinuierliche, klar erkennbare Durchbrüche, die vorwiegend das Ergebnis einer bewussten Forschung und Entwicklung sind [vgl. Neij 1999, S. 10]. Über einen Zeitraum von mehreren Dekaden können sie einen großen Effekt z. B. auf den strukturellen Wandel haben. Vor dem Hintergrund ihrer gesamten wirtschaftlichen Auswirkungen sind radikale Innovationen relativ klein und lokal begrenzt. Es sei denn eine ganze Reihe von radikalen Innovationen sind miteinander verbunden [vgl. Kemp 1997, S. 16f und S. 274ff, Grupp 1997, S. 136]. Inkrementelle Innovationen können sich schneller verbreiten als radikale Innovationen. Diese Erscheinung hängt damit zusammen, dass inkrementelle Innovationen auf bestehende Infrastrukturen, vorhandene Fähigkeiten, Wissen und komplementäre Technologien zurückgreifen können. Radikale Innovationen auf der anderen Seite können den Aufbau eines komplett neuen Systems die Verbreitung einer neuen Wissensbasis benötigen. Der Durchdringungs- oder Verbreitungsprozess gestaltet sich aufgrund dieser Faktoren schwieriger und als Konsequenz auch langsamer [vgl. Kemp 1997 in Barreto 2001, S. 8f].

3.2 Ansätze in der Innovationstheorie

Nach Einführung einiger genereller Aspekte und Erklärung von Begriffen wird im Folgenden ein grober Überblick über die Einteilung der unterschiedlichen Denkansätze in der Innovationstheorie gegeben. Wie eingangs bereits erwähnt, können die Werke von Schumpeter als Ausgangspunkt der Innovationstheorie betrachtet werden. Es erfolgt

eine Betrachtung seiner, der neoklassischen und evolutorischen Ansätze in der Innovationstheorie.

3.2.1 Sichtweise von Schumpeter

Vor der Jahrhundertwende noch wurden als Gründe für das Wirtschaftswachstum der Mehreinsatz der Faktoren Kapital und Arbeit angesehen. Heutzutage gelten allerdings die Möglichkeiten des technologischen Fortschritts als Ursache für die Wohlstandsentwicklung von Gesellschaften. Joseph Alois Schumpeter war der erste Ökonom, der 1912 auf die Bedeutung der Technologie und des technologischen Fortschritts hingewiesen hatte [vgl. Hanusch und Canter 1993, S. 11f, Neveling et al o.J., S. 5].

Aus den Arbeiten von Marx zog Schumpeter die Erkenntnis, dass das wirtschaftliche Wachstum auf der Dynamik des technologischen Wandels beruhe. Schumpeter versucht das Phänomen der Konjunkturzyklen vor dem Hintergrund einer komplexen, wissensbasierten Produktionsstruktur zu erklären. Von großer Bedeutung für die Weiterentwicklung der Wirtschaft seien neue Kombinationen von Produktionsmitteln, die in nicht fortlaufender Folge auftreten. Im Mittelpunkt von Schumpeters Arbeit stand jedoch nicht die Aufklärung der Innovationsprozesse und der Kräfte, die sie zustande bringen. Sein Hauptinteresse galt eher der Erklärung der Konjunkturzyklen und des Wachstums [vgl. Gerybadze 1982 in Grupp 1997, S. 70].

Im Zentrum seiner Betrachtungen unterteilt Schumpeter die Wirtschaftssubjekte in Unternehmer und Wirte mit verschiedenen Persönlichkeitsmerkmalen. Aus dieser Einteilung leitet Schumpeter unterschiedliches Innovationsverhalten ab. Der Unternehmer zeigt ständig Mut zur Innovation und ist bereit zur Risikoübernahme. Die Wirte hingegen zeigen andere Eigenschaften als die Unternehmer. Sie sind nicht bereit zur Risikoübernahme und erledigen ihre Aufgaben pflichtbewusst und verwaltungsmäßig. Schumpeters Vorstellungen vom technologischen Wandel besitzen einen geringen Formalisierungsgrad. Dieser drückt sich dadurch aus, dass Schumpeter seine Vorstellungen nicht in mathematischen Modellen beschrieben hat [vgl. Grupp 1997, S. 55ff].

Als so genannte Schumpeter-Hypothese werden die Überlegungen zur Unternehmensgröße und der Marktstruktur als Erklärung für Innovationen bezeichnet [vgl. Rose und Joskow 1990, S. 354]. Demnach sind in einer kapitalistischen Gesellschaft Monopole die Motoren für den technischen Fortschritt [Samuelson und Nordhaus 1987, S. 184f].

3.2.2 Neoklassischer Ansatz in der Innovationstheorie

Der neoklassische Ansatz der Innovationsforschung basiert darauf, dass die Produzenten mengenanpassend sind und die Nachfrage sich nach individuellen Nachfrageempfinden der Verbraucher richtet. Der gleiche Zusammenhang gilt auch für die Produktionsfaktoren Arbeit, Boden und Kapital. Unter Zusammenfassung aller Märkte gelangt

man zu einem Gleichgewicht der Preise und der Produktion und jede beliebige Abweichung würde zu einer gleichgewichtswiederherstellenden Verhaltensänderung führen. Dieser Zustand wird als Normalzustand beschrieben, bei dem die Angebotsmenge und der Produktpreis in einem Verhältnis zueinander stehen, der eine optimale Nutzenmaximierung aller Wirtschaftssubjekte ermöglicht.

Die seit den 60er Jahren formulierten neoklassisch mikroökonomischen Ansätze zur Erklärung von Innovationen stützen sich weiterhin auf das Vorhandensein von rationalen gewinn-maximierenden Unternehmern, beziehen aber neben Preisen und Produktionsmengen auch Forschung und Entwicklung als Ressource mit ein. In neueren neoklassischen Ansätzen aus dem Bereich der Wettbewerbstheorie wird dargestellt, dass vollkommener Wettbewerb gegenüber der Monopolstellung einen größeren Innovationsreiz bietet. Dabei bezieht sich diese Aussage nur auf Prozessinnovationen, die außerhalb der anwendenden Industrie entstehen. In anderen Untersuchungen wird Wettbewerb als Entdeckungsverfahren nach bisher ungenutzten Möglichkeiten bezeichnet, welches für den Fortschritt des technischen Wissens eine bedeutsame Rolle spiele. Ein weiteres neoklassisches Konzept stellen die entscheidungstheoretischen Überlegungen der Innovationstheorie dar. Diese gestalten sich realistischer als die Ansätze der Wettbewerbstheorie, da sie die für Innovationsvorgänge typischen Erscheinungen wie Unsicherheit und Dynamik berücksichtigen. Als Fortführung der entscheidungstheoretischen Ansätze können die Beiträge aus der Spieltheorie aufgefasst werden. Ein frühes Modell beschreibt, wie die Marktteilnehmer die Entwicklungsdauer von Innovationen unter Berücksichtigung der Reaktionen ihrer Wettbewerber optimieren. Beiden Ansätzen ist gemeinsam, dass in den Unternehmen Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen entstehen [vgl. Grupp 1997, S. 57ff].

In der neoklassischen Wachstumstheorie ist der technische Wandel als Grund für wirtschaftliches Wachstum ebenfalls von großer Bedeutung. Allerdings liegt der Schwerpunkt der Untersuchung auf den Wirkungen des technologischen Wandels und nicht auf seinem Entstehungszusammenhang. Technologisches Wissen und technologischer Wandel werden in diesem Zusammenhang gerne als „black box“-Phänomen behandelt [vgl. Neveling et al o.J., S. 11], das als rein öffentliches Gut in die Produktionsfunktion aufgenommen wird. Reine öffentliche Güter werden dabei anhand der Kriterien Nichtausschließbarkeit und Nichtrivalität beschrieben. Angewendet auf den technologischen Wandel bedeutet Nichtausschließbarkeit, dass die Nutzer von technologischem Wissen andere von der Benutzung des gleichen Wissens nicht ausschließen können. Unter Nichtrivalität ist zu verstehen, dass durch die Anwendung von technologischem Wissen durch ein Unternehmen, die Nutzung des gleichen Wissens durch andere Unternehmen keiner Einschränkung unterliegt [vgl. Hanusch und Canter 1993, S. 13f]. Zudem wird jede technische Entwicklung als umkehrbar behandelt. Marktteilnehmer werden sich nach der neoklassischen Auffassung unmittelbar von der Anwendung einer bestehenden

Technologie abwenden und zu einer neuen Technologie wechseln, sofern diese effizienter ist als die bestehende. Langfristig wird sich also immer die optimale technische Alternative durchsetzen [vgl. Meyer und Schubert 2005, S. 4f].

In der neueren Wachstumstheorie wird davon ausgegangen, dass technologisches Wissen nicht mehr als öffentliches Gut allen gleichermaßen zur Verfügung steht, sondern als Gut, für das ein Unternehmen eigene Mittel aufnehmen muss. Innovationstätigkeit erscheint in diesem Zusammenhang als eine spezifische Investitionstätigkeit, die vom bewusst handelnden Unternehmen durchgeführt wird [vgl. Grupp 1997, S. 65f].

3.2.3 Neue, evolutorische Ansätze in der Innovationstheorie

Anlass zur Kritik an den Ansätzen der neoklassischen Innovationstheorie geben die der neoklassischen Wirtschaftstheorie zugrunde liegenden Annahmen wie das gewinnmaximierende Verhalten, die Gleichgewichtskonzeption und das Konzept der vollkommenen Konkurrenz [vgl. Bollmann 1990, S. 37ff]. Daneben wird vor allem die Realitätsnähe in der neoklassischen Ausdeutung der Innovationslehre Schumpeters als weiterer Kritikpunkt aufgezählt. Dazu zählt, dass sich die Wirtschaftswissenschaften bei der Behandlung des technologischen Wandels anderen Disziplinen gegenüber verschlossen halten. So werden Erkenntnisse von Technikhistorikern oder aus dem Bereich der Natur- und Ingenieurwissenschaften außen vor gelassen [vgl. Grupp 1997, S. 67]. Durth et al (2002) formulieren, dass mit der neoklassischen Wachstumstheorie, die auf der Annahme vollkommener Märkte baut, der technologische Wandel nicht erklärt werden kann. Dieser fließt als Annahme in das Modell ein und fällt übertrieben dargestellt „wie Manna vom Himmel“ [vgl. Durth et al 2002, S. 151].

Auf Basis dieses Unbehagens mit den Ansätzen der neoklassischen Innovationstheorie hat sich ein weiterer wenig formalisierter Ansatz herausgebildet, der im Folgenden erläutert wird.

Die evolutorische Innovationstheorie nach Nelson und Winter basiert auf dem Vergleich mit der biologischen Evolutionstheorie. Im Zentrum stehen die Konzeptionen des genetischen Erbmaterials, der Rekombination sowie der Selektion durch natürliche Auslese. Demnach erfolgen Innovationen wie genetische Mutationen zufällig und sprunghaft. Welche der Neuerungen sich letztendlich durchsetzt, wird durch den Selektionsprozess einer Marktwirtschaft bestimmt. Wie bei dem biologischen Vererbungsmechanismus werden erfolgreiche Neuerungen beibehalten und breiten sich aus, während nicht wettbewerbsfähige Konzepte herausgefiltert werden. Gleichzeitig knüpft die zukünftige Entwicklung an die Vergangenheit in Form des genetischen Erbmaterials an. Dadurch ist das evolutorische Denken durch Offenheit als auch durch historische Beschränktheit charakterisiert [vgl. Linscheidt 1999, S. 6f]. Neben der Entwicklungsoffenheit umfasst die evolutorische Wirtschaftstheorie somit das Bild einer irreversiblen,

historisch geprägten Entwicklung [vgl. Erdmann 1993, S. 23ff]. Als irreversibel gelten Prozesse oder Ergebnisse, die nicht einfach revidierbar sind. Um einen irreversiblen Prozess oder ein irreversibles Ergebnis rückgängig zu machen, ist erneut Energie z.B. in Form von neuen Prozessen aufzuwenden [vgl. Berg und Koch 2008, S. 855].

Technischer Fortschritt wird von Linscheidt (1999) als sprunghaft und unvorhersehbar, aber auch als kumulativer und gradueller Prozess gesehen, der sich entlang einer einmal gewählten Richtung entwickelt [vgl. Linscheidt 1999, S. 9].

Dosi (1982,1988) führt in seinen Arbeiten den Begriff des technologischen Paradigmas ein. Dabei wird unter einem technologischen Paradigma ein bestimmtes Muster von Such- und Lösungsmethoden innerhalb eines naturwissenschaftlichen Prinzips verstanden. Dazu gehören auch die Prozesse zur Gewinnung des Wissens (z.B. material- oder produktionstechnische Aspekte) und zum Erhalt des Wissensvorsprungs [vgl. Dosi 1988 in Grupp 1997, S. 15, Dosi 1982, S. 152]. Innovationen werden als paradigmengebundene Problemlösungsprozesse angesehen. Nach Dosi (1988) entwickelt sich der technische Wandel auf einer technologischen Bahn, einer so genannten Trajektorie [vgl. Dosi 1988, S. 130], entlang der ökonomischen und technischen Zielkonflikte innerhalb des Paradigmas. Dabei haben technologische Paradigmen einen sehr starken Ausschluss- bzw. Verriegelungscharakter. Die Arbeiten der beteiligten Akteure sind in eine bestimmte Richtung fokussiert. Die Betrachtung neuer technologischer Möglichkeiten außerhalb des Paradigmas werden nicht beachtet [vgl. Dosi 1988 in Grupp 1997, S. 81f]. Im Falle einer sehr starken Trajektorie kann es vorgenommen, dass der Wechsel zu einer alternativen (neuen) Trajektorie sehr schwierig wird [vgl. Dosi 1982, S. 152ff].

3.3 Pfadabhängigkeit und lock-in

Eine der zentralen Annahmen der evolutischen Innovationstheorie ist – wie oben gezeigt – die Entwicklung technologischen Fortschritts entlang bestimmter Entwicklungslinien oder -pfade innerhalb eines Paradigmas [vgl. Dosi 1988 und 1982]. Im Vordergrund stehen Neuerungen von Komponenten einer Technologie und nicht die Suche nach komplett anderen Lösungen. Kompatible oder inkrementelle Wechsel innerhalb des Paradigmas können vollzogen, während inkompatible oder radikale Innovationen unterbunden werden. Bei den beteiligten Akteuren ist eine gewisse „Blindheit“ gegenüber einem Wechsel zu Alternativen bzw. eines Paradigmenwechsels festzustellen [vgl. Dosi 1982, S. 153]. Diese Sichtweise wird in der Literatur mit dem Begriff der pfadabhängigen Entwicklung zum Ausdruck gebracht [vgl. Linscheidt 1999, S. 9] und wurde im Wesentlichen durch die Arbeiten von Arthur und David geprägt [s. Arthur 1989, David 1985]. David z.B. widmete seine Untersuchungen zur Pfadabhängigkeit der Entstehung des im angelsächsischen Raum üblichen Tastaturlayouts „QWERTY“. Der Name ist zurückzuführen auf die linke Hälfte der oberen Reihe der Tastatur. Während

andere Tastaturen für ein schnelles, effizientes Schreiben ausgelegt wurden, lag der Schwerpunkt bei dem Entwurf dieser Tastaturanordnung auf der Vermeidung von Schwierigkeiten mit der Mechanik, die mit älteren Schreibmaschinentypen gemacht wurden. Die Entstehung des QWERTY-Standards Ende des 19. Jahrhunderts wird von David als Ergebnis von zufällig historischen Ereignissen interpretiert, die QWERTY zu einem Vorsprung vor anderen konkurrierenden Tastaturen verhalfen. Verstärkt wurde der Vorsprung durch positive Rückkopplungseffekte. Die Büroleiter kauften sich Schreibmaschinen mit der Tastatur, die von den meisten gelernten Bürokräften beherrscht wurden. Auf der anderen Seite wurden neu auszubildende Bürokräfte auf der Tastatur angeleitet, die in den meisten Büros eingesetzt wurde. Seither entwickelte sich QWERTY zum Standard und verdrängte andere Tastaturen vom Markt [vgl. David 2001, S. 22, Puffert 2000, S. 2]. Obwohl später Tastaturanordnungen entwickelt wurden, die ein schnelleres Schreiben erlaubten (z.B. DSK-layout), behielt QWERTY seinen vorherrschenden Status. Dass sich das effizientere Layout nicht durchsetzen konnte, begründet David (1985) mit dem Vorliegen von Pfadabhängigkeiten [vgl. Berg und Koch 2008, S. 857, Puffert 2000, S. 2]. Als Ursache für das Entstehen von Pfadabhängigkeiten werden hohe Gründungs- bzw. Fixkosten, die abnehmende Stückkosten bei zunehmender Produktion bewirken, Produktverbesserungen bzw. Kostensenkungen durch eine zunehmende Benutzeranzahl (Lerneffekte), die Kompatibilität mit anderen Systemkomponenten und eine Erwartungshaltung, dass ein Produkt mit zunehmenden Marktanteilen die Verbreitung weiter fortführt [vgl. Wetzel 2005a, S. 8].

Berg und Koch (2008) definieren die Pfadabhängigkeit als Prozesse, die „in ihrer Entwicklung von ihrer eigenen Geschichte beeinflusst werden; bzw. es ist ihre eigene Historie, die gewisse zukünftige Wege ermöglicht, andere aber versperrt“ [Berg und Koch 2008, S. 857]. Sie beschreiben Pfadabhängigkeit weiter als die „Unmöglichkeit des sowohl als auch“. Eine Regierung kann z.B. bei gegebener Einschränkung im Budget nicht gleichzeitig die Biotechnologie und mit denselben Mitteln die erneuerbaren Energiequellen fördern. Die Regierung ist gewissermaßen in der Weiterentwicklung auf den eingeschlagenen Weg beschränkt. [vgl. Berg und Koch 2008, S. 856].

Um die Vorgänge der Pfadabhängigkeit besser beschreiben zu können, benutzte Arthur (1989) ein „Polya-Urnen“-Modell. Bei diesem Modell befinden sich zwei Kugeln mit unterschiedlicher Farbe in einem undurchsichtigem Behältnis. In der ersten Runde wird eine Kugel gezogen und zusammen mit einer Kugel der gleichen Farbe wieder in das Behältnis zurückgelegt. Jetzt befinden sich im Behältnis zwei Kugeln der gleichen Farbe und eine mit einer anderen Farbe. Die Wahrscheinlichkeit eine der beiden Kugeln mit der gleichen Farbe zu ziehen, ist jetzt gegenüber der anderen Farbe doppelt so hoch. Setzt man den Versuch nach dieser Regel fort, verliert eine der Farben immer mehr an Relevanz und die andere wird zunehmend dominanter [vgl. Arthur 1994 in Wetzel 2005a, S. 7]. Es ergibt sich eine pfadabhängige, sich selbst verstärkende aber aufgrund

der Zufälligkeit nicht vorhersagbare Entwicklung, die zu einer der beiden Ausgangsvarianten führt. Diese besondere Form der Pfadabhängigkeit, in der eine dominierende Farbe oder auch Technologie existiert, wird in der Literatur als lock-in-Effekt bezeichnet [vgl. Berg und Koch 2008, S. 858]. Lock-in beschreibt demnach eine Situation, die durch einen hohen Grad an Irreversibilität gekennzeichnet und nur schwer oder unter einem hohen Kostenaufwand zu revidieren ist [vgl. Barreto 2001, S. 10, Grübler et al 1999, S. 262, Berg und Koch 2008, S. 858].

Nach David (1985) können drei gemeinsam auftretende Bedingungen ein Verfahren pfadabhängig machen [vgl. David 1985, S. 392f]:

1. Technischer Zusammenhang von Systemkomponenten (technical interrelatedness), z. B. die Kompatibilität von Schreibkräften und der Schreibmaschinentastaturen,
2. Steigende Skalenerträge (economies of scale bzw. increasing returns) z. B. die steigenden Einsparungen und Erträge aus der großen Menge der verkauften Schreibmaschinen sowie die weite Verbreitung auf der Nachfrageseite,
3. Quasi-Irreversibilität der Investitionen (quasi-irreversibility of investment) z. B. die Investition in die Ausbildung der Schreibkräfte und die hohen Kosten beim Umstieg auf ein anderes Tastatur-Layout.

Dosi (1988) führt aus, dass der Aufbau von Infrastruktur weiter zur Verfestigung einer Technologie auf einen bestimmten Pfad führt. Nicht allein ein Netzwerk von Herstellern und Anwendern, sondern auch „physikalische“ Netzwerke tragen dazu bei, dass Beharrungsvermögen einer Technologie zu erhöhen. Bleibt man bei den Kriterien für eine Pfadabhängigkeit von David (1985), dann wäre der Aufbau von Infrastruktur als eine Kombination von technischem Zusammenhang und der Quasi-Irreversibilität der Investitionen zu verstehen. Typische Beispiele für den Aufbau von Infrastrukturen und technologischen Trajektorien sind das elektrische Verteilungsnetz, Transportsysteme und Telekommunikation [vgl. Dosi 1988, S. 132, Grübler et al 1999, S. 261f].

Sanden und Azar (2004) ergänzen, dass die Position einer Technologie weiter verstärkt werden kann durch das Vorhandensein einer auf die Technologie ausgerichteten Forschung und Ausbildung sowie einer durch die abnehmende technologische Vielfalt „begrenzten“ Sichtweite für neue Gedankengänge und Lösungen bei den Entwicklern, Entscheidern und Anwendern. Zusätzlich führt die Entwicklung von Standards und rechtlichen Rahmenbedingungen, die der vorhandenen Technologie dienen, unter Umständen dazu, dass neue Technologien ausgeschlossen werden oder der Einstieg deutlich verzögert wird. Vereinfacht ausgedrückt, beinhaltet Pfadabhängigkeit, dass etablierte Technologien einen gewissen Vorteil gegenüber neuen Technologien haben. Nicht, weil sie von Natur aus besser sind, sondern weil sie eine breite Anwendung finden [vgl. Sanden und

Azar 2004, S. 3f]. Dabei erhöht sich der Wert eines Produkts oder einer Technologie mit der Anzahl der Benutzer [vgl. Puffert 2000, S. 3].

Wenn eine Technologie in einem Markt dominant wird, kann diese ihren Vorsprung durch Verbesserungen im Kosten-/Leistungsverhältnis, Zusammenhang mit ergänzenden Komponenten, dem Aufbau einer Infrastruktur und eines Netzwerks durch die breite Nutzung von Anwendern weiter ausbauen [vgl. Kemp 1997 in Barreto 2001, S. 10]. Die selbst verstärkenden Prozesse können dazu führen, wie am QWERTY-Beispiel zu sehen, dass sich eine nicht überlegene Technologie am Markt etabliert und eine neuere, bessere Technologie vom Markt ausgeschlossen wird. Technologischer lock-in kann beschrieben werden als ein Zustand, in dem eine Technologie, selbst wenn sie volkswirtschaftlich suboptimal ist, nur sehr schwer durch eine andere Technologie abgelöst werden kann. Eine bestehende Technologie ist in ihrer Entwicklung soweit gefestigt, dass die Widerstände für neue Technologien nicht oder nur sehr kostspielig überwunden werden können [vgl. Linscheidt 1999, S. 9f].

3.3.1 Vermeidung von lock-in

Vor dem Hintergrund, dass Innovation aus einer Rekombination von bestehendem Wissen besteht, ist es wertvoll eine große Menge von Elementen zu haben, die miteinander kombiniert werden können. Vielfältigkeit wird zu einem wichtigen Faktor für Innovationen. Standardisierung und lock-in können negative Auswirkungen auf Innovationen haben. Eine lock-in Situation zu vermeiden, beinhaltet, dass alternative Technologien genutzt und weiterentwickelt werden. Im Prinzip ist damit gemeint, dass mindestens eine Alternative bereitgehalten wird, die dann zum Einsatz kommt, wenn die verwendete, dominante Technologie aus irgendwelchen Gründen nicht mehr gewünscht ist. Strategische Planung und Investitionen in eine breite Vielfalt an Technologien werden bei der Vermeidung von lock-in zu entscheidenden Faktoren [vgl. Sanden und Azar 2004, S. 12f].

Aus drei Gründen gestaltet sich dieser Gedanke problematisch. Erstens entwickelt sich die eine (angewendete) Technologie durch die Nutzung weiter und erarbeitet sich dadurch einen Vorsprung. Zweitens kann die Einführung der alternativen Technologie schwierig werden, weil Technologie Bestandteil eines komplexen Systems ist, das aus anderen Technologien, Infrastrukturen und menschlichem Kapital besteht. Je mehr sich der Start einer alternativen Technologie verzögert, desto eher können Schwierigkeiten bei der Einführung entstehen. Drittens beinhaltet das Vorhalten von alternativen Technologien die Verursachung von zusätzlichen Kosten [vgl. Cowan 2000, S. 43f].

Einer Pfadabhängigkeit und dem lock-in zu entgehen, kann eine schwierige Aufgabe darstellen. Insbesondere dann, wenn zum Zeitpunkt der Entscheidung nur eine unvollständige Kenntnis über langfristige Auswirkungen und die Alternativen vorliegt. Es ist

nicht ausreichend für eine neue Technologie besser zu sein als die angewendete Technologie. Um einer lock-in-Situation wieder zu „entkommen“, werden in der Literatur fünf Möglichkeiten genannt [vgl. Cowan 2000, S. 45ff]:

1. Krisen in der bestehenden Technologie: Neue Technologien haben es relativ einfach Marktanteile zu gewinnen, wenn eine bestehende Technologie die erwartete Leistung nicht erbringt und wenn dadurch die Kosten der Nutzung ansteigen. Für Energie-Technologien ist dieser Fall bisher nicht eingetreten.
2. Regulierung: Die Regulierung kann einerseits einen koordinierenden Charakter haben, wenn z. B. alle Vertreter einer Branche/eines Marktes gleichzeitig zu einer neuen Technologie wechseln. Andererseits kann Regulierung einen zwingenden Charakter durch z. B. neue Gesetze haben.
3. Technologische Durchbrüche und damit verbundene Kostenreduktionen in der Anwendung einer aufsteigenden Technologie.
4. Nischen: Häufig werden neue Technologien in Nischen-Märkten eingeführt von einer kleinen Gruppe von Leuten, die Merkmale der neuen Technologie attraktiv finden.
5. Wechsel im Geschmack und der Wissenschaft, z. B. kann die Versorgung mit umweltfreundlicher Energie gewollt sein, durch neue Erkenntnisse in der Wissenschaft kann Druck auf die bestehende Technologie ausgeübt werden oder eine neue Technologie vorteilhafter erscheinen lassen.

3.3.2 Beispiele von Pfadabhängigkeit und lock-in

Neben QWERTY ist ein weiteres Beispiel der pfadabhängigen Entwicklung die Nutzung der Kernenergie. Die von der US-Kriegsmarine entwickelte Leichtwasser-Technologie war ursprünglich für den Einsatz als Antrieb von U-Booten gedacht. Sie wurde dominant, weil der politische Nutzen einer raschen Demonstration der friedlichen Anwendung der Kernenergie zur Versorgung der zivilen Bevölkerung im Kalten Krieg den Wert überstieg, die kostengünstigste Technologie zu entwickeln. Obwohl die technische und ökonomische Überlegenheit gegenüber anderen Reaktortypen nicht deutlich erkennbar war, wurde die Leichtwasser-Technologie zur rationellen Wahl. Die Gründe für diese Entwicklung werden in den durch die rasche Einführung erzielten Lerneffekten gesehen und darin, dass bei der Entscheidung für eine Reaktortechnologie ein hoher Wert auf praktische Erfahrungen gelegt wurde. Andere Reaktortechnologien wie der Graphitreaktor und der Schwerwasserreaktor, die sich gegen die Leichtwasser-Technologie nicht durchsetzen konnten, fehlten diese frühen Erfahrungswerte. Cowan (1990) behauptet, dass die beiden alternativen Reaktortypen bei einer der Leichtwasser-Technologie ähnlichen Entwicklung heute hätten überlegener sein können [vgl. Cowan 1990, S. 545ff]. Tabelle 3.1 zeigt eine Aufteilung nach unterschiedlichen Reaktortypen.

Die Tabelle unterlegt die zuvor gemachten Aussagen und zeigt, dass das Bild der weltweit errichteten Reaktortypen von der Leichtwasser-Technologie dominiert wird.

An anderer Stelle in der Literatur wird die nukleare Stromerzeugung insgesamt als pfadabhängige Entwicklung bezeichnet. Diese Entwicklung verwehrte es anderen Technologien wie den erneuerbaren Energiequellen am Markt zu partizipieren. Bereits während der 50er Jahre galten die erneuerbaren Energiequellen als brauchbare Technologievariante zur Energieerzeugung. Im Unterschied zur Atomenergie haben sich die erneuerbaren Energiequellen jedoch mit einiger Verzögerung erst deutlich später weiterentwickelt. Eine Ursache für die Festigung des nuklearen Pfades und dem Ausschluss der erneuerbaren Energiequellen wird in der ungleichen Verteilung der Fördermittel gesehen. Ein Großteil der öffentlichen Fördergelder wurden der nuklearen Stromerzeugung gewidmet, während gleichzeitig die Weiterentwicklung alternativer Technologien weniger intensiv unterstützt wurde [vgl. Sanden und Azar 2004, S. 11f]. An diesem Beispiel der Pfadabhängigkeit ist sehr gut die zuvor erwähnte Auffassung von Berg und Koch (2008) nachzuvollziehen, Pfadabhängigkeit als „die Unmöglichkeit des sowohl als auch“ zu verstehen [vgl. Berg und Koch 2008, S. 856].

Tabelle 3.1: Anzahl und installierte Leistung von Leichtwasser-, Schwerwasser- und Gas-Graphite- Reaktoren weltweit (Stand 31.12.2010).

	Leichtwasser-Reaktor	Schwerwasser-Reaktor	Gas Graphite Reaktor
In Betrieb	349	35	26
Im Bau	21	6	k. A.
Anzahl der Nationen	27	7	k. A.
Installierte Leistung in GW_{el}	332,7	22,8	19,2

Quelle: Eigene Tabelle auf Basis von IAEA 2011.

Im Bereich der Energiemärkte bildet die Einführung von Energieeinsparmaßnahmen ein weiteres Beispiel von lock-in. Obwohl eine leichte Umsetzbarkeit verbunden mit ökonomischen Vorteilen bei gleichzeitiger Kenntnis der Ressourcenknappheit fossiler Energieträger sowie der Umweltprobleme gegeben war, wurde sehr zurückhaltend und auch verzögert in Energiesparmaßnahmen investiert und Innovationsdurchbrüche in diesem Bereich blieben aus. Nach Erdmann (1993) kann diese Entwicklung am ehesten mit dem lock-in-Effekt oder einer Verriegelung des Energiemarktes gegenüber den Einspartechnologien erklärt werden [vgl. Erdmann 1993, S. 184f]. Unruh (2000) sieht diese Hindernisse nicht nur für Einspartechnologien sondern generell für CO₂-Einspartechnologien, die zusätzlich effizientere und auch CO₂-freie Erzeugungstechnologien umfassen [vgl. Unruh 2000, S. 818f]. In seiner Artikelserie legt Unruh das Vor-

handensein eines „carbon lock-in“ nahe und zeigt in seinem zweiten Beitrag, wie man vor dem Hintergrund des Klimawandels diesem lock-in entkommen kann [s. Unruh 2000, Unruh 2002]. Dazu sieht er im Wesentlichen drei Möglichkeiten: erstens die oben bereits erwähnte Entwicklung von kohlenstoffarmen Technologien in Nischenmärkten, zweitens eine Sensibilisierung der Politik für das Problem, bevor einschneidende Klimaereignisse eintreten und drittens das Abwarten eines deutlichen Umweltschadens, bevor es zur Schaffung angepasster politischer Rahmenbedingungen kommt [vgl. Unruh 2002, S. 323].

In den Zusammenhang des „carbon lock-in“ passt auch der in dem Artikel von Berg und Koch (2008) dargestellte „Abhängigkeits lock-in“ der industrialisierten Gesellschaften vom Erdöl. Wer mobil sein möchte, ist aufgrund fehlender Alternativen auf Kraftstoffe angewiesen, die auf Erdöl basieren. Durch die Ölkrisen und die Ölpreissteigerungen aufgrund „echter“ Knappheit der Ölressourcen sind zwar Potentiale für eine Aufweichung der Pfadabhängigkeit zu erkennen, doch bis heute fehlt es an gleichwertigen Alternativen [vgl. Berg und Koch 2008, S. 860f].

Ein weiteres Beispiel von Pfadabhängigkeit ist die Entwicklung der beiden Video-Systeme VHS von JVC und das von Sony entwickelte Betamax zwischen 1970 bis Mitte der Achtziger. Obwohl technisch und qualitativ in der Bildwiedergabe unterlegen, hat sich VHS als Standard bei den Videoabspiel- und Videoaufnahmegeräten durchgesetzt.

Die Entwicklung zu VHS unter Ausschluss von Betamax wird auf drei wesentliche Entscheidungen zu einem früheren Zeitpunkt zurückgeführt. Erstens brachte JVC das VHS zusammen mit mehreren bedeutenden Konkurrenten auf den Markt, während Sony sein Betamax-System ohne größeren Partner einführte. Zweitens steigerte das VHS Konsortium schnell seine Produktionskapazitäten. Und drittens entschied sich JVC für eine längere Abspielzeit und Sony für ein kleineres Kassettenformat, was sich als wichtiges Kaufkriterium vieler Konsumenten herausstellte. Der Filmverleih in den Videotheken ist ein weiteres Kriterium für die Festigung der Marktposition von VHS. Die Konsumenten legten bei der Kaufentscheidung wert darauf, für welches System mehr Filme zu mieten waren. Auf der anderen Seite stellten sich die Videotheken auf das System ein, für das die meisten Nutzer vorhanden waren [vgl. Puffert 2000, S. 5f]. Insofern ist die Filmvermietung zwar kein ausschlaggebendes Kriterium, hat aber zur mengenmäßigen Dominanz von VHS beigetragen. Zudem war VHS günstiger und die Kassetten waren ebenfalls preiswerter und leichter zu erwerben, da sie auch im Supermarkt angeboten wurden. Damit war VHS einer größeren Anzahl von Anwendern zugänglich [vgl. Berg und Koch 2008, S. 858]. Kritiker dieses Beispiels argumentieren, dass der systematische Vorteil für VHS gegeben war und dass dies der entscheidende Grund für den „Triumph“ von VHS über Betamax gewesen ist. Insofern hat es nach dieser Auffassung auch keine Pfadabhängigkeit gegeben, sondern das beste Produkt hat sich durch das gezielte Verhalten der Anbieter am Markt durchgesetzt [vgl. Puffert 2000, S. 5f].

3.4 Lern- und Erfahrungskurven

Lern- und Erfahrungskurven werden eingesetzt, um die historische Kostenentwicklung von Technologien zu analysieren. Über eine Extrapolation der historischen Kostenentwicklung werden Erfahrungskurven auch für die Analyse zukünftiger Kostenentwicklung von Technologien eingesetzt [vgl. Neij et al 2003, S. 2ff, Fishedick und Nitsch 1999, S. 141]. Erste Erfahrungen mit der Lernkurve gehen auf die 30er Jahre zurück. Im Flugzeugbau wurde festgestellt, dass bei einer Verdopplung der Produktion die Arbeitskosten um einen bestimmten Prozentsatz sanken. Genau genommen wurde beobachtet, dass mit steigender kumulierter Produktionsmenge weniger Zeit für die Erledigung bestimmter Aufgaben benötigt wurde [vgl. Neij 1999, S. 22, Papineau 2006, S. 423]. Als Ursache für die Kostenreduktion wurde die steigende Fertigungserfahrung des Personals angesehen. Aus heutiger Sicht werden diese Erkenntnisse als Lernkurve bezeichnet und gelten im engeren Sinne für konkrete standardisierbare Einzelprodukte einer Firma. Später wurde das Konzept der Lernkurve ausgeweitet. Die Betrachtung blieb nicht allein auf den Arbeitskosten begrenzt, sondern wurde auf die Gesamtkosten, gesamte Industrien sowie Märkte ausgedehnt. Ferner zählt auch die Betrachtung von nicht standardisierten Produkten zur Ausweitung der Lernkurve. Da die neue, weitere Auslegung mehrere Parameter umfasst, wird sie, um sie von der Lernkurve zu unterscheiden, als Erfahrungskurve bezeichnet [vgl. Junginger 2005, S. 7]. Obwohl deutliche Unterschiede in den beiden Kurven bestehen, ist eine gewisse Gleichgültigkeit bei der Benutzung der Begriffe in der Literatur zu bemerken [vgl. Papineau 2006, S. 423, Isoard und Soria 2001, S. 622, Ibenholt 2002, S. 1182].

Eine Erfahrungskurve beschreibt, wie die Stückkosten mit der kumulierten Produktion sinken. Beginnend mit in der Regel hohen Kosten am Anfang einer Pilotfertigung sinken in den nachfolgenden Phasen Innovation und Diffusion die spezifischen Herstellungskosten [vgl. Barreto 2001, S. 18].

Der empirisch beobachtete exponentielle Zusammenhang zwischen den Kosten und der kumulierten Produktionsmenge kann mathematisch in folgender Form dargestellt werden [vgl. Nemet 2005, S. 3219, Fritsche et al 2004, S. 27] :

$$C_x = C_0 \cdot \left(\frac{P_x}{P_0} \right)^{-b}$$

- mit C_x spezifische Kosten zum Zeitpunkt X
 C_0 spezifische Kosten zum Zeitpunkt 0
 P_x kumulierte Produktion zum Zeitpunkt X
 P_0 kumulierte Produktion zum Zeitpunkt 0
 b Lernkoeffizient

$$PR = 2^{-b}$$

$$-b = \frac{\log PR}{\log 2}$$

$$LR = (1 - PR)$$

mit PR Fortschrittsrate

LR Lernrate oder Lernfaktor

Der zentrale Parameter der Lernkurvenformel ist der Exponent „b“. Der Parameter „b“ wird als Lernkoeffizient bezeichnet und kann benutzt werden, um die Fortschrittsrate PR (engl.: Progress Ratio) und die Lernrate LR zu berechnen. Die Fortschrittsrate gibt an, in welchem Maße sich die Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion reduzieren. Zum Beispiel sinken bei einer Fortschrittsrate von PR = 0,9 (90%) und einer Verdopplung der kumulierten Produktion die Kosten um 10%. Etwas verwirrend ist der Zusammenhang zwischen erreichbarer Kostenreduktion und Fortschrittsrate, da man doch hinter einer hohen Fortschrittsrate eine höhere Kostenreduktion vermuten würde. Weniger irreführend, wenn auch in der Literatur seltener angewandt, ist der Begriff der Lernrate oder des Lernfaktors (LR). Aus einer Fortschrittsrate von 0,9 folgt ein Lernfaktor von 0,1 (10%) und eine Kostenreduktion von 10% bei Verdopplung der kumulierten Produktion.

Im Bereich der Energietechnologien liegen zahlreiche Untersuchungen zu den Erfahrungskurven vor. Insbesondere Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen sind häufig Untersuchungsgegenstand von Studien. Im Mittel liegt nach McDonald und Schrattenholzer der LR von Energietechnologien zwischen 16 und 17% [vgl. McDonald und Schrattenholzer 2001, S. 256].

3.4.1 Darstellung der Erfahrungskurve

Die graphische Darstellung von Erfahrungskurven geschieht auf unterschiedliche Weise. Erfahrungskurven können in linearer (s. Abbildung 3.1) oder in doppelt-logarithmischer Form (s. Abbildung 3.2) abgebildet werden [vgl. Neij et al 2003, S. 3, Neij 1999, S. 22]. Die lineare Darstellung zeigt anfänglich sehr große Kostensenkungen, die im weiteren Verlauf mit zunehmender Erfahrung deutlich abflachen und darlegen, dass für eine weitere sichtbare Kostensenkung zunehmend mehr kumulierte Produktionsmengen abgesetzt werden müssen. In der doppelt-logarithmischen Darstellung hingegen erscheint die Erfahrungskurve als gerade Linie. Damit wird in dieser Darstellungsform ein eher kontinuierlicher Prozess der Kostensenkung illustriert. Die Erfahrungskurve ist in beiden Darstellungsformen abhängig von der Erfahrung ausgedrückt

in der Menge der hergestellten oder verkauften Einheiten und nicht direkt von der Zeit. Bei den Energieerzeugungstechnologien wird in der Regel die kumulierte installierte Leistung in Bezug zu den spezifischen Investitionskosten gesetzt. Alternativ werden auf der X-Achse auch die kumulierte Menge an erzeugter Energie (kWh), die kumulierte produzierte Leistung (kW) oder die kumulierte erzeugte/installierte Anzahl von Anlagen z.B. Windenergieanlagen verwendet. Auf der Y-Achse werden neben den Investitionskosten als Bezugsgröße auch die Stromerzeugungskosten benutzt [vgl. Junginger et al 2005, S. 139, Papineau 2006, S. 422].

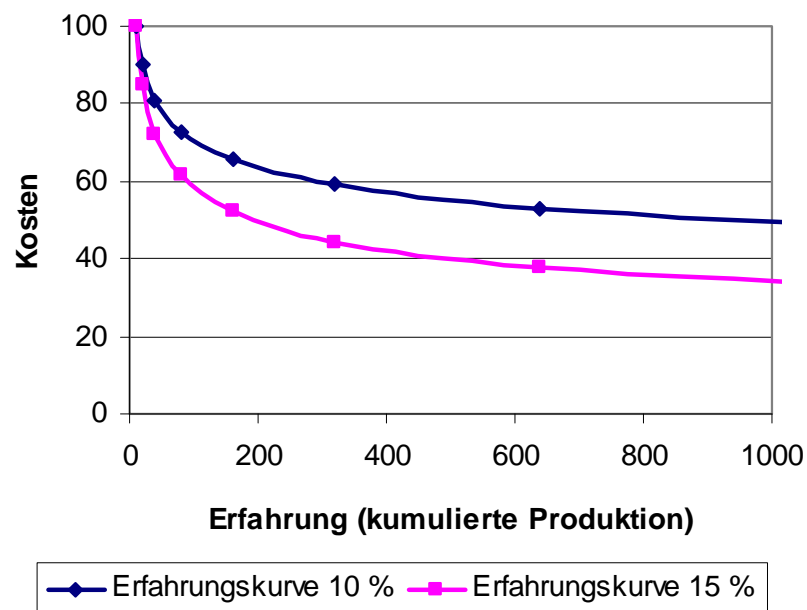


Abbildung 3.1: Lineare Darstellung einer Erfahrungskurve am Beispiel einer 10%igen und 15%igen Kostenreduktion.

Quelle: Eigene Abbildung.

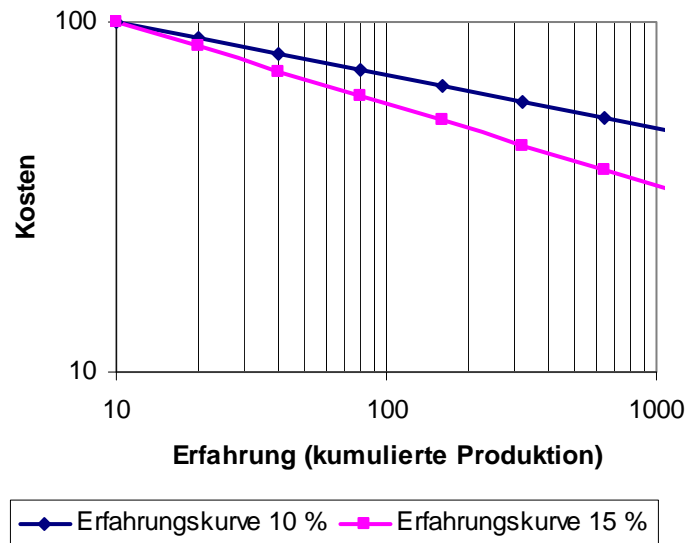


Abbildung 3.2: Doppelt-logarithmische Darstellung einer Erfahrungskurve am Beispiel einer 10%igen und 15%igen Kostenreduktion.

Quelle: Eigene Abbildung.

Aus dem Verlauf der Erfahrungskurve in der doppellogarithmischen Darstellung darf nicht falsch abgeleitet werden, dass die Kostenreduktionen kontinuierlich verläuft oder endlos fortgeführt werden können. Das wird allein dadurch deutlich, dass eine Kostenuntergrenze für jede Technologie existiert. In der Regel ist in der Anfangsphase während der Forschung und Entwicklung mit einer höheren Senkung der Kosten zu rechnen. Mit ansteigendem Reifegrad der Technologie wird es zunehmend schwieriger Verbesserungen und gleichzeitig Kostenreduktionen zu erzielen. Fritsche et al (2003) führen als ein Beispiel mit abweichenden Degressionsfaktoren in unterschiedlichen Entwicklungsphasen die Gasturbine auf. Beginnend mit einer Kostenreduktion von etwa 20% während der Forschungs- und Entwicklungsphase zwischen 1958 und 1963 verringert sich die Kostenreduktion auf etwa 10% in der anschließenden Kommerzialisierungsphase zwischen 1963 und 1980 und erreicht eine Lernrate von 3% bei der nachfolgenden Marktdurchdringung [vgl. Grübler et al 1999, S. 253, Fritsche et al 2004, S. 29]. Einen diskontinuierlichen Verlauf der Erfahrungskurve kann nach Neij (1999) ebenfalls durch einschneidende Verbesserungen einer Technologie hervorgerufen werden, die sich im Verlauf der Erfahrungskurve bemerkbar machen [vgl. Neij 1999, S. 24].

Einer anderen Auffassung sind Junginger et al (2005). Nach ihrer Meinung können sich zwar die beobachteten Kostenreduktionen mit der Zeit verlangsamen und auch stoppen, wenn eine Marktsättigung bzw. eine neue überlegene Technologie in den Markt eintritt. Der PR muss sich allerdings nicht zwangsweise ändern. Sie begründen ihre Aussage damit, dass für eine Vielzahl von Energietechnologien Erfahrungskurven bestehen, die keinen Knick im Verlauf aufweisen. Eine weitere Begründung ist für sie, dass die Zeit

als Variable in der Formel für die Erfahrungskurve nicht enthalten ist, sondern sich auf die kumulierte Produktion/Leistung bezieht [vgl. Junginger et al 2005, S. 136, Junginger 2005, S. 10].

3.4.2 Mechanismen hinter der Kostenreduktion

Als Ursache für die Kostenreduktion werden von den meisten Untersuchungen zu den Erfahrungskurven Lern- und Skaleneffekte identifiziert [vgl. Neij et al 2003, S. 2, Grübler et al 1999, S. 253, Ibenholt 2002, S. 1182]. Die Lerneffekte wiederum können nach unterschiedlichen Autoren weiter differenziert werden in [vgl. Junginger 2005, S. 5f, Smit et al 2007, S. 6432f]:

- learning by searching
- learning by doing,
- learning by using und
- learning by interacting

„Learning by searching“ ist der vorherrschende Lernmechanismus einer Technologie in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Bevor es zur Markteinführung einer Technologie kommt, werden ökonomische und technologische Verbesserungen durch Forschungsanstrengungen erreicht. Mitunter treten die Effekte des „learning by searching“ auch während der Demonstrationsphase und Anwendung in Nischenmärkten auf [vgl. Junginger 2005, S. 5].

Unter „learning by doing“ wird verstanden, dass mit einer Erhöhung der kumulierten Produktion gleichzeitig die Fähigkeiten sowie Fertigungskennnisse der Arbeiter steigen. Der Herstellungsprozess wird insgesamt durch die wiederkehrenden Tätigkeiten effizienter gestaltet. Das heißt, es wird weniger Zeit für einen bestimmten Arbeitsvorgang benötigt, was zu einer Reduktion der Arbeitskosten führt. Neben einer Verbesserung auf der Personalseite können auch Optimierungen im Ablauf der Herstellung oder im Materialeinsatz zu Kostensenkungen führen [vgl. Isoard und Soria 2001, S. 621].

Steigende Erfahrung im Umgang mit einer Technologie auf der Verbraucherseite kann ebenfalls zur Verbesserung einer Technologie beitragen. Dies kann durch Kritik oder Verbesserungsvorschläge an einer Technologie erreicht werden. Ferner können auch steigende Kenntnisse in der Bedienung einer Technologie zu sinkenden Kosten führen (z.B. Service- und Wartungskosten). In der Literatur werden diese Lerneffekte als „learning by using“ bezeichnet [vgl. Sanden und Azar 2004, S. 3, Barreto 2001, S. 17].

Als vierte Lernform wird das „learning by interacting“ genannt. Darunter ist die Verbesserung der Wechselbeziehung unter den Akteuren, z.B. Forschungseinrichtungen,

Industrie, Verbraucher, Politiker zu verstehen, die zu einer breiteren Diffusion von Wissen über eine Technologie führt [vgl. Junginger et al 2005, S. 135].

„Economies of scale“ treten ein, wenn sich durch ein erhöhtes Produktionsvolumen (z.B. Massenproduktion), die fixen Kosten auf eine größere Menge produzierter Einheiten verteilen. Dadurch verringern sich die Herstellungskosten einer erzeugten Einheit [vgl. Sanden und Azar 2004, S. 3]. Zu trennen davon ist das „upsizing“ einer Technologie, z.B. einer Windenergieanlage, das auch unter die Skaleneffekte gefasst werden kann. Durch eine höhere installierte elektrische Leistung ist es möglich, die spezifischen Investitionskosten zu senken [vgl. Junginger 2005, S. 6].

Als letzten Punkt werden „Economies of scope“ für die Ursache einer Kostenreduktion angeführt. Darunter werden Kostenreduktionen gefasst, die dadurch hervorgerufen werden, dass mit der Entwicklung und Verbreitung einer Technologie Nebenprodukte entstehen, die eine Senkung der Herstellungskosten des ursprünglichen Produkts ermöglichen können. Zur Veranschaulichung dieses Effekts können die Ölraffinerien mit ihren zahlreichen Nebenprodukten genannt werden [vgl. Sanden und Azar 2004, S. 3, Neij 1999, S. 23]. Die beschriebenen Ursachen für eine Kostenreduktion sind häufig nicht voneinander zu trennen. Sie treten in der Regel gleichzeitig als Kombinationen in den einzelnen Entwicklungsstufen einer Technologie auf.

Nach der Theorie zur Erfahrungskurve steigert sich also normalerweise die technische und ökonomische Leistungsfähigkeit einer Technologie, wenn die Nutzer und die Produzenten an Erfahrung im Umgang und in der Herstellung gewinnen [Junginger 2005, S. 6]. Neij et al (2003) hingegen berichten, dass Erfahrung nicht zwangsweise zu einer Kostenreduktion führen muss. Als eine weitere wichtige Einflussgröße für sowohl die Kostenreduktion als auch für den Erfahrungsgewinn wird die Marktnachfrage angesehen. Die Nachfrage am Markt wiederum ist abhängig von der Leistungsfähigkeit der Technologie auch unter einer Konkurrenzsituation. Insofern bietet der Erfahrungsgewinn im Umgang mit einer Technologie eher eine Möglichkeit zur Reduktion der Kosten und ist nicht als Garantie für solche zu verstehen [vgl. Neij et al 2003, S. 2].

Kernkraftwerke und fossil befeuerte Kraftwerke werden als ein Beispiel angeführt, dass Kostenreduktionen nicht gezwungenermaßen eintreten müssen. Aufgrund höherer Sicherheits- oder Umweltschutzanforderungen an die Technologie kann es zu Lernfaktoren größer als 1 und damit zu einem Anstieg der Kosten kommen [vgl. Barreto 2001, S. 16].

3.4.3 Kritik an der Erfahrungskurve

Neben der generellen Kritik, dass die Erfahrungskurve keine fundierte Theorie, sondern eher eine Methode ist, auf der Basis von historischen Daten eine Prognose der Kostenentwicklung von Technologien zu entwickeln, wird ebenso kritisiert, dass die Erfah-

runungskurven häufig nicht auf echten Kostendaten sondern auf Verkaufspreisen beruhen. Die Verkaufspreise basieren in der Regel nicht allein auf den Herstellungskosten, sondern schließen weitere Faktoren wie Marketing, Marktnachfrage und Konkurrenz mit ein. Von einer Kostenreduktion in der Herstellung kann in diesem Fall nur dann gesprochen werden, wenn die Gewinnmarge über den betrachteten Zeitraum der Erfahrungskurve konstant bleibt. Gründe für Abweichungen in der Differenz zwischen Preisen und Kosten können zum einen Bestandteil einer Preisstrategie sein oder zum anderen durch wesentliche Veränderungen einer Technologie, die zu einer deutlichen Absenkung der Kosten führt, hervorgerufen werden [vgl. Neij 1999, S. 24, Junginger et al 2005, S. 135].

Weiter wird kritisiert, dass frühe Kostenreduktionen aufgrund der Darstellung in Abhängigkeit der kumulierten Produktion bzw. kumulierten installierten Leistung von der Erfahrungskurve in der ursprünglichen Form nicht erfasst werden. Als Beispiel dienen die Erfolge zur Herstellung von PV-Zellen in Japan. Hier wurden bereits im Labor die Herstellungskosten um ca. 50% gesenkt, bevor es zu einer Errichtung von Demonstrationsanlagen gekommen ist. Folglich werden diese Erfolge auch nicht in den üblichen Graphiken zu den Erfahrungskurven von PV-Zellen in Japan dargestellt [vgl. Grübler et al 1999, S. 255].

Für den Vergleich von unterschiedlichen Untersuchungen zur Ermittlung von Erfahrungskurven einer Technologie ist darauf zu achten, dass sich die Betrachtung nicht nur auf die gleiche Technologie, sondern auch auf die gleiche Kostenart bezieht. So können Erfahrungskurven für die Investitions-, Betriebs- oder Erzeugungskosten ermittelt werden, die untereinander nur eingeschränkt miteinander vergleichbar sind. Zudem kann der Lernfaktor einer Technologie durch die Verwendung der produzierten bzw. installierten Einheiten beeinflusst werden.

3.5 Zusammenfassung technologischer Wandel

Die Erkenntnisse aus der neueren Innovationstheorie belegen, dass sich Technologien entlang bestimmter Pfade entwickeln. Systembezogene Neuerungen innerhalb der Pfade sind möglich, während grundlegende oder radikale Veränderungen unterdrückt werden. Innovationen die kompatibel mit dem bestehenden System oder Systemkomponenten sind, können sich gegenüber anderen Innovationen durchsetzen, bei denen diese Eigenschaft nicht ausgeprägt ist. Dabei muss die dominierende Technologie nicht unbedingt die bessere sein. Die Entwicklung von Technologien entlang von Pfaden wird an einigen Beispielen zusätzlich verdeutlicht. Technologien festigen ihre Entwicklung durch steigende Skalenerträge und die Quasi-Irreversibilität der Investitionen. Pfadabhängigkeiten, die durch einen besonders hohen Grad an Irreversibilität gekennzeichnet sind, werden als lock-in bezeichnet. Ein lock-in beschreibt einen Zustand, der nur schwer und

durch einen hohen Kostenaufwand überwunden werden kann. Zur Überwindung einer lock-in Situation werden in der Literatur Krisen der dominierenden Technologie, Regulierung, technologische Durchbrüche bei alternativen Technologien, Nischenanwendungen oder Wechsel in der Präferenz von Technologien genannt. Die Erkenntnisse aus der Innovationstheorie werden in dieser Arbeit später herangezogen, um die zweite Frage nach der Eignung von CCS als Brückentechnologie für den breiten Einsatz erneuerbaren Energieträger zu beantworten.

Mit den Lern- bzw. Erfahrungskurven liegt ein breit angewendetes Instrument vor, das für die Abschätzung der Kostenentwicklungen von Technologien eingesetzt wird. Für den Bereich der Energietechnologien müssen für eine Berechnung auf Basis der Lernkurven der Lernfaktor und die installierte kumulierte Leistung für die betrachteten Zeitpunkte bekannt sein. Die Kostenreduktionen basieren dabei im Wesentlichen auf Lern- und Skaleneffekten. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Erfahrungskurven eingesetzt, um einen Trend in der Kostenentwicklung von Kraftwerken ohne CCS, Kraftwerken mit CCS und erneuerbaren Energietechnologien bis zum Jahr 2050 aufzuzeigen. Dies erfolgt im Kapitel zur Berechnung der Vermeidungskosten.

4 Optionen zur CO₂-Minderung in der Stromerzeugung

Hauptverursacher der CO₂-Emissionen im Stromerzeugungssektor sind die mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerke. Zur Vermeidung bzw. Verminderung dieser CO₂-Emissionen bestehen mehrere Möglichkeiten. Dazu zählen Effizienzmaßnahmen auf der Erzeuger- und Nachfrageseite sowie der Einsatz erneuerbarer Energieträger. Darüberhinaus wird auch die Kernenergie als Möglichkeit zur Reduktion der CO₂-Emissionen in die Diskussion eingebracht. Für eine Reduzierung der CO₂-Emissionen kommen nicht allein die eben genannten Maßnahmen in Frage. In letzter Zeit wird vermehrt eine weitere Option zur CO₂-Verminderung in das Portfolio der Reduktionstechnologien aufgenommen. Dabei handelt es sich um die Speicherung des aus dem Verbrennungsprozess anfallenden Kohlenstoffdioxids. In der internationalen Klimaschutzdiskussion hat sich für diese Option der englische Begriff des „Carbon Capture and Storage“ (CCS) eingebürgert. Gleichbedeutend gehen die Bezeichnungen „CO₂-Sequestrierung“ oder „CO₂-Abtrennung und Speicherung“ einher.

Um einen generellen Überblick zu verschaffen, werden in diesem Abschnitt der Arbeit zunächst die unterschiedlichen Möglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung dargestellt. Es werden Effizienzmaßnahmen, die Wechselmöglichkeiten zu emissionsärmeren bzw. emissionsfreien Energieträgern und das Carbon Capture and Storage behandelt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den CCS-Technologien und den erneuerbaren Energiequellen. Für beide Themengebiete werden die technologischen Möglichkeiten, Potentialfragen und Kostenaspekte beleuchtet.

4.1 Energieeffizienz auf der Nachfrageseite

Der Strombedarf in Deutschland ist in den vergangenen Jahren stetig gestiegen. Der Stromanteil am Gesamtendenergieverbrauch betrug im Jahr 2007 ca. 22%. Zwischen 1993 und 2007 hat sich der Stromverbrauch in Deutschland von etwa 462 auf 541 TWh erhöht [vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 2009]. Das entspricht einem Anstieg von ca. 17%. Durch diese Entwicklung wurden die Erfolge in der Emissionsminderung durch den Einsatz effizienterer Kraftwerke und den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen zum Teil wieder kompensiert. Zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele dürfen zukünftige Aktivitäten nicht allein Aufgabe des Stromerzeugungssektors sein, sondern müssen Strom- bzw. Energieeinsparungen auf der Bedarfsseite mit einschließen.

Die Verteilung des Stromverbrauchs auf die Verbrauchergruppen Industrie, Verkehr, öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Haushalte sowie Handel und Gewerbe ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Die größte Stromnachfrage stammt aus dem industriellen Sektor. Von den 541 TWh aus dem Jahr 2007 entfielen ca. 255 TWh allein auf die Industrie. Zweitgrößter Verbrauchssektor waren in 2007 die privaten Haushalte. Der geringste Stromverbrauch unter den sechs Sektoren ist in der Landwirtschaft mit etwa 8 TWh zu erkennen (s. Abbildung 4.1). Im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008 ist der Stromverbrauch insgesamt zurückgegangen, an der Aufteilung des Stromverbrauchs nach Sektoren hat sich jedoch wenig geändert. Seit 2009 ist wieder ein Ansteigen des Stromverbrauchs zu beobachten.

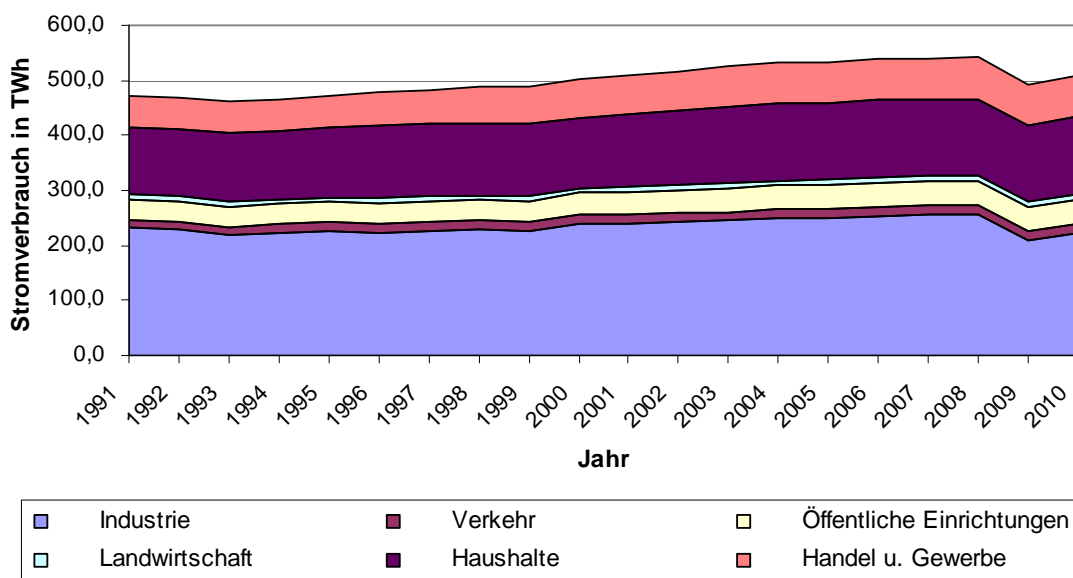


Abbildung 4.1: Stromverbrauch in Deutschland nach Sektoren 1991-2010.

Quelle: BMWi 2011.

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf die Energieeinsparmöglichkeiten in den Nachfragesektoren Industrie, Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Die Analyse der Einsparpotentiale basiert auf einer Auswertung vorliegender Studien. Es werden die technischen und wirtschaftlichen Einsparpotentiale dargestellt. Das technische Potential beschreibt die Einsparmöglichkeiten durch die Verwendung heute verfügbarer, sparsamer technischer Lösungen. Das wirtschaftliche Potential unterliegt zusätzlich einem Wirtschaftlichkeitskriterium. In der Regel wird zu diesem Zweck ein Zeitraum festgelegt, in dem sich die erforderlichen Investitionen in eine sparsamere Technologie über die eingesparten Energiekosten amortisieren müssen. Eine getrennte Darstellung der Einsparpotentiale in die einzelnen Endenergieformen erfolgt nicht. Es werden entweder die Gesamteinsparpotentiale oder, wo möglich die Stromeinsparpoten-

tiale analysiert. Diese Vorgehensweise schränkt allerdings den Vergleich der zitierten Einsparpotentiale ein.

Ohne eine Unterteilung in die einzelnen Nachfragesektoren zu unternehmen, erwähnen Matthes und Ziesing (2003) in ihrer Kurzstudie über Herausforderungen und Handlungsoptionen in der Energiewirtschaft ein Stromeinsparpotential von mindestens 10% für die nächsten 30 Jahre. Bezogen auf einen Stromverbrauch von ca. 500 TWh oder 1.870 PJ im Jahr 2002 würde dies einem Einsparpotential von etwa 50 TWh oder 187 PJ entsprechen. Dieses Einsparpotential ist nach Einschätzung der beiden Autoren nicht nur technisch möglich, sondern auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten realisierbar [vgl. Matthes und Ziesing 2003, S. 7]. Der Rat für nachhaltige Entwicklung (2003) nennt hingegen ein wirtschaftliches Stromeinsparpotential von 20% für die nächsten beiden Dekaden, ohne eine Differenzierung auf die Bedarfssektoren vorzunehmen [vgl. Rat für nachhaltige Entwicklung 2003, S. 18].

Detaillierter gehen andere Studien bei der Darstellung der Stromeinsparpotentiale vor. Dort werden die Einsparmöglichkeiten getrennt nach den Nachfragesektoren Industrie, und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Haushalte dargestellt. Zum Teil widmen sich die Studien der Untersuchung eines einzelnen Sektors.

4.1.1 Industrie

Unter den Nachfragesektoren stammt der größte Bedarf an elektrischer Energie aus der Industrie. Das BMWi (2011a) gibt den Stromverbrauch industrieller Prozesse für das Jahr 2010 mit insgesamt etwa 218 TWh an. Den größten Anteil am Strombedarf haben mechanische Anwendungen mit 151 TWh. Der Anwendungsbereich mit dem geringsten Stromverbrauch innerhalb der Industrie ist die Raumwärme mit etwa 1 TWh [vgl. BMWi 2011a]. Weitere Anwendungsbereiche sind Prozesswärme, Beleuchtung, Kälte sowie Information und Kommunikation. Tabelle 4.1 stellt den Stromverbrauch im Industriesektor für das Jahr 2010 dar.

Das technische Einsparpotential für energieintensive Prozesse der Industrie wurde von Cremer et al in einer Studie aus dem Jahr 2001 analysiert. In dieser Untersuchung sind die Einsparpotentiale für 38 energieintensive Prozesse zusammengestellt. Die untersuchten Prozesse haben insgesamt einen Energiebedarf von 1.215 PJ und entsprechen in etwa 50% des Energieeinsatzes in der deutschen Industrie für das Jahr 1998. Das von Cremer et al (2001) ermittelte technische Einsparpotential beläuft sich auf 191 PJ. Dieser Wert entspricht etwa 16% der 1998 eingesetzten Energie. Neben Strom umfasst dieser Wert auch Einsparungen beim Einsatz von Mineralölprodukten, Gasen sowie Wärme und ist daher nicht zu verwechseln mit den Stromeinsparpotentialen.

Tabelle 4.1: Stromverbrauch in der Industrie aufgeteilt nach Anwendungsbereichen 2010.

Anwendungsbereich	Stromverbrauch in TWh	Anteil in %
Mechanische Energie	150,7	69,2
Prozesswärme	37,5	17,2
Beleuchtung	10,4	4,8
Kälte	9,6	4,4
Raumwärme	0,9	0,4
Information und Kommunikation	8,8	4,0
Summe	217,9	100

Quelle: BMWi 2011a.

Unter der Vorgabe einer maximal fünfjährigen Amortisationszeit der getätigten Investitionen wird das wirtschaftliche Einsparpotential für die Industrieprozesse noch mit 64 bis 88 PJ bzw. 5 bis 7% angegeben. Hierbei handelt es sich um durchschnittliche Werte, die nicht von jedem Industriezweig erreicht werden. Die Spannweite der wirtschaftlichen Einsparpotentiale über alle betrachteten Industrieprozesse beträgt 2 bis 19% [vgl. Cremer et al 2001, S. 36ff, Fishedick et al 2002a, S. 140].

Weitere beachtliche Einsparpotentiale vor allem im Stromverbrauch bestehen im industriellen Bereich bei den Querschnittstechniken Druckluft, Pumpen und Ventilatoren, elektrische Antriebe und Beleuchtung. In diesen Bereichen beträgt das Einsparpotential etwa 127 PJ (35,3 TWh) oder 26% des Energieverbrauchs der untersuchten Industriezweige im Jahr 1998. Zusammen mit den Reduktionspotentialen für Raumwärme, Informations- und Kommunikationstechnologien, Warmwasser und Klimatisierung ergibt sich für die Industrie ein technisches Einsparpotential von insgesamt 528 PJ. Bezogen auf den Gesamtendenergiebedarf von etwa 2.400 PJ beträgt das technische Einsparpotential 22%. Davon können 10 bis 13% oder 246 bis 314 PJ wirtschaftlich umgesetzt werden [vgl. Cremer et al 2001, S. 36ff, Fishedick et al 2002a, S. 139f].

Jochem und Bradke (2005) untersuchen ebenfalls anhand ausgewählter Industrieprozesse die Einsparpotentiale in der deutschen Industrie. Die Anzahl der analysierten Prozesse ist allerdings deutlich geringer als bei Cremer et al (2001). Für die in beiden Studien analysierten Prozesse erzielen die Autoren bei den wirtschaftlichen und technischen Einsparpotentialen Ergebnisse mit guter Übereinstimmung [vgl. Jochem und Bradke 2005, S. 223]. Diese Aussage beschränkt sich jedoch auf die relativen Einsparpotentiale (in Prozent). Bei den absoluten Werten weichen die Einsparpotentiale nicht unerheblich voneinander ab, da die Studien mit unterschiedlichen Bezugsjahren und folglich mit

unterschiedlichen Energieeinsätzen arbeiten. Einen Überblick über die in beiden Untersuchungen enthaltenen Industrieprozesse und die Ergebnisse zu den Einsparpotentialen liefert Tabelle 4.2.

Tabelle 4.2: Energieverbrauch und Einsparpotential ausgewählter Industrieprozesse.

Industrieprozess	Energieverbrauch in PJ/a		Techn. Einsparpotential in %		Wirtschaftl. Einsparpotential in %	
	Jochem, Bradke 2005	Cremer et al 2001	Jochem, Bradke 2005	Cremer et al 2001	Jochem, Bradke 2005	Cremer et al 2001
Elektrostahl	25 ^a	27,8	20	20,9	5-10	5-10,1
Walzstahl	40 ^b	40,4	30	33,2	10-15	5-7,9
Zement	112 ^b	79,8	20	19,9	5-8	5-8
Glas	70 ^b	55,3	25	24,8	~12	9,9-11,9
Olefin	130 ^b	87	13	13	6-8	6-8
Primäraluminium	37 ^a	33	17-22	23,3	1-2	7,9-10
Chlor	38 ^a 4 ^c	40,5	4-15	46,7	-	5,4-8,9

^a Strom, ^b Endenergie, ^c Dampf

Quelle: basierend auf Jochem und Bradke 2005, S. 223, Cremer et al 2001, S. 36ff.

In zwei weiteren Untersuchungen wurden die Einsparpotentiale der Querschnittstechnologien analysiert. Nach diesen Untersuchungen liegt das wirtschaftliche Einsparpotential zwischen 31 und 61 TWh [vgl. Kruska und Mey 2005, S. 59ff, Schmid et al 2003, S. 241]. Die deutliche Spannbreite kommt durch eine unterschiedliche Untersuchungsbreite zustande. Kruska und Mey (2005) behandeln in ihrer Studie die Querschnittstechnologien Druckluft, Kälteversorgung und sonstige elektrische Antriebe, während Schmid et al (2003) zusätzlich die Bereiche Pumpen, Beleuchtung, Lüftung und Klima abdecken. Die Ergebnisse beider Untersuchungen lassen sich allerdings schlecht mit den Ergebnissen der zuvor erwähnten Studien vergleichen, da sie sich nicht auf einen Bedarfssektor konzentrieren, sondern die Einsparpotentiale der Querschnittstechnologien insgesamt für die Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen betrachten.

Die Stromeinsparpotentiale der einzelnen Bedarfssektoren wurden in einer Untersuchung an der Technischen Universität München ermittelt. Dieser Untersuchung zufolge beträgt das Stromeinsparpotential der Industrieprozesse etwa 1,3 TWh bzw. 4,7 PJ für die nächsten 20 Jahre [vgl. Wagner et al 2004, S. 96]. Damit unterscheidet sich das Er-

gebnis der TU München (2004) deutlich von den Ergebnissen der zuvor genannten Untersuchungen. Das Stromeinsparpotential wird dort allein für die Querschnittstechnologien mit 127 PJ angegeben. Zwar werden in der Münchener Untersuchung für einzelne Anwendungen, wie z.B. der Beleuchtung nicht zu vernachlässigende Einsparpotentiale genannt. Durch prognostizierte Verbrauchserhöhungen in den Informations- und Kommunikationstechnologien werden die Einsparungen bei der Beleuchtung zum Teil kompensiert und es kommt zu vergleichsweise bescheidenen Gesamteinsparpotentialen der Industrie.

Trotz einer Berücksichtigung der Kompensationseffekte kommt eine Studie von Greenpeace (2007) zu einem deutlich größeren Einsparpotential. Die Autoren der Greenpeace-Untersuchung (2007) beziffern das wirtschaftliche Einsparpotential industrieller Prozesse mit 21,5 TWh. Das größte Minderungspotential der Stromnachfrage wird in den Querschnittstechnologien Druckluft, Kälteerzeugung und sonstiger elektrischer Antriebe gesehen [vgl. Barzanty et al 2007, S. 42ff].

Nochmals höher als in der Greenpeace-Untersuchung beziffert der Sonderbericht des SRU (2011) die wirtschaftlichen Stromeinsparpotentiale. Die Angaben beruhen dabei auf Untersuchungen des UBA (2007) und des Wuppertal-Instituts (2006). Bei Umsetzung der dort aufgeführten Stromeinsparmaßnahmen könnten im Jahr 2015 der Stromverbrauch der Industrie um 41 TWh gesenkt werden. Weiterhin ist dargestellt, dass die Umsetzung der dargestellten Maßnahmen mit Kosteneinsparungen für den Verbraucher verbunden ist [vgl. Kaschenz et al 2007, S. 18 und Barthel et al 2006, S. 32 zitiert in SRU 2011, S. 195].

In einer weiteren Untersuchung der Prognos AG (2007) wird das wirtschaftliche Stromeinsparpotential für den Industriesektor mit 132 PJ bzw. 36,7 TWh angegeben. Für die Ermittlung des Potentials wurde unterstellt, dass nur Techniken eingeführt werden, die bereits heute verfügbar sind. Die Amortisationszeit der betrachteten Maßnahmen sollte dabei eine Dauer von acht Jahren nicht übersteigen [vgl. Seefeldt et al 2007, S. 94]. Ebenfalls über die Einschätzung der Greenpeace-Untersuchung (2007) liegt eine Gemeinschaftsstudie im Auftrag des BMU (2009). Diese Untersuchung beziffert das Stromeinsparpotential auf 114 PJ bzw. 31,7 TWh bis zum Jahr 2020. Betrachtet werden dabei eine Optimierung von Querschnittstechniken wie Druckluft-, Pumpen- oder Ventilatorsysteme sowie Einsparungen durch eine effiziente Beleuchtung. Zum größten Teil handelt es sich um wirtschaftliche Maßnahmen, die sich für den Investor innerhalb der durchschnittlichen Lebensdauern refinanziert [vgl. Pehnt et al 2009, S. 12f].

Beschränkt man sich auf die jüngeren Untersuchungen ab 2007 ergibt sich eine Spannbreite des Stromeinsparpotentials von 21,5 bis 41 TWh. Mit einem CO₂-Emissionsmix der deutschen Stromerzeugung von etwa 570 g_{CO2}/kWh für das Jahr 2008 [vgl. UBA 2011, S. 1] ergäbe sich daraus ein CO₂-Minderungspotential von 12 bis 23

Mio. t_{CO₂}. Es sind zwar in der Literatur mitunter höhere Einsparpotentiale dokumentiert (s.o.), die zu höheren CO₂-Minderungspotentialen führen würden. Diese Angaben beziehen sich jedoch nicht allein auf die Einsparpotentiale elektrischer Energie im industriellen Sektor, sondern können auch andere Energieträger oder Reduktionsmöglichkeiten in anderen Sektoren umfassen. Daher wurden diese Daten bei der Betrachtung der CO₂-Reduktionspotentiale nicht berücksichtigt.

Als ein Hindernis bei der Umsetzung der Einsparpotentiale wird der geringe Anteil der Energiekosten an den gesamten Produktionskosten angesehen. Der Anteil der Energiekosten ist seit den 80er Jahren bis 2003 von durchschnittlich 3% auf 1,7% gesunken. Das führt dazu, dass den Energiekosten in den Unternehmen selten der nötige Stellenwert zukommt, um Einsparungen auszulösen. Eher das Gegenteil ist der Fall. Energiekosten werden als gegeben und vielfach als vernachlässigbar akzeptiert. Hinzu kommt, dass Energiepreise schwanken, während für Löhne zukünftig Erhöhungen angenommen werden können. Es mangelte der Industrie somit bisher an genügend Anreizen für einen rationelleren Umgang mit der Energie [vgl. Landgreb et al 2003, S. 21, Jochem und Bradke 2005, S. 222, Kruska und Mey 2005, S. 59]. Ausnahmen in diesem Zusammenhang bilden die strom- bzw. energieintensiven Industriezweige, wie z.B. Anlagen zur Herstellung von Kupfer, Stahl oder Papier. Aus diesem Bereich kamen vermehrt Beschwerden über die in letzter Zeit gestiegenen Strompreise gekoppelt mit der Androhung die Produktion einzustellen oder ins Ausland zu verlagern. Auf der anderen Seite bieten höhere Strompreise mehr Spielraum, um Stromeinsparpotentiale in den Unternehmen wirtschaftlich umzusetzen. Jochem und Bradke (2005) folgern daraus, dass nicht die Energiepreise zu senken sind sondern die Energiekosten [vgl. Jochem und Bradke 2005, S. 223].

Zusätzlich werden als Gründe eine mangelnde technische Homogenität, die oft kapitalintensive Speziallösungen erforderlich macht, Schwierigkeiten bei der Zuordnung des Energieeinsatzes zu einzelnen Verursachern und folglich das Aufzeigen von Optimierungspotential und Mängel in der Organisation angeführt. Im Bereich der organisatorischen Gründe ist es vor allem das Fehlen einer eindeutigen Verteilung der Verantwortlichkeiten im Unternehmen [vgl. Kruska und Mey 2005, S. 59].

4.1.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der Endenergieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen teilt sich auf die folgenden Anwendungsbereiche auf:

- Prozesswärme,
- Raumwärme,
- mechanische Energie,
- Beleuchtung

- Kälte und
- Information und Kommunikation.

Tabelle 4.3 zeigt die Struktur des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Den größten Anteil am Stromverbrauch hat die Raumwärme mit über 40%. Der geringste Stromverbrauch in diesem Sektor wird durch die Raumwärme verursacht. Insgesamt betrug der Stromverbrauch im Jahr 2010 des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 140 TWh (s. Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Stromverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nach Anwendungsbereichen 2010.

Anwendungsbereich	Stromverbrauch in TWh	Anteil in %
Mechanische Energie	30,5	21,8
Prozesswärme	10,4	7,4
Beleuchtung	56,9	40,6
Kälte	11,2	8
Raumwärme	10,0	7,1
Information und Kommunikation	21,2	15,1
Summe	140,2	100

Quelle: BMWi 2011a.

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen werden die Stromeinsparpotentiale für die nächsten beiden Jahrzehnte mit 34% oder 46 TWh (Bezugsjahr 1998) beziffert [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 376]. Die Berechnung des Einsparpotentials beruht auf der Differenz zwischen der Energienachfrage in zwei untersuchten Szenarien für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Vom Wuppertal Institut (1999) ist ein Trendszenario und ein Einsparszenario bis jeweils 2020 entwickelt worden. Die größten Einsparmöglichkeiten wurden in den Bereichen Beleuchtung, Bürogeräte, Kommunikationstechniken, elektrische Antriebe, Kühlgeräte, Pumpen und Lüfter ermittelt [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002].

In Bürogebäuden kann eine bessere Ausnutzung des Tageslichts Energie bei der künstlichen Beleuchtung sparen und gleichzeitig den Arbeitskomfort erhöhen. Lassen sich Tageslichtsysteme aufgrund z.B. baulicher Einschränkungen nicht installieren, können Energieeinsparungen durch effizientere Beleuchtungstechniken gegenüber dem Verbrauch im Referenzjahr erreicht werden (z.B. Strahler mit Energiesparlampen, verspiegelte Leuchten). Die Studie des Wuppertal Institut (1999) ermittelt ein Stromeinsparpo-

tential im Bereich der Beleuchtung von 27% gegenüber der Referenzentwicklung. Das entspricht einer Minderung von ca. 12 TWh [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 377].

Gemeinden und Städte können bei der Straßenbeleuchtung zusätzliche Energieeinsparungen erzielen. Der Energieverbrauch ließe sich nach Angaben des Wuppertal Instituts (1999) um 3 bis 17% durch den Einsatz beleuchtungsabhängiger Funksteuerungen sowie durch Halbnachtschaltungen reduzieren. Ein Ersatz der Straßenbeleuchtung mit Quecksilber-Hochdrucklampen durch Natrium-Hochdrucklampen würde zu einer zusätzlichen Verminderung des Stromverbrauchs von ca. 40% führen [vgl. Osram 2007]. Weitere Energieeinsparungen lässt die LED-Technik vor allem bei Ampelanlagen erwarten. Insgesamt wird das Einsparpotential auf etwa 50% abgeschätzt. Allerdings wird erwartet, dass davon nur die Hälfte oder ca. 1,4 TWh umgesetzt werden können [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 378].

Der Einsatz effizienterer Kühlmöbel verspricht weitere Stromeinsparpotentiale. Ein Vergleich der schlechtesten mit den besten am Markt verfügbaren Geräten zeigt Verbrauchsdifferenzen von mehr als 50%. Unter der Annahme, dass sich die Verbrauchswerte des Bestands näher am Mittelwert als am schlechtesten Wert der am Markt zu erwerbenden Geräte befinden, ergäben sich noch Einsparungen von mehr als 40%. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Lebensdauer von Kühlgeräten und dem Erwerb von marktbesten Geräten im Falle einer Neuanschaffung wären bis 2020 Einsparungen von 1,5 TWh möglich [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 378].

Elektronische Geräte vor allem zur Datenverarbeitung und Kommunikation werden beim Ausschalten nicht komplett vom Stromnetz getrennt, sondern bleiben mit reduziertem Stromverbrauch in einem Ruhezustand. In der Vermeidung dieser so genannten Leerlauf- oder Stand-By-Verluste liegen weitere Einsparpotentiale. Bei der Anschaffung neuer Geräte sollte darauf geachtet werden, dass sich die Geräte komplett vom Netz trennen lassen oder einen geringen Stand-by-Verbrauch haben. Die höheren Anschaffungskosten der effizienteren Geräte können in der Regel durch Einsparungen beim Energieverbrauch über die gesamte Lebensdauer des Geräts ausgeglichen werden [vgl. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) 2003b, S. 94]. Das Einsparpotential im Bereich der Datenverarbeitung und Kommunikation allein im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen liegt nach Angaben des Wuppertal Instituts bei 7,7 TWh [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 378f].

Weitere Einsparmöglichkeiten können durch effizientere Heizungspumpen realisiert werden. Der Stromverbrauch ließe sich durch optimierte regelbare Heizungspumpen um 4,6 TWh bis zum Jahr 2020 senken. Im Bereich der Heizsysteme bestünde zusätzliches

Einsparpotential durch eine komplette Umstellung der elektrischen Heizsysteme auf nicht-elektrische Systeme von 3,6 TWh. Ein vollständiger Ersatz der elektrischen Warmwassererzeugung durch ebenfalls nicht-elektrische Systeme liefert ein Einsparpotential von 6,1 TWh [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 378f].

Im Vergleich deutlich geringere Einsparpotentiale liefert die Untersuchung von Wagner et al (2004). Nach dieser Studie liegen die Einsparpotentiale des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei insgesamt 5,4 TWh bis 2020. Das entspricht einer Reduktion von 4% bezogen auf den Stromverbrauch im Jahr 2002. Die größten Potentiale liegen demnach im Bereich der mechanischen Energie mit 5,9 TWh. Dass unter Berücksichtigung anderer Anwendungsbereiche, wie z.B. der Beleuchtung nicht ein erheblich größeres Gesamteinsparpotential erreicht wird, liegt an den relativ gering eingeschätzten Potentialen in den übrigen Bereichen und an dem steigenden Strombedarf für Informations- und Kommunikationstechnologien [vgl. Wagner et al 2004, S. 96].

Eine vom Umweltbundesamt beauftragte Untersuchung über eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland hat ebenfalls die Stromeinsparpotentiale im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen beleuchtet. Für die Bereiche mechanische Anwendungen, Beleuchtung sowie Informations- und Kommunikationstechnologien beträgt das technische Effizienzpotential ca. 43 TWh. Unter Einhaltung wirtschaftlicher Restriktionen könnte die Stromnachfrage in diesen Bereichen noch um 27 TWh reduziert werden [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 146]. Mit diesem Ergebnis liegt die Untersuchung des Umweltbundesamtes in etwa in der Größenordnung der in dem Bericht der Enquete-Kommission wiedergegebenen Einsparpotentiale.

Deutlich über den Zahlen von Wagner et al (2004) liegen die Ergebnisse aktuellerer Untersuchungen. Der SRU (2011) zitiert zwei Untersuchungen nach denen die Einsparpotentiale für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen im Jahr 2015 30 TWh betragen [vgl. Kaschrenz et al 2007, S. 18 und Barthel et al 2006, S. 33 in SRU 2011, S. 195]. Mit 20,6 TWh bis 2016 wird das technische Potential von Seefeldt et al (2007) angegeben. Davon lassen sich wirtschaftlich noch 16,1 TWh umsetzen [vgl. Seefeldt et al 2007, S. 83ff]. Zu einem identischen Einsparpotential gelangen Pehnt et al (2009). Allerdings wird eine Umsetzung des Potentials erst im Jahr 2020 und nicht wie bei Seefeldt et al (2007) in 2016 als möglich angesehen [vgl. Pehnt et al 2009, S. 9]. Insgesamt aber liegen die Ergebnisse der neueren Untersuchungen noch unterhalb der Potentialabschätzung von Fishedick et al (2002a).

Insgesamt ergibt sich auf Basis der ausgewerteten Literatur eine Spannbreite des technischen Einsparpotentials von 5,4 bis 46 TWh. Unter Annahme einer vollständigen Umsetzung der technischen Einsparpotentiale ergäbe sich unter Berücksichtigung eines CO₂-Emissionsfaktors des deutschen Kraftwerksmix von 570 g_{CO₂}/kWh eine CO₂-

Reduktion zwischen 3 und 26 Mio. t_{CO₂}. Es sei aber an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass eine direkte Vergleichbarkeit unter den dargestellten Einsparpotentialen nicht immer gegeben ist, da sich die Einsparpotentiale zum Teil auf unterschiedliche Jahre und damit auch auf unterschiedliche Stromnachfragen beziehen.

4.1.3 Private Haushalte

Im Jahr 2010 betrug der Energieverbrauch im Bereich der privaten Haushalte ca. 2.600 PJ. Dazu zählen der Verbrauch von Brennstoffen und Fernwärme zur Erzeugung von Raumwärme und der Einsatz elektrischer Energie zum Heizen, Warmwasserbereitung oder Kochen. Die Endenergienachfrage teilt sich in ca. 500 PJ (139 TWh) Strom und 2.100 PJ für Brennstoffe und Fernwärme auf. Unter den Anwendungsgebieten entfällt der größte Anteil mit etwa 75% des Endenergieverbrauchs auf die Raumheizung gefolgt von Warmwasser mit 11%. Weitere rund 7% werden durch die Bereitstellung von Warmwasser und sonstiger Prozesswärme verursacht [vgl. BMWi 2011a].

Eine Aufteilung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte für das Jahr 2010 ist in der folgenden Tabelle 4.4 enthalten. Dort ist der Verbrauch für unterschiedliche Anwendungen dargestellt. Nach dieser Übersicht fällt der größte Bedarf mit 51 TWh für die Prozesswärme an. Darunter sind z.B. Elektroherde oder die Warmwasserbereitung gefasst. Danach folgen die Anwendungen zur Erzeugung von Raumwärme. Der geringste Stromverbrauch ist im Bereich der mechanischen Energieerzeugung zu erkennen. Zu dieser Gruppe gehören Geräte mit Elektromotoren wie z.B. Ventilatoren, Waschmaschinen, Pumpen oder Abzugshauben. Insgesamt wird der Stromverbrauch der privaten Haushalte für das Jahr 2010 auf 141 TWh beziffert.

Tabelle 4.4: Stromverbrauch der privaten Haushalte aufgeteilt nach Anwendungsbereichen 2010.

Anwendungsbereich	Stromverbrauch in TWh	Anteil in %
Mechanische Energie	3,1	2,2
Prozesswärme	51,3	36,4
Beleuchtung	11,3	7,9
Kälte	25,8	18,3
Raumwärme	27,1	19,2
Information und Kommunikation	22,3	15,8
Summe	141	100

Quelle: BMWi 2011a.

Zur Senkung des Stromverbrauchs liegen im Sektor der privaten Haushalte die Einsparmöglichkeiten vor allem in der Vermeidung von Stand-by-Verlusten, dem Einsatz energiesparender elektrischer Haushaltsgeräte oder effizienteren Beleuchtungstechniken. Erste Erfolge durch die Einführung energiesparender Haushaltsgeräte wie Kühlschränke, Tiefkühltruhen sowie Spül- und Waschmaschinen und die Einteilung dieser in so genannte Effizienzklassen sind durch einen Anstieg der Ausstattung mit elektrischen Geräten im Haushalt kompensiert worden [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 376].

Der Energieverbrauch von Haushaltsgeräten eines typischen 2-Personen Haushaltes und die Einsparpotentiale sind in Tabelle 4.5 enthalten. In der Tabelle sind die Einsparungen dargestellt, die durch den Ersatz bestehender Geräte mit Neugeräten oder mit den sparsamsten am Markt verfügbaren Geräten erzielt werden können. Durch den Austausch mit Neugeräten könnten insgesamt ca. ein Viertel der im Haushalt verbrauchten elektrischen Energie eingespart werden. Wenn der Gerätebestand durch die effizientesten Geräte ersetzt wird, sind höhere Einsparungen möglich. Ein Strombedarf von 2.900 kWh könnte um über 50% auf ca. 1.340 kWh reduziert werden (s. Tabelle 4.5).

Tabelle 4.5: Einsparpotentiale eines 2-Personen Haushaltes.

Gerät	Altgerät in kWh	Neugerät in kWh	Einsparung in %	Bestgerät in kWh	Einsparung in %
Kühlschrank	370	240	35,1	122	67
Gefriergerät	550	390	29,1	171	68,9
E-Herd	440	400	9,1	300	31,8
Spülmaschine	440	300	31,8	238	45,9
Waschmaschine	220	180	18,2	112	49,1
Fernseher	170	104	38,8	104	38,8
Beleuchtung	270	220	18,5	81	70
Heizungspumpe	290	230	20,7	125	56,9
Kleingeräte	150	120	20	90	40
Summe	2.900	2184	24,7	1343	53,7

Quelle: Deutscher Bundestag 2002, S. 327.

Geräte der Unterhaltungselektronik werden selten komplett vom Netz getrennt und verbrauchen selbst im Ruhezustand Strom (Stand-by-Verluste). In der Vermeidung dieser Stand-by-Verluste liegen weitere Einsparpotentiale, die ohne großen investiven Aufwand kurzfristig durch z.B. Verhaltensänderungen erschlossen werden können. Weitere Möglichkeiten zur Vermeidung bzw. Reduktion der Leerlaufverluste sind wie bereits in Kapitel 4.1.2 aufgeführt, Geräte, die sich komplett vom Netz trennen lassen oder Gerä-

te, die einen geringen Stand-by-Verbrauch aufweisen [vgl. Wuppertal Institut 1999 in Deutscher Bundestag 2002, S. 378f]. Der Stromverbrauch durch Stand-by-Verluste wird vom SRU (2004) in privaten Haushalten in Deutschland auf ca. 20 TWh geschätzt und als einfach zu vermeiden angesehen [vgl. SRU 2004, S. 34].

Etwas geringer bewerten Wagner et al (2004) die Einsparpotentiale im Bereich der privaten Haushalte. In ihrer Untersuchung gehen Wagner et al (2004) von einem Stromeinsparpotential von ca. 16 TWh aus. Dieser Wert schließt bereits die Möglichkeiten durch die Vermeidung von Stand-by-Verlusten mit ein. Gute Reduktionsmöglichkeiten werden in den Bereichen mechanische Energie und Prozesswärme gesehen. Dort beträgt das Einsparpotential zusammen über 20 TWh. Dass es durch die Beiträge in anderen Bereichen dennoch nicht zu einem deutlich höherem Einsparpotential kommt, liegt an den gering eingeschätzten Einsparpotentialen für die Beleuchtung und den für die Zukunft erwarteten, steigenden Bedarf für die Informations- und Kommunikationstechnologien [vgl. Wagner et al 2004, S. 96]. Eine weitere Ursache für die Abweichung in den Einsparpotentialen könnte in den unterschiedlichen Untersuchungsjahren liegen. Insgesamt jedoch ermitteln Wagner et al (2004) im Vergleich zu den anderen Nachfragesektoren das mit Abstand höchste Potential zur Minderung der Stromnachfrage für den Bereich der privaten Haushalte.

Zu einer anderen Einschätzung der Möglichkeiten zur Minderung der Stromnachfrage als Wagner et al (2004) kommt eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (2002). Dort wird das technische Einsparpotential mit ca. 237 PJ (66 TWh) angegeben. Dieser Wert umfasst neben elektrischer Energie auch andere Energieträger, allerdings wird in den untersuchten Anwendungen überwiegend Strom als Energieträger eingesetzt, so dass hier im Wesentlichen vom Stromeinsparpotential auszugehen ist. Das wirtschaftliche Einsparpotential wird mit 179 PJ (49 TWh) beziffert. Die größten Einsparpotentiale liegen laut dieser Untersuchung bei der elektrischen Warmwasserbereitung mit 45 PJ (12,5 TWh) und der Vermeidung von Stand-by-Verlusten mit 41 PJ (11 TWh) [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 153]. Die mechanischen Anwendungen, die bei Wagner et al (2004) noch das größte Potential ausgemacht haben, werden von Fishedick et al (2002a) mit 3 TWh verhältnismäßig gering eingestuft.

Im Sonderbereich des SRU (2011) wird das wirtschaftliche Einsparpotential bis zum Jahr 2015 auf 40 TWh beziffert. Hier wird jedoch im Unterschied zum Bericht des SRU aus 2004 ein deutlich geringeres Einsparpotential durch Vermeidung von Stand-by-Verlusten gesehen [vgl. Kaschenz et al 2007, S. 18 und Barthel et al 2006, S. 34 in SRU 2011, S. 195]. Weitere Einsparpotentiale sind in den Untersuchungen von Seefeldt et al (2007) und Pehnt et al (2009) genannt. Nach Pehnt et al (2009) belaufen sich die Stromeinsparpotentiale bis zum Jahr 2020 auf ca. 24 TWh [vgl. Pehnt et al 2009, S. 5]. Ein etwas größeres technisches Einsparpotentiale ermitteln Seefeldt et al (2007). In ihrer Untersuchung wird das technische Einsparpotential mit 26,4 TWh angegeben. Davon

sind bis 2016 noch 21,4 TWh wirtschaftlich umsetzbar [vgl. Seefeldt et al 2007, S. 48ff].

Insgesamt liefert die untersuchte Literatur ein technisches Einsparpotential im Sektor der privaten Haushalte von 16 bis 66 TWh. Allerdings ist auch hier zu erwähnen, dass die Werte nur eingeschränkt miteinander vergleichbar sind, da sich die Untersuchungen auf unterschiedliche Jahre beziehen. Unter Verwendung des CO₂-Emissionsfaktors des deutschen Kraftwerksmix für das Jahr 2008 (570 g_{CO₂}/kWh) und der Annahme einer vollständigen Umsetzung der ermittelten Einsparpotentiale würde sich für den Sektor der privaten Haushalte ein CO₂-Minderungspotential von 9 bis 38 Mio. t_{CO₂} ergeben.

4.1.4 Zusammenfassung Energieeffizienz auf der Nachfrageseite

Eine Analyse der Literatur hat gezeigt, dass nicht unerhebliche Potentiale zur Minderung des Strombedarfs auf der Nachfrageseite bestehen. Die größten Potentiale scheinen im Bereich der privaten Haushalte gefolgt vom Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zu liegen. Die analysierte Literatur liefert insgesamt ein Stromeinsparpotential von 42 bis 153 TWh. Diese Spannbreite entspricht einem CO₂-Reduktionspotential von 25 bis 87 Mio. t_{CO₂} (Bezugsjahr 2008) und einem Anteil von 3 bis 10% der von Deutschland im Jahr 2008 emittierten CO₂-Emissionen. Bis zu 10% der CO₂-Emissionen könnten also in Deutschland durch Stromeinsparungen auf der Nachfrageseite erzielt werden. In Bezug auf die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung entspricht das CO₂-Reduktionspotential einem Anteil zwischen 8 und 27%. Die anrechenbare CO₂-Emissionsreduktion kann dabei je nach Zeitpunkt der Umsetzung einer Effizienzmaßnahme mit dem Emissions-Mix im deutschen Kraftwerkspark variieren und ist somit dynamisch zu betrachten.

Die obere Grenze der erreichbaren Emissionsreduktion über Stromspamaßnahmen bedeutet aber auch, dass ein Erreichen des Reduktionsziels von 40% bis 2020 alleine über Umsetzung von Stromeinsparmaßnahmen nicht darstellbar ist. Zur Einhaltung der Zielvorgaben müssen weitere Maßnahmen ergriffen werden. Dass eine Verringerung dennoch ein wichtiger Baustein zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft ist, zeigen Berechnungen des SRU (2011). Diese Berechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass die Kosten einer regenerativen Vollversorgung umso geringer ausfallen je geringer die Gesamtstromnachfrage ist. Der SRU (2011) sieht daher in einem sparsamen Umgang mit Strom die kostengünstigste verfügbare Brückentechnologie für die Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energiequellen [vgl. SRU 2011, S. 197]. Auch wenn die Einsparpotentiale auf der Nachfrageseite alleine nicht ausreichen werden, um die gesetzten Reduktionsziele zu erreichen, bildet der effiziente Umgang mit Energie einen unerlässlichen Bestandteil einer nachhaltigen Energiewirtschaft.

Trotz der vorhandenen Potentiale und der in einigen Bereichen scheinbar leichten Umsetzbarkeit von Effizienzmaßnahmen auf der Verbraucherseite zeigt der Trend des Stromverbrauchs seit 1999 mit einer Ausnahme in 2009 in eine entgegen gesetzte Richtung (s. Abbildung 4.1).

4.2 Energieträgerwechsel

Neben einer Senkung der Stromnachfrage kann eine Reduktion der CO₂-Emissionen ebenfalls durch Maßnahmen auf der Erzeugungsseite erreicht werden. Ein Ansatz zur CO₂-Vermeidung ist, die CO₂-intensiven Energieträger durch weniger klimaschädliche oder CO₂-freie Energieträger zu ersetzen. Dies könnte zur Erreichung gesetzter Klimaschutzziele insbesondere dann zielführend sein, wenn die Stromerzeugung im Wesentlichen auf fossilen Energieträgern mit einem hohen Kohlenstoffgehalt basiert. Auf der anderen Seite wäre ein „blinder“ Ersatz von Kraftwerken wenig zweckmäßig, wenn die neuen Kraftwerke nicht dem Bedarfsmuster entsprechend Strom liefern können. Es ist somit ebenfalls sicherzustellen, dass die Erzeugungsseite dem Bedarf entsprechend Energie bereitstellen kann.

Zusätzlich zu den klimapolitischen Anforderungen dürfte eine Stilllegung bestehender Kapazitäten erst dann zu erwarten sein, wenn Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, Sicherheitsmängel einen Weiterbetrieb nicht erlauben würden oder das Ende der technischen Lebensdauer erreicht ist. Letzteres dürfte in Deutschland mittelfristig für den Neubau von Anlagen zur Stromversorgung sorgen, zumindest wenn man den Aussagen einiger Studien folgt. Demnach besteht in Deutschland ein Ersatzbedarf an Kraftwerken von 20 GW bis 2020 [vgl. Landgrebe et al 2003, S. 9] und 50 GW bis 2030 [vgl. Matthes und Ziesing 2003, S. 2]. Andere Untersuchungen hingegen schätzen den Ersatzbedarf auf 2,4 bis 33 GW für den Zeitraum bis 2020 und bis 2030 wird der Erneuerungsbedarf auf 50 bis zu 80 GW beziffert [vgl. SRU 2009, S. 6]. Die Spannbreiten der Schätzungen lassen vermuten, dass zum Teil erhebliche Flexibilitätsreserven bei der Lebensdauer von Kraftwerken bestehen. Durch Modernisierungs- bzw. Nachrüstungsmaßnahmen kann die technische Lebensdauer von älteren Kraftwerken deutlich verlängert werden [vgl. SRU 2009, S. 6]. Mit dem Bedarf an neuen Kapazitäten besteht nicht nur eine Chance den alternden Kraftwerkspark zu erneuern, sondern sich gleichzeitig strategisch für klimapolitische Zielsetzungen z.B. durch den Einsatz kohlenstoffarmer Energieträger zu positionieren.

Die beiden folgenden Abschnitte konzentrieren sich auf die Möglichkeiten zur CO₂-Reduktion durch einen Wechsel von emissionsreichen Energieträgern wie z.B. Stein- oder Braunkohle zu emissionsfreien bzw. emissionsarmen Energieträgern. Die Unterscheidung in emissionsfreie und emissionsarme Energieträger hat insofern eine Bedeutung, als dass jeder Energieträger CO₂ (und andere Luftschadstoffe) emittiert, wenn der

über den gesamten Lebenszyklus einer Energieerzeugungsanlage anfallende Energieaufwand berücksichtigt wird. Diese Emissionen stammen z.B. aus der Herstellung der Materialien für die Anlage, der Gewinnung und dem Transport des eingesetzten Energieträgers oder dem Rückbau der Anlage. Je nach Herkunft der Materialien und eingesetzten Energieträger sowie dem Standort der Anlage können unterschiedliche Emissionen zugerechnet werden [vgl. Fritsche 2007, S. 7ff]. Dies ist so lange der Fall, bis das komplette Energiesystem auf emissionsfreien Energieträgern beruht. Bis dahin gäbe es nach dieser Betrachtungsweise keine emissionsfreien Energieträger.

Beschränkt sich die Betrachtung dagegen nur auf den Betrieb einer Anlage, gibt es eine Reihe von Energieträgern, die keine Treibhausgase emittieren. Dazu zählen die erneuerbaren Energiequellen und auch die Atomenergie. Die Bioenergieträger gelten auch als CO₂-neutral, da sie nur das CO₂ freisetzen, das während der Wachstumsphase in der Biomasse gebunden wurde. Erdgas ist als kohlenstoffhaltiger Energieträger – unabhängig von der gewählten Sichtweise – den emissionsarmen Energieträgern zuzuordnen.

Mit einem Wechsel des Energieträgers geht in der Regel ein Wechsel der eingesetzten Technologie einher. Nach jetzigem Stand des Wissens ist es nicht möglich, die bestehenden Erzeugungstechnologien ohne erheblichen zusätzlichen Aufwand auf den Betrieb mit anderen Energieträgern umzustellen. Meistens sind dazu umfassende Anpassungsmaßnahmen oder Neubauten von Kraftwerken vorzusehen. Bei einer Umstellung von z.B. Kohle auf Erdgas wäre die logische Konsequenz der Einsatz von Gasturbinen, da Erdgas effizienter in Gasturbinen zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann. Daraus ist zu ersehen, dass dieses Kapitel in enger Verknüpfung mit Kapitel 4.3 steht, in dem die Optionen der Wirkungsgradverbesserung und neue Technologien behandelt werden und eine klare Abgrenzung dieser beiden Kapitel bzw. der Minderungsmaßnahmen nicht immer möglich ist.

In einigen Fällen können bei der Umstellung der Brennstoffe die wesentlichen Komponenten beibehalten werden. Dies ist zutreffend für die Beimischung von Ersatzbrennstoffen zur eingesetzten Kohle. In der Regel sind dann aber ergänzende Maßnahmen wie z.B. eine zusätzliche Abgasreinigung erforderlich.

Tabelle 4.6 zeigt die im Bau befindlichen und die geplanten Kraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2018. Nach dieser Übersicht werden momentan ca. 35 GW neue Kraftwerksleistung geplant, die bis zum Jahr 2018 den kommerziellen Betrieb aufnehmen sollen. Den größten Anteil gemessen an der elektrischen Leistung mit über 19 GW machen dabei die Planungen von Steinkohlekraftwerken aus. An zweiter Stelle folgen Erdgaskraftwerke mit knapp über 10 GW und an dritter Braunkohlekraftwerke mit etwa 5,7 GW. Bis auf die Atomenergie sind für alle fossilen Energieträger in der deutschen Stromversorgung neue Kraftwerksleistungen vorgesehen. Nicht enthalten sind in der Übersicht die geplanten Projekte zur Nutzung der Offshore-Windenergie. Die elektri-

sche Leistung der geplanten deutschen Offshore-Windparks beträgt in den meisten Fällen mehr als 100 MW in der Pilotphase. Sie haben im Gegensatz zu den Anfängen der Windenergienutzung einen „Kraftwerks-Charakter“ erreicht.

Tabelle 4.6: Geplante oder im Bau befindliche Kraftwerke in Deutschland.

Energieträger	Kumulierte Leistung in MW
Steinkohle	19.393 ^a
Braunkohle	5.735 ^a
Gas (Erdgas, Gicht-/Koksgas)	10.055 ^b

Quelle: ^a DUH 2010, ^b SRU 2011, S. 133.

Die Summe der geplanten Kraftwerksleistung bis 2012 stimmt relativ gut mit dem zuvor erwähnten Bedarf an Kraftwerkskapazitäten von 33 GW bis 2020 überein. Allerdings lässt sich auf Basis der Planungsübersicht zumindest mittelfristig keine Abkehr von einem der bisher eingesetzten Energieträger erkennen. Es scheint, als würde die Chance auf emissionsarme Energieträger umzusteigen nicht in Betracht gezogen werden.

Im folgenden Abschnitt der Arbeit werden die Möglichkeiten eines verstärkten bzw. fortgeführten Einsatzes der Atomenergie und der Ersatz von Kohle mit CO₂-ärmeren Energieträgern wie z.B. Erdgas dargestellt. Die Möglichkeiten des Einsatzes erneuerbarer Energien und der CO₂-Abscheidung und -Speicherung werden jeweils in einem separaten Kapitel analysiert, da diese Technologien einen Schwerpunkt in dieser Arbeit bilden.

4.2.1 Wechsel von Kohle zu Erdgas

In Deutschland wird Erdgas als Energieträger bisher für die Wärmeerzeugung z.B. über Brennkessel, zur Stromerzeugung (bzw. kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung) z.B. über Blockheizkraftwerke (BHKW) und Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) und als Kraftstoff im Verkehrssektor genutzt. Der Anteil von Erdgas an der Stromversorgung lag im Jahr 2008 bei ca. 83 TWh (Bruttostromerzeugung) und ist verglichen mit den Anteilen anderer fossiler Energieträger an der Stromerzeugung eher gering. Zwar ist der Anteil von Erdgas an der Bruttostromerzeugung seit Anfang der 90er Jahre tendenziell gestiegen, doch mit gut 13% liegt der Anteil an der Bruttostromerzeugung noch deutlich unter den Anteilen von Braunkohle mit 23% und Steinkohle mit 20% [vgl. BMWi 2009].

Ein Vorteil des Erdgases gegenüber Stein- und Braunkohle sind die aus umwelt- und klimapolitischer Sicht günstigeren brennstoffspezifischen CO₂-Emissionswerte. Bei einem Ersatz von steinkohle- zu erdgasgefeuerten Kraftwerken würden sich die spezifischen Emissionen um etwa 40% verringern. Bei einem Ersatz von Braunkohle wären es ca. 50% [vgl. Umweltbundsamt 2006, S. 1].

Wird in diese Betrachtung der höhere Wirkungsgrad von erdgasbetriebenen GuD-Anlagen einbezogen, liegt der Rückgang der CO₂-Emissionen im Vergleich zu einem Kohlekraftwerk mit Dampfturbinenprozess mit ca. 60% noch deutlich höher [vgl. SRU 2004, S. 27]. In derselben Größenordnung liegen Berechnungen des Öko-Instituts, die zu CO₂-Einsparungen von ca. 55% kommen, wenn eine Kilowattstunde Strom aus einem Steinkohlekraftwerk mit einer Kilowattstunde aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk ersetzt wird. Selbst wenn aus Russland importiertes Erdgas mit relativ hohen Förder- und Transportverlusten in den Vergleich eingeschlossen wird, bleibt der spezifische CO₂-Austoss der Stromerzeugung auf Erdgasbasis deutlich unter dem der Kohle [vgl. Fritsche 2003, S. 6]. Eigene Berechnungen kommen zu einem ähnlichen Ergebnis. Würde der Strom aus einem Kohlekraftwerk durch ein heute verfügbares Erdgas-GuD substituiert, ließen sich ca. 54% der spezifischen CO₂-Emissionen vermeiden (s. Tabelle 4.14).

Unter klimapolitischen Gesichtspunkten scheint es also durchaus zweckmäßig, einen Primärenergieträgerwechsel von der Kohle zum Erdgas zu befürworten. Auf diese Weise könnten erhebliche Mengen an CO₂ eingespart werden.

Neben den ökologischen Argumenten sprechen auch ökonomische Aspekte für den Ersatz von Kohlekraftwerken durch GuD-Anlagen. Diese Schlussfolgerung kann zumindest aus den Ergebnissen einer Studie gezogen werden, nach der die Stromgestehungskosten von erdgasbetriebenen Kraftwerken unter den Kosten von Stein- und Braunkohlekraftwerken liegen. Unterstellt wurde bei dieser Berechnung eine Inbetriebnahme des Kraftwerks im Jahr 2015 mit den verbundenen Kostenentwicklungen der Energieträger und der Anlageninvestitionen sowie ein CO₂-Emissionszertifikatspreis von 20 €/t_{CO₂}. Die Untersuchung kommt weiter zu dem Ergebnis, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen Erdgaskraftwerke auch im Grundlastbetrieb Strom zu geringeren Kosten als Kohlekraftwerke erzeugen können [vgl. Matthes und Ziesing 2003, S. 10]. In eine ähnliche Richtung tendieren die Ergebnisse von Leyva und Lekander (2003). Dort wurde berechnet, dass ab einem Zertifikatspreis von 25 €/t_{CO₂} neu errichtete GuD-Kraftwerke auf Erdgasbasis geringere Erzeugungskosten aufweisen als der fortgeführte Betrieb von bestehenden Kohlekraftwerken [vgl. Leyva und Lekander 2003, S. 5]. Vor dem Hintergrund eines beginnenden CO₂-Emissionshandels in Europa scheint zumindest auf Basis der erwähnten Studien auch aus ökonomischer Sicht ein verstärkter Einsatz von erdgasbetriebenen Kraftwerken bzw. Ersatz von kohlegefeuerten Einheiten mit Erdgaskraftwerken sinnvoll.

Ein zusätzlicher Vorteil von Erdgas ist das deutschland- als auch europaweite breit verzweigte Erdgaspipelinesystem, mit dem das Erdgas weitgehend ohne Belastung anderer Transportwege zum Verwendungsort befördert werden kann. Allein in Deutschland beträgt die Länge des Erdgasnetzes ca. 375.000 km [vgl. Krey et al 2005, S. 55]. Der Einsatz von Erdgas hätte einen weiteren ökologischen Vorteil, da zusätzliche durch den Transport verursachte Belastungen wie Lärm und Abgase vermieden werden könnten.

Dass Erdgas dennoch nicht als alleinige Lösung einer nachhaltigen Energiewirtschaft angesehen werden kann, liegt im Wesentlichen daran, dass langfristige Emissionsreduktionsziele von 80% oder mehr allein mit einer Umstellung der Stromversorgung auf Erdgas nicht zu erreichen sind. Zweitens ist Erdgas ein endlicher Energieträger und drittens sollte bei einer Umstellung von Kohle auf Erdgas vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit darauf geachtet werden, dass die Abhängigkeit von einem Energieträger nicht zu groß wird. Das ist insbesondere dann zu beachten, wenn eine Nation wie Deutschland nur auf sehr beschränkte eigene Vorkommen zurückgreifen kann und der Energieträger zwangsweise zum größten Teil aus anderen Nationen importiert werden muss.

Das Argument der Versorgungssicherheit gewinnt um so mehr an Bedeutung, wenn zusätzlich die weltweite Verteilung der Erdgasreserven betrachtet wird. Die größten Vorkommen befinden sich in den Staaten der ehemaligen Sowjetunion und den OPEC-Staaten. Für die europäischen Erdgasreserven wird davon ausgegangen, dass diese mittelfristig aufgebraucht sein werden und nicht mehr zur Verfügung stehen. Die statische Reichweite der europäischen Erdgasreserven beträgt ca. 13 Jahre [vgl. Hille und Pfaffenberger 2004, S. 5-5]. Werden bis dahin keine neuen Erdgasvorkommen in Europa erschlossen, wäre Deutschland von Erdgasimporten aus Regionen abhängig, deren politische Stabilität nicht immer gewährleistet ist.

Sich ankündigende Schwierigkeiten bei der Gaslieferung wurden Ende 2006 bzw. Anfang 2007 deutlich, als der russische Gasversorger drohte den Gastransport nach Weißrussland einzustellen, falls ein zum Jahresende auslaufender Vertrag nicht zu geänderten Konditionen erneuert würde. Ein wesentlicher Gegenstand des neuen Liefervertrags war die Anpassung des Gaspreises an das Weltmarktpreisniveau. Dies entsprach mehr als einer Verdoppelung der vorherigen Bezugskonditionen für Weißrussland. Als Gegenreaktion drohte Weißrussland die Weiterleitung des Erdgases nach Europa zu unterbrechen, da ohne einen Liefervertrag mit Russland auch kein Vertrag zur Nutzung der Erdgaspipelines durch Weißrussland bestehe. Direkt betroffen von einer Unterbrechung wären neben Deutschland auch Polen und Litauen gewesen [vgl. Spiegel 2007]. Obwohl es in Deutschland nicht zu kritischen Lieferengpässen gekommen ist, verdeutlicht dieses Beispiel, dass nicht allein Schwierigkeiten mit dem Gasanbieter Lieferengpässe hervorrufen können, sondern auch Konflikte mit Gastransitländern zu Lieferschwierigkeiten führen können.

Momentan laufen in Europa mehrere Vorhaben um die Erdgastransportinfrastruktur weiter auszubauen, die zum Teil auch die deutsche Erdgasinfrastruktur betreffen. Dabei geht es vor allem um die Erschließung oder den besseren Zugang zu den Erdgasvorkommen in Russland und im Mittleren Osten und somit um eine Sicherstellung der Erdgasversorgung Europas. Insgesamt befinden sich mehr als 7.000 km Erdgaspipelines in der Planung. Die wesentlichen Pipeline-Projekte sind in Tabelle 4.7 aufgeführt.

Tabelle 4.7: Pipeline Projekte in der EU.

Name	Länge in km	Kapazität in Mrd m ³ /a	Verlauf
Balgzand-Bacton (BBL)	235	10	NL-GB
Medgaz	747	8	ESP-ALG
Galsi	900	8-10	ALG-SAR- I
Nabucco	3.400	25-30	TUR-AUS
Greenstream	520	8	LIB-I
North European Gas Pipeline	1.200	19-30	RUS-GER
Britpipe	1.200	20	NOR-GB

NL: Niederlande, GB: Großbritannien, ESP: Spanien, ALG: Algerien, SAR: Sardinien, I: Italien, TUR: Türkei, AUS: Österreich, LIB: Libyen, RUS: Russland, GER: Deutschland, NOR: Norwegen.

Quelle: Daten basierend auf Krey et al 2005, S. 54.

Neben dem Transport von Erdgas in gasförmigem Zustand besteht die Möglichkeit, das Erdgas als Flüssiggas (Liquified Natural Gas, LNG) zu transportieren. Für den interkontinentalen Transport kommen Flüssiggastanker zum Einsatz, die an den Häfen zur Be- bzw. Entladung des Erdgases eine entsprechende Infrastruktur benötigen. In Europa existieren zurzeit elf LNG-Terminals, vier davon in Spanien, zwei in Frankreich und jeweils einer in der Türkei, Belgien, Italien und Portugal. Weitere LNG-Terminals befinden sich in Bau oder in Planung, darunter drei in Großbritannien, je zwei in Frankreich und Spanien sowie mehrere in Italien [vgl. Beckervordersandforth und Nowak 2005, S. 101].

Der Ausbau der LNG-Infrastruktur soll einer Erhöhung der Versorgungssicherheit dienen. Diese Wirkung beruht auf einer Diversifizierung der Erdgasbezugsquellen. Die Versorgung von Erdgas wird in Ergänzung zu eigenen Vorkommen und den Pipelineanbindungen aus weiteren Erdgasquellen sichergestellt. Zusätzlich bietet eine LNG-

Infrastruktur erstens die Möglichkeit gleichzeitig Lieferverträge mit mehr als einem Lieferanten abzuschließen und zweitens leichter den Lieferanten zu wechseln. Bei einer Erdgaspipeline legt man sich für einen längeren Zeitraum auf eine Gasbezugsquelle fest. Auf der anderen Seite müssen für das LNG Nachteile wie unter Umständen höhere Kosten durch Aufwendungen für die Verflüssigung oder den Transport akzeptiert werden. Letztendlich ändert auch eine Diversifizierung der Bezugsalternativen von Erdgas nicht, dass Erdgas ein endlicher Energieträger ist. Die statische Reichweite der weltweiten Erdgasreserven liegt in recht guter Übereinstimmung verschiedener Untersuchungen bei 63 bis 69 Jahren (s. Kapitel 2).

Zusätzliche Erdgasvorkommen ließen sich durch den Abbau von Methanhydraten aus großen Meerestiefen gewinnen. Die Nutzung dieser Vorkommen ist allerdings sehr umstritten. Daher wird auf eine detaillierte Darstellung der Nutzung von Methanhydraten in dieser Arbeit verzichtet. Für weitere Informationen sei auf das Gutachten „Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch zu sauer“ des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (2006) verwiesen.

4.2.2 Atomenergie

Ein weiterer Ansatz zur Senkung bzw. Stabilisierung der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung ist die Errichtung neuer oder eine Verlängerung der Restlaufzeiten der in Deutschland bestehenden Atomkraftwerke (AKW).

Energie kann über die Spaltung schwerer Atomkerne gewonnen werden. Große Energiemengen können dabei über eine kontrollierte Kettenreaktion freigesetzt werden. In Kernkraftwerken wird daraus zunächst thermische und anschließend elektrische Energie gewonnen. Die Auswahl spaltbarer Materialien ist begrenzt. Heute kommt in Kernkraftwerken vorwiegend Uran als Spaltmaterial zum Einsatz, wobei nur das radioaktive Isotop U-235 als Brennstoff eingesetzt wird. Dieses Isotop ist zu ca. 0,7% im Natururan enthalten [vgl. Hensing et al 1998, S. 94]. Unter Neutronenbeschuss im Kernreaktor entsteht zusätzlich das ebenfalls spaltbare Plutonium. Die in einem herkömmlichen Kernreaktor freiwerdende Bindungsenergie beruht daher auf der Spaltung von Uran und Plutonium [vgl. WBGU 2003a, S. 52].

Eine weitere Möglichkeit ist die Fusion leichter Atomkerne, bei der ebenfalls Energie freigesetzt wird. Im Gegensatz zum „Fusionsreaktor“ Sonne, der Wasserstoff verwendet, ist bei den vergleichbaren technologischen Prozessen auf der Erde die Fusion der beiden Wasserstoffisotope Deuterium und Tritium vorgesehen. Bisher wurden allerdings noch keine Fusionskraftwerke oder Pilotanlagen errichtet [vgl. WBGU 2003a, S. 55]. Eine Bewertung dieser Technologie fällt daher sehr schwer und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit in Deutschland den bestehenden Kraftwerkspark um neue Kernkraftwerksblöcke zu ergänzen oder alte fossile Grundlastkraftwerke durch Kernkraftwerke zu ersetzen. Ein Vorteil dieses Ansatzes wird für die Bemühungen um den Klimaschutz gesehen, da Kernkraftwerke den Strom CO₂-frei bereitstellen könnten. Das trifft auf den Betrieb der Kernkraftwerke zu. Geht die Betrachtung über die Grenzen der reinen Betriebsphase hinaus, können den Kernkraftwerken durchaus CO₂-Emissionen zugerechnet werden. Die Emissionen entstehen z.B. bei dem Abbau und Verarbeitung von Uranerz sowie der Herstellung von Brennelementen. Für ein Kernkraftwerk in Deutschland bewegen sich die spezifischen CO₂-Emissionen je nach Ursprung des eingesetzten Urans zwischen 31 und 61 g/kWh_{el}. Diese Werte umfassen die vorgelagerte Prozesskette und den Betrieb des Kernkraftwerks. Nicht enthalten ist die Entsorgung verbrauchter Brennelemente [vgl. Fritsche 2007, S. 7]. Der Vorteil eines forcierten Einsatzes von AKWs liegt also in Erzeugungskapazitäten, die im Vergleich zu fossilen Kraftwerken die elektrische Energie zwar nicht komplett CO₂-frei aber mit deutlich geringeren CO₂-Emissionen bereitstellen könnte. Warum der Zubau von Atomkraftwerken für die deutsche Energiewirtschaft unter den jetzigen Rahmenbedingungen dennoch eine nicht umsetzbare Option darstellt, wird nachstehend erläutert.

In Deutschland werden zur Zeit 17 Atomkraftwerksblöcke mit einer elektrischen Leistung von ca. 21.000 MW kommerziell betrieben (Stand 2011). Bei den eingesetzten Reaktorentypen handelt es sich zum größten Teil um Leichtwasserreaktoren. Das jüngste Atomkraftwerk hat im April 1989 den kommerziellen Betrieb aufgenommen (Neckarwestheim 2). In der Vergangenheit sind 19 Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von über 6.000 MW vom Netz genommen worden [vgl. BMWi 2009]. Die aktuellste dauerhafte Abschaltung einer Atomkraftanlage wurde im Mai 2005 mit dem Kernkraftwerk in Obrigheim vorgenommen.

Juristische Grundlage für die Abschaltungen bis zum Jahr 2005 ist das Atomgesetz. Mit der Fassung vom 27. April 2002 hat Deutschland den Ausstieg aus der Kernenergienutzung gesetzlich beschlossen. Dieses Gesetz beschränkt die Strommengen der bestehenden Atomkraftwerke in Deutschland und legt fest, dass keine Genehmigungen für neue Atomkraftwerke erteilt werden. Mit der Möglichkeit die Strommengen unter den AKWs zu übertragen und damit die Restlaufzeiten eines AKWs zu verlängern oder zu verkürzen, hat der Gesetzgeber den Betreibern einen gewissen Spielraum eingeräumt [vgl. Atomgesetz 2002, §7]. Nach den Bestimmungen dieses Gesetzes in der Fassung vom April 2002 sollten bei normalem Betrieb in etwa bis zum Jahr 2020 sämtliche Reststrommengen der AKW-Anlagen in Deutschland aufgebraucht sein und das letzte AKW seinen Betrieb eingestellt haben [vgl. Hille und Pfaffenberger 2004, S.3-39, Lindenberger et al 2005, S. 7].

Ende 2010 hat sich diese Situation für die Kernenergienutzung in Deutschland nochmal deutlich verändert. Am 08. Dezember 2010 trat die Änderung des Atomgesetzes in

Kraft, nach der den Betreibern von Atomkraftwerken über eine Anhebung der zugestandenen Reststrommengen und somit eine Verlängerung der Restlaufzeiten zugestanden wird [vgl. Atomgesetz 2010]. Im Durchschnitt werden die Laufzeiten für die 17 AKWs in Deutschland um 12 Jahre verlängert [vgl. Bundesregierung 2011]. Das Neubauverbot bleibt aber bestehen [vgl. Atomgesetz 2010, §7]. Die Verlängerung wurde beschlossen, obwohl keine Lösung für die Nutzungsrisiken der Kernenergie Sicherheit, Proliferation und Entsorgung in Aussicht gestellt wird.

Unter dem Eindruck des Unglücks in Japan (März 2011), bei dem nach einem Erdbeben mehrere Reaktoren außer Kontrolle geraten sind, hat die deutsche Atomenergiepolitik eine erneute Kehrtwende vollzogen. In einem ersten Schritt wurden nach dem Unglück in Japan sieben deutsche AKWs für einen Zeitraum von drei Monaten vom Netz genommen. In dieser Zeit sollte eine Risikoabwägung erfolgen und über die zukünftige Nutzung der Atomenergie in Deutschland entschieden werden. Im Juni 2011 wurde beschlossen, bis zum Jahr 2022 aus der Nutzung der Atomenergie auszusteigen. Dieser Beschluss ähnelt dem Atomgesetz in der Fassung vom Jahr 2002 allerdings mit dem Unterschied, dass die Nutzung nicht mit dem Erreichen der Reststrommengen sondern mit einem festen Datum endet [vgl. Atomgesetz 2011].

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie kann als Reaktion auf die Risiken der Kernenergienutzung gesehen werden. Dabei geht es erstens um das verbleibende Restrisiko. Darunter ist die Möglichkeit von Unfällen mit erheblichen Freisetzungen von radioaktiven Stoffen zu verstehen. Die Ausmaße dieser Risiken sind auf tragische Weise und leider sehr deutlich mit dem Unfall von Tschernobyl 1986 und wie eben bereits erwähnt in Japan 2011 zur Realität geworden. Der genaue Unglücksverlauf von Tschernobyl ist zwar in westlichen und östlichen Druckwasserreaktoren nicht möglich und der Sicherheitsstandard des Unglückreaktors kann nicht mit den Standards westlicher Reaktoren verglichen werden. Dennoch können durch technisches und menschliches Versagen sowie Naturkatastrophen weit reichende Folgen auch in AKWs mit höheren Sicherheitsstandards nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dies zeigt sehr aktuell das Unglück von Japan und auch Meldungen über Zwischenfälle in Atomkraftwerken der vergangenen Jahre. Unter den schwersten gemeldeten Zwischenfällen vor dem Unglück in Japan werden aufgeführt:

- Undichtigkeiten an den Steuerungsstäben des 1995 in Betrieb genommenen britischen Reaktors Sizewell B,
- zu geringe Bor-Konzentrationen im Notkühlssystem des Reaktors Philippsburg 2 (Baden-Württemberg)
- schwere Brennelementeschäden im französischen Kraftwerk Cattenom,
- Wasserstoffexplosion in einem Rohr nahe am Reaktordruckbehälter des Kraftwerks in Brunsbüttel,

- starke Korrosion am Reaktordruckbehälter des US-Kraftwerks Davis-Besse [vgl. BMU 2004, S. 7].

Weiterentwicklungen in der Reaktortechnik wie z.B. der „Europäische Druckwasserreaktor“ (EPR) weisen eine effizientere Brennstoffausnutzung und verbesserte Betriebseigenschaften auf. Im Bereich der Reaktorsicherheit bleibt jedoch auch bei den fortschrittlicheren Reaktorkonzepten ein Restrisiko bestehen [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 457, MIT 2003, S. 9]. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltfragen (WBGU) ordnet die Atomenergie in Bezug auf die Umweltrisiken in einen Grenzbereich zwischen Normal und Verbot ein [vgl. WBGU 2003b, S. 54].

Zweitens sind die Fragen und Risiken der sicheren Entsorgung und Wiederaufbereitung radioaktiver Brennelemente sowie der Transport und die Lagerung dieser Elemente über lange Zeiträume nach wie vor nicht zufrieden stellend beantwortet bzw. ungelöst. So hat z.B. im Reaktor durch Bestrahlung entstehendes Plutonium-239 eine Halbwertszeit von 24.000 Jahren und die Halbierung der Strahlung ist nicht gleichbedeutend mit dem Ende der Lagerung unter sicherem Abschluss. Auch die Technologie zur Wiederaufbereitung von ausgebrannten Kernbrennstäben kann nicht als beherrscht angesehen werden, da in den drei großen kommerziell betriebenen Wiederaufbereitungsanlagen La Hague, Windscale-Sellafield und Chelyabinsk-Ozersk in der Vergangenheit wiederholt Strahlungswerte aufgetreten sind, die über den zulässigen Grenzwerten lagen [vgl. WBGU 2003b, S. 55].

Drittens bestehen die Gefahr des Missbrauchs von Kernbrennstoffen, denn Komponenten der Nukleartechnologie lassen sich sowohl zivil als auch militärisch nutzen. Um den Missbrauch von militärischen Nukleartechnologien und waffenfähigem Spaltmaterial entgegenzuwirken, wurde 1968 der Nichtverbreitungsvertrag von Atomwaffen oder auch Atomwaffensperrvertrag unterzeichnet. Ziel dieses Vertrags ist es, die Verbreitung von Kernwaffen oder ihre Herstellung in bisher kernwaffenlosen Staaten zu unterbinden. Dies soll mit Hilfe einer Kontrolle der Atomenergieentwicklung und -nutzung in den kernwaffenlosen Staaten erreicht werden [vgl. UNDP 2000, S. 127]. Die Kontrollaufgabe wird von der Internationalen Atomenergieorganisation wahrgenommen. Die Effektivität der Kontrollen und des Vertrags insgesamt wird allerdings angezweifelt, da nicht alle Länder, die im Besitz von Nuklearwaffen sind, wie z.B. Indien und Pakistan den Atomwaffensperrvertrag ratifiziert haben und die kontrollierende Behörde nach eigenen Aussagen ihrer Kontrollaufgabe nicht entsprechend nachkommen kann. In 2003 hat zudem Nordkorea seinen Ausstieg aus dem Vertrag erklärt [vgl. WBGU 2003b, S. 55, Schimmeck 2007, S. 45]. Zur Proliferationsgefahr gesellt sich die seit dem 11. September 2001 erhöhte Sorge um AKW-Anlagen als Ziel terroristischer Anschläge. Zuletzt wurde ein AKW in Südschweden im Frühjahr 2007 wegen einer Bombendrohung vom Netz genommen.

Ebenso ist zu bedenken, dass Uran wie die fossilen Energieträger auch eine endliche Ressource darstellt. Bei jetzigem Verbrauch und Förderkosten von maximal 40 US\$/kg beträgt die Reichweite der Uranreserven ca. 30 Jahre. Eine Erhöhung der Reichweite kann erzielt werden, wenn Uranreserven berücksichtigt werden, deren Abbau höhere Kosten verursacht. Für Förderkosten bis zu 130 US\$/kg erhöht sich die Reichweite auf etwa 70 Jahre [vgl. BGR 2005, S. 79ff, Lübbert und Lange 2006, S. 9].

Abhilfe in der begrenzten Reichweite sollte die so genannte Brüter-Technologie schaffen. Im „Schnellen Brüter“ wird das nicht spaltbare Isotop Uran-238 durch den Beschuss mit schnellen Neutronen in spaltbares Plutonium umgewandelt. Der Vorteil im Vergleich zu herkömmlichen Druckwasserreaktoren liegt darin, dass das stabile Isotop Uran-238 mit ca. 99% der Uranvorkommen in der Natur wesentlich häufiger vorkommt als das instabile Isotop Uran-235 [vgl. Hensing et al 1998, S. 94]. Mit der Brüter-Technologie schien es möglich, aus dem Uran theoretisch bis zu 60 mal mehr Energie zu gewinnen als in gewöhnlichen Reaktoren [vgl. Schimmeck 2007, S. 46]. In Kombination mit Wiederaufbereitungsanlagen sollte sie die Quelle quasi unerschöpflicher Atomenergie sein. In der Realität hat sich die Brüter-Technologie jedoch anders entwickelt. Während in den 70er Jahren viele Industriestaaten den Bau eines Brüter-Kraftwerks ankündigten, ist heute weltweit nur ein einziges Brüter-Kraftwerk in Russland in Betrieb. Auch die Erfahrungen in Deutschland sprechen für sich. Der 1972 begonnene Bau eines Brüterkraftwerks in Kalkar wurde nach 19 Jahren eingestellt. Insgesamt hat das Projekt 7 Milliarden DM gekostet. Auf der französischen Seite wurde weltweit das einzige Brüter-Großkraftwerk mit 1.200 MW errichtet, das nach 10 Jahren den Betrieb eingestellt hat. Das Kraftwerk hatte in den 10 Jahren eine Auslastung, die etwa 7% seiner Kapazität entsprach [vgl. Traube 2004, S. 5]. Die Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen deutlich, dass die Erfolge in der Entwicklung der Brutreaktoren trotz hoher finanzieller Aufwendungen ausgeblieben sind und sich die Brutreaktoren nicht durchgesetzt haben. Aus heutiger Sicht ist eben aufgrund der schlechten Betriebsergebnisse nicht davon auszugehen, dass die Probleme behoben werden und die Brütertechnologie zukünftig die Lösung für die begrenzten Uranreserven sein wird.

Es befinden sich zwar neuere Generationen von AKWs in der Entwicklung, bei denen sich eine Verbesserung in einzelnen der aufgezeigten Problembereichen abzeichnet. Jedoch gibt es der MIT-Studie zufolge momentan weder eine Technologie noch existiert ein Konzept für die nukleare Stromerzeugung, mit der alle Probleme gelöst werden könnten [vgl. MIT 2003, S. 5].

Neben den beschriebenen Risiken der Kernenergienutzung werden vermehrt ökonomische Argumente gegen die Neuerrichtung von Atomkraftwerken vorgebracht. Dazu zählt eine im Vergleich mit anderen konventionellen Energieträgern verspätete Rendite. Diese Verzögerung entsteht aufgrund des Verhältnisses von Kapital- zu Betriebskosten,

das bei Atomkraftanlagen ungünstiger als bei fossilen Kraftwerken ist [vgl. WBGU 2003b, S. 54].

Die gegenwärtigen Investitionskosten eines Steinkohle Kondensationskraftwerks liegen unter 1.200 €/kW während die Investitionskosten eines Atomkraftwerksblocks zwischen 1.700 und 2.200 €/kW variieren [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 465ff, Milborrow 2005b, S. 43]. Das letzte in Deutschland ans Netz gegangenen AKW „Neckar 2“ kostete 5 Mrd. DM. Bezogen auf eine installierte Leistung von 1.270 MW_{el} ergeben sich spezifische Investitionskosten von knapp über 2.000 €/kW. Demgegenüber wurde das erste AKW von RWE 1969 zu einem Festpreis von 750 Millionen DM entsprechend ca. 320 €/kW_{el} gekauft. Diese deutlichen Unterschiede werden vorwiegend mit Fehleinschätzungen aber auch mit marktstrategisch motivierten Einführungspreisen begründet [vgl. Traube 2004, S. 3].

Die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken sind Untersuchungsgegenstand einer Gemeinschaftsstudie des Ökoinstituts, des Wuppertal Instituts und des Wissenschaftszentrums Nordrhein-Westfalen aus dem Jahr 2000 (s. Tabelle 4.8). Dort werden die Stromgestehungskosten deutscher Atomkraftwerke und die Entwicklung der Stromgestehungskosten über die Zeit bis 2020 untersucht. Im Mittel liegen die Stromgestehungskosten nach dieser Studie für 1995 bei 4,7 ct/kWh und sinken bis 2020 auf einen Wert von 2,7 ct/kWh. Das starke Absinken der Kosten zwischen 1995 und 2005 ist auf das Auslaufen der Abschreibungsphase der Kraftwerke zurückzuführen.

Tabelle 4.8: Stromgestehungskosten der Atomkraftwerke in der BRD.

in ct/kWh	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Stade	4,6	3,8				
Obrigheim	6,1	4,1				
Biblis A	4,0	3,4	2,7			
Biblis B	4,0	3,0	2,6			
Neckar 1	4,4	4,1	2,9			
Neckar 2	5,6	3,1	3,0	2,7	2,3	2,5
Isar 1	5,2	4,3	2,9			
Isar 2	5,1	3,4	3,1	2,9	2,5	2,7
Unterweser	4,4	3,6	2,6	2,7		
Grohnde	4,1	3,2	2,7	2,4	2,6	
Emsland	5,3	3,2	3,2	2,9	2,6	2,8
Grafenrheinfeld	4,1	3,0	2,9	2,5	2,7	

Philippsburg 1	4,8	4,1	2,8			
Philippsburg 2	4,1	3,1	2,6	2,3	2,5	
Brokdorf	4,4	3,2	3,0	2,9	2,6	2,7
Brunsbüttel	6,4	4,3	3,5			
Krümmel	5,0	4,2	3,3	2,9		
Grundremmingen B	4,5	3,0	2,9	2,5	2,7	
Grundremmingen C	4,8	3,1	3,0	2,6	2,8	
Gewichteter Mittelwert	4,7	3,4	2,9	2,7	2,6	2,7

Quelle: Hennicke et al 2000, S. 40.

Zu ähnlichen Ergebnissen kommt eine weitere Studie. Dort werden die Stromgestehungskosten neu errichteter Kernkraftanlagen mit 3,5 bis 5,8 ct/kWh angegeben. Die Kosten fossiler Stromerzeugungsanlagen (Steinkohle) auf der anderen Seite belaufen sich laut dieser Untersuchung auf 3,5 bis 4,5 ct/kWh. Die Erzeugungskosten fossiler Anlagen können nach Berechnungen der Studie unter den Kosten der nuklearen Stromerzeugung liegen [vgl. Milborrow 2005a, S. 31ff]. In einer Aktualisierung seiner Berechnungen wird vom gleichen Autor die Spannbreite der Erzeugungskosten von AKWs mit 2,4 bis 6,4 ct/kWh (Umrechnungsfaktor US\$ zu € 0,80453) beziffert [vgl. Milborrow 2005b, S. 43]. Die Angaben zu den Stromerzeugungskosten beinhalten weder bei den AKWs noch den fossil befeuerten Kraftwerken die externen Kosten.

Die externen Kosten der Stromerzeugung wurden in umfangreichen Studien für Steinkohlekraftwerke mit 2 bis 15 ct/kWh und für Atomkraftwerke mit 0,2 bis 0,7 ct/kWh berechnet [vgl. Europäische Kommission 2003, S. 14f]. Weitere Untersuchungen beziffern die externen Kosten wesentlich höher. Dort werden die externen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen mit ca. 21 bis 31 ct/kWh und für die Kernenergie mit ca. 2 bis 13 ct/kWh angegeben [vgl. Jilek et al 1998, S. 79].

Eine deutliche Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken treffen die Autoren einer Studie des Massachusetts Institute of Technology (MIT) über die Zukunft der Atomenergie. Nach dieser Studie belaufen sich die Erzeugungskosten nukleartechnischer Anlagen auf 6,7 USct/kWh. Demgegenüber betragen die Erzeugungskosten laut derselben Studie bei Steinkohlekraftwerken 4,2 USct/kWh und bei Erdgaskraftwerken zwischen 3,8 und 5,6 USct/kWh. Aus den Berechnungen schließen die Autoren, dass Atomkraftwerke momentan wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig gegenüber Kraftwerken mit Steinkohle oder Erdgas als Brennstoff sind [vgl. MIT 2003, S. 7].

Sollten die Betreiber von Atomkraftwerken in die Pflicht genommen werden, sich ähnlich wie bei fossilen Anlagen gegen alle auftretenden Risiken absichern zu müssen, kä-

men auf die Betreiber zusätzliche finanzielle Belastungen zu. Vor dem Hintergrund der Ereignisse am 11. September 2001 ist mit erhöhten Sicherheitsanforderungen für den Bau und den Betrieb von kerntechnischen Anlagen und gleichzeitig einer Erhöhung der Kosten zu rechnen. Dadurch und durch die in der Konsequenz erhöhten Genehmigungsanforderungen dürften die komplexen Investitionskosten- und Verwaltungsstrukturen noch aufwendiger werden und in der Folge sich die Zeiträume bis zur Realisierung eines geplanten Kernkraftwerks verlängern [vgl. WBGU 2003b, S. 54, Nitsch et al 2004, S. 11].

Tabelle 4.9: Atomkraftwerke in der EU 25 (Stand 2011).

Land	Betrieb	Bau	Planung
Belgien	7	0	0
Tschechische Republik	6	0	2
Finnland	4	1	0
Frankreich	58	1	1
Deutschland	17	0	0
Ungarn	4	0	0
Polen	0	0	6
Niederlande	1	0	0
Slowakei	4	2	0
Slowenien	1	0	0
Spanien	8	0	0
Schweden	10	0	0
UK	19	0	4
Summe	135	4	13

Quelle: World nuclear 2011.

Der Tabelle 4.9 ist zu entnehmen, dass die Mehrzahl der Staaten, in denen Atomkraftwerke betrieben werden, keine Neubaupläne verfolgen. Ausnahmen bilden Frankreich, Polen und die Tschechische Republik. Einen Schritt weiter ist man bereits in Finnland, Frankreich und der Slowakei. Folgt man den Zahlen der Tabelle 4.9 dann befinden sich in diesen Staaten bereits neue Atomkraftwerke im Bau (s. Tabelle 4.9). Andere Länder hingegen wie Dänemark und Österreich haben sich von vornherein gegen eine Nutzung der Atomenergie ausgesprochen und sind aus diesem Grund auch nicht in der Tabelle aufgelistet. Auch in der Energiestrategie Dänemarks findet ein Einstieg in die Kern-

energienutzung zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2025 keine Erwähnung [vgl. Transport- und Energiministeriet 2005, S. 19ff].

4.2.3 Zusammenfassung Energieträgerwechsel

Mit der Nutzung der Atomenergie und dem Wechsel zu Erdgas existieren neben den im Schwerpunkt dieser Arbeit stehenden Technologien weitere Möglichkeiten den Einsatz kohlenstoffreicher Energieträger wie Kohle zu reduzieren. Die Nutzung der Atomenergie hat den Vorteil, dass während des Betriebs keine CO₂-Emissionen entstehen. In Deutschland ist eine Fortführung der Kernenergienutzung über den Restbetrieb der bestehenden Atomkraftwerke laut Gesetz nicht durchführbar. Darüber hinaus sprechen gegen einen fortgeführten oder forcierten Einsatz der Kernenergie offene Fragestellungen in den Bereichen Kosten, Sicherheit, Proliferation und sicherer Entsorgung des radioaktiven Abfalls, für die noch keine tragbaren Lösungen existieren. Bei einem vermehrtem Ausbau würde sich zudem die Abhängigkeit von Uranimporten erhöhen, da Deutschland auf keine eigenen Uranvorkommen zurückgreifen kann. Aufgrund der gegenwärtigen Gesetzeslage und der offenen Fragestellungen in den genannten Bereichen ist der Bau neuer Kernkraftwerke in Deutschland auszuschließen und gleichzeitig nicht mit wesentlichen Beiträgen zur Reduktion der CO₂-Emissionen zu rechnen. Dieses Bild spiegelt sich in der Übersicht geplanter Kraftwerkskapazitäten wider, in der keine Planungen für neue Kernkraftwerke enthalten sind.

Wird Kohle durch Erdgas substituiert, ließen sich theoretisch die spezifischen CO₂-Emissionen um 40 bis 50% reduzieren. Eine höhere Minderung der CO₂-Emissionen wird erreicht, wenn die Wirkungsgrade der Erzeugungstechnologien einbezogen werden. Aus klimapolitischer Sichtweise scheint es also durchaus Sinn zu machen, den Energieträger Kohle mit Erdgas zu ersetzen. Die Literatur liefert zusätzlich Hinweise, dass auch aus wirtschaftlicher Sicht ein Wechsel zu Erdgas attraktiv sein kann. Gegen einen verstärkten Einsatz von Erdgas spricht die erhöhte Abhängigkeit von einem Energieträger, der zum größten Teil importiert werden müsste, da Deutschland und mittelfristig auch Europa nur auf begrenzte Erdgasreserven zugreifen kann. Zusätzlich würden bei einer Umstellung der Stromversorgung von Kohle auf Erdgas ohne zusätzliche Maßnahmen langfristige Emissionsreduktionsziele von z.B. 80% oder mehr nicht erreichbar sein.

Die genannten Energieträger haben alle das Potential einen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Reduktionen zu leisten. Für die Situation in Deutschland sehen sich allerdings auch alle mit gewissen Nachteilen im Sinne einer nachhaltigen Energiewirtschaft konfrontiert, so dass eine Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele durch die hier beschriebenen Energieträgerwechsel angezweifelt werden muss. Zusätzliche Möglichkeiten bestehen mit der Effizienzsteigerung in der Energieumwandlung sowie dem Wechsel zu

erneuerbaren Energiequellen. Beide Optionen werden in den folgenden Abschnitten näher analysiert.

4.3 Effizienzsteigerung in der Energieumwandlung

Weitere Möglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen bestehen darin, Kraftwerke mit effizienteren Umwandlungsprozess einzusetzen. Etwa 80% der elektrischen Energie werden in Deutschland – bezogen auf die Bruttostromerzeugung – durch Dampfturbinen-Kraftwerke hergestellt [vgl. BMWi 2009]. Dampfturbinen kommen für die Verstromung von Stein- und Braunkohle und in Kernkraftwerken zum Einsatz. Damit bilden die Dampfturbinen-Kraftwerke heute das zentrale Element in der deutschen Stromerzeugung.

Für eine Anhebung der Umwandlungseffizienz kommt nicht allein eine Verbesserung des Dampfkraftprozesses in Frage, sondern auch ein verstärkter Einsatz der kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom oder ein Wechsel zu anderen Technologien. In diesem Zusammenhang kann eine Effizienzsteigerung auch gleichbedeutend sein mit einem Wechsel des Energieträgers.

Im folgenden Abschnitt werden der Dampfkraftprozess, Stellschrauben zur Anhebung des Wirkungsgrades bei Kraftwerken mit Dampfkraftprozess und weitere Kraftwerksprozesse zur effizienteren Energieumwandlung dargestellt. Zusätzlich erfolgt für die gängigen Kraftwerkstypen eine Analyse der spezifischen Investitionskosten und der Wirkungsgrade. Diese beiden Parameter bilden wichtige Eingangsgrößen für die Kalkulation der Stromerzeugungskosten und somit auch für die CO₂-Vermeidungskosten, die in Kapitel 7 berechnet werden.

4.3.1 Dampfturbinen-Kraftwerke

Zu den Grundkomponenten eines Dampfkraftprozesses zählen Dampfkessel, Turbine, Kondensator und Kesselspeisepumpe. Im Dampfkessel wird unter einem bestimmten Druck Wasserdampf erzeugt, der als Energieträger dient. Die notwendige thermische Energie zur Erzeugung des Wasserdampfs stammt z.B. aus der Verbrennung von Steinkohle. Anschließend wird der unter Druck stehende Wasserdampf in der Dampfturbine oder auch Expansionsmaschine auf einen geringeren Druck entspannt. Dabei wird die thermische Energie des Wasserdampfs in mechanische Energie umgewandelt, mit der dann ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben werden kann. Der Wasserdampf wird nach dem Austritt aus der Dampfturbine über einen Kondensator bei gleich bleibendem Druck wieder verflüssigt und über eine Kesselspeisepumpe auf den Kessel- druck gebracht (s. Abbildung 4.2).

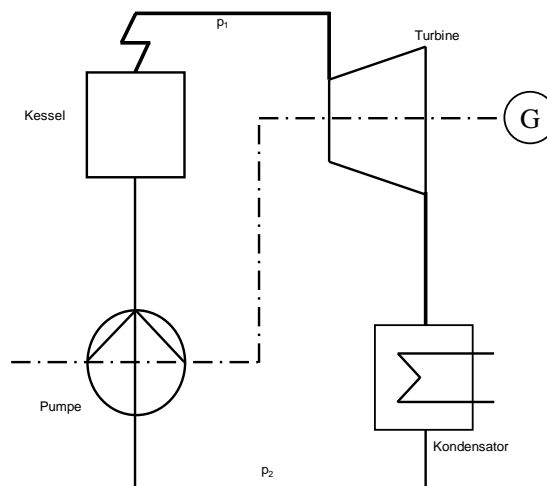


Abbildung 4.2: Dampfkraftprozess.

Die Umwandlungsschritte von der chemischen Energie des eingesetzten Brennstoffs über die thermische Energie des Wasserdampfs und die mechanische Energie in den Dampfturbinen bis hin zur elektrischen Energie im Generator sind mit Verlusten verbunden. Diese Verluste setzen sich aus den Kesselverlusten, den mechanischen Verlusten in der Turbine, Reibungsverlusten, dem Eigenverbrauch der Gesamtanlage sowie den Verlusten am Generator zusammen. Die höchsten Verluste entstehen an der Turbine bei der Umwandlung von thermischer in mechanische Energie [vgl. Strauß 1997, S. 96]. Aus dem mathematischen Produkt der Einzelwirkungsgrade der Komponenten Generator, Turbine und Kessel ergibt sich dann der Gesamtwirkungsgrad einer Energieerzeugungsanlage. Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad der in Deutschland im Betrieb befindlichen Kraftwerke betrug im Jahr 2008 ca. 37,5% [vgl. Nitsch und Wenzel 2009, S. 92].

Typische Wirkungsgrade für Anlagen aus dem Bereich der Kohleverstromung betragen Anfang der 60er knapp über 30%. Das entspricht in etwa dem durchschnittlichen Wirkungsgrad aller in der Welt installierten Kohlekraftwerke [vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2003, S. 8, Milles 2004, S. 1]. Im Laufe der letzten Jahre sind bereits erhebliche Verbesserungen bei der Ausnutzung der Kohle als Energieträger erzielt worden. Steinkohlekraftwerke erreichen Wirkungsgrade von 46 bis 48%. Die Wirkungsgrade neuer Braunkohlekraftwerke liegen zwischen 42 und 45% [vgl. BMWi und BMU 2006, S. 52]. Das Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) in Niederaußem erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von 45% [vgl. BMWi, 2001, S. 42]. Durch weitere Anhebungen der Dampfparameter und einer Vortrocknung der Kohle werden zukünftig Wirkungsgrade für Braunkohlekraftwerke von über 50% erwartet [vgl. Hassa 2005, S. 11].

Eine Erhöhung der Wirkungsgrade von Dampfturbinen-Kraftwerken kann vor allem durch eine Verbesserung der Dampfzustände erreicht werden. Die Dampfparameter

gängiger Kraftwerke liegen für ein 700 MW-Kraftwerk bei einem Dampfdruck von ca. 200 bar und einer Dampftemperatur von etwa 540 °C [vgl. Strauß 1997, S. 96]. Moderne Anlagen arbeiten heute mit Dampfzuständen von 600 °C und 300 bar. Im Vordergrund der weiteren Entwicklung stehen dabei Materialien und Werkstoffe, die für einen Betrieb mit höheren Drücken und Temperaturen geeignet sind. In der Erprobung befinden sich Materialien, die für Temperaturen bis 650 °C einsetzbar sind. Damit sollen Wirkungsgrade von etwa 50% erzielt werden [vgl. WBGU 2003b, S. 50, Deutscher Bundestag 2002, S. 448]. Die Investitionen für Kraftwerke mit verbesserten Dampfeigenschaften liegen über denen herkömmlicher Dampfkraftwerke [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 450]. Die aktuellen spezifischen Kraftwerks-Investitionskosten betragen zwischen 1.000 und 1.300 €/kW_{el} für ein Braunkohlekraftwerk und 800 bis etwa 1.950 €/kW_{el} für ein Steinkohlekraftwerk (s. Tabelle 4.10).

Bis zum Jahr 2020 wird von Investitionskosten für ein Steinkohlekraftwerk zwischen 935 und 1.100 €/kW_{el} und bei Braunkohlekraftwerken zwischen 1.050 und 1.300 €/kW_{el} ausgegangen (s. Tabelle 4.10). Im Mittel ist also keine deutliche Senkung der spezifischen Investitionskosten – weder bei den Braunkohle- noch den Steinkohlekraftwerken – in der Zukunft zu erkennen. Bezogen auf die untere Grenze der Kostenspannbreite im Jahre 2000 werden sowohl bei Steinkohle- als auch bei Braunkohlekraftwerken steigende Investitionskosten bis 2030 erwartet. Das liegt erstens daran, dass die aktuelle Kostensituation konventioneller Kohlekraftwerke unterschiedlich eingeschätzt wird. Die heutigen Kostenangaben einer Studie können nicht unbedingt mit den Angaben der zukünftig erwarteten Kosten einer zweiten Untersuchung verglichen werden. Zweitens fehlt in der Übersicht eine Zuordnung der Kosten zu den Wirkungsgraden. Kraftwerke mit unterschiedlich guten Wirkungsgraden weisen in der Regel unterschiedlich hohe spezifische Investitionskosten auf. Drittens wird die Entwicklung der Investitionskosten von wissenschaftlichen Einrichtungen durchaus unterschiedlich bewertet. Einige Institute gehen in der Tendenz von sinkenden spezifischen Investitionskosten aus, während andere ansteigende Investitionskosten annehmen. Unterstellt wird zum Teil eine Erhöhung der spezifischen Investitionskosten von 10 bis mehr als 30% im Zeitraum von 2000 bis 2020 [vgl. Hille und Pfaffenberger 2004, S. A-3f, Wagner et al 2004, S. 112ff]. Begründet wird dies mit einem aufwendigeren und kostenintensiveren Materialeinsatz zur Erreichung besserer Wirkungsgrade. Dieser hebt die Kostenreduktionen durch Lern- und Mengeneffekte auf und verursacht höhere spezifische Investitionen. Eine in der Literatur dargestellte zusammenhängende Projektion der Kostenentwicklung von 2000 bis 2030 ist im Bericht der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestags (2002) und einer Studie für den Enquete-Bericht enthalten. In diesen Untersuchungen wird von einer Reduktion der spezifischen Kosten von ca. 1.200 €/kW_{el} auf 925 bis 950 €/kW_{el} für Steinkohle-Kraftwerke und von ca. 1.300 €/kW_{el} auf 1.150 bis 1.176 €/kW_{el} für Braun-

kohle-Kraftwerke ausgegangen [vgl. Fahl et al 2002, S. 16, Deutscher Bundestag 2002, S. 455].

Der IPCC-Sonderbericht (2005) zum CCS beziffert die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken auf eine Spannbreite von 3,4 bis 5,6 ct/kWh [vgl. IPCC 2005, S.151 und s. Anhang C.5]. Nach Fahl et al (2002) variieren die Gestehungskosten für Inbetriebnahmen im Jahr 2010 je nach unterstellter Jahresauslastung zwischen 3,2 und 4,5 ct/kWh. Bis 2030 verringert sich die Spannbreite geringfügig auf 3,2 bis 4,4 ct/kWh und steigt bis 2050 auf 3,5 bis 4,7 ct/kWh. Für Braunkohlekraftwerke liegt die obere Grenze der Berechnungen einen Cent höher. Hier beträgt die Spannbreite der Erzeugungskosten 3,5 bis 5,5 ct/kWh für 2010 und für 2030 werden Erzeugungskosten zwischen 3,1 bis 4,5 ct/kWh kalkuliert [vgl. Fahl et al 2002, S. 17]. Zumindest für den Zeitpunkt 2010 stimmen die Berechnungen von Fahl et al (2002) mit den Angaben von Milborrow (2005a) relativ gut überein (s. Seite 94).

Tabelle 4.10: Spannbreiten der Investitionskosten, Kostenprojektionen und Wirkungsgrade konventioneller Kohlekraftwerke bis 2030.

		heute ^a	2010 ^b	2020 ^b	2030 ^b
Steinkohle-Kraftwerke					
Investitionskosten	€/kW _{el}	798-1.947	1.050-1.099	935-1.100	925-950
Wirkungsgrad	%	36-47	47	48-51	52
Braunkohle-Kraftwerke					
Investitionskosten	€/kW _{el}	980-1.329	1.200-1.278	1.050-1.320	1.000-1.176
Wirkungsgrad	%	41-44,5	44-46	47-50	50-51

^a umfasst Literaturquellen von 2000 bis 2009.

^b Kostenprojektionen der in Anhang B zitierten Studien.

Quelle: Datengrundlage Anhang B, C.1.

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades liegt in der Optimierung des Dampfdruckes am Austritt der Dampfturbine. Der Druck am Austritt der Dampfturbine ist in etwa gleich dem Kondensationsdruck und legt damit auch die Temperatur fest, mit der die Abwärme an die Umgebung abgegeben wird. Je geringer der Kondensationsdruck festgelegt wird, desto höhere thermische Wirkungsgrade können erreicht werden. Eine beliebige Absenkung des Kondensationsdruckes ist jedoch nicht möglich, da ansonsten die Dampfmasse ansteigen und dadurch die Erosion an den letzten Schaufelreihen der Turbinen durch die Wassertröpfchen zunehmen würde. Ferner steigen auch das Dampfvolumen und der Volumenstrom am Turbinenaustritt, wo-

durch sich unabwendbar die Dampfgeschwindigkeit erhöht und damit verbunden der Strömungsverlust zunimmt. Aufgrund dieser beiden Effekte liegt der Kondensationsdruck bei heutigen Kraftwerken zwischen 40 und 60 kPa. Dies entspricht einer Kondensationstemperatur zwischen 30 und 36 °C [vgl. Strauß 1997, S. 78f].

In der Tabelle 4.11 ist aufgeführt, wie sich die Anhebung bzw. Absenkung der eben dargestellten Parameter Anhebung der Dampfparameter und Verringerung des Kondensationsdrucks auf den thermischen Wirkungsgrad eines Dampfturbinen-Prozesses auswirken.

Tabelle 4.11: Thermischer Wirkungsgrad unter verschiedenen Betriebsbedingungen.

	Anhebung Kesseltemperatur t_1			Anhebung Kessel- druck p_1			Absenkung Kondensationsdruck p_2		
t_1 in °C	300	400	500	400	400	400	400	400	400
p_1 in bar	50	50	50	10	50	100	50	50	50
p_2 in bar	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3	1	0,05
η_{th} in %	33,0	34,2	35,6	26,7	34,2	37	23,2	28,3	38,2

Quelle: verändert nach Turkovic 2002.

Mit einer Zwischenüberhitzung kann zusätzlich eine Steigerung des thermischen Wirkungsgrads erzielt werden. Die Zwischenüberhitzung ist ein Teilprozess, der an den Hochdruckprozess in der Dampfturbine angeschlossen ist. Dabei kommt es dem Teilprozess der Zwischenüberhitzung entgegen, dass die heutigen Dampfturbinen aus konstruktiven Gründen in einen Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil untergliedert sind. Der im Hochdruckteil der Turbine auf mittleren Druck entspannte Dampf wird bei der Zwischenüberhitzung erneut erhitzt, um ihn wieder auf die gleiche Temperatur des Hochdruckdampfes zu bringen. Im Anschluss daran erfolgt die Entspannung in der Mittel- und Niederdruckturbine. Die benötigte Wärme für die Zwischenüberhitzung stammt je nach Verfahren entweder aus den Rauchgasen, aus einem Teilstrom des Frischdampfes oder aus der gesamten Frischdampfmenge (s. Abbildung 4.3). Durch die Zwischenüberhitzung ist eine Wirkungsgradverbesserung von etwa 4,5% möglich.

Ein weiterer Vorteil der Zwischenüberhitzung liegt in der Reduktion der Dampfnaße in den letzten Schaufelreihen der Turbine. Dadurch kann die Erosionsgefahr aufgrund der im Dampf befindlichen Wassertröpfchen verringert werden [vgl. Strauß, K. 1997, S. 72f].

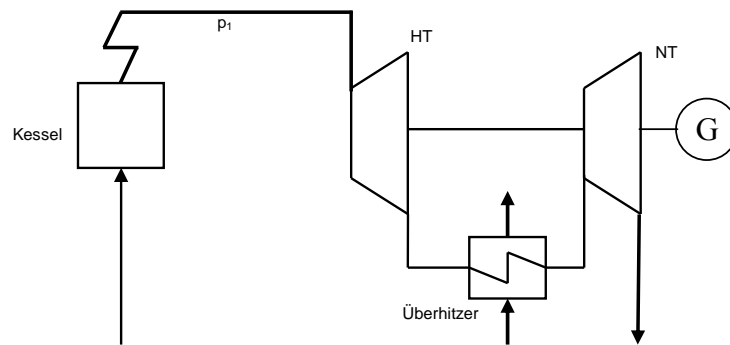


Abbildung 4.3: Zwischenüberhitzung mit Rauchgas.

Neben der Zwischenüberhitzung besteht mit der Speisewasservorwärmung eine weitere Möglichkeit zur Einsparung von Brennstoffen. Bei der Speisewasservorwärmung werden geringe Mengen des Dampfstromes aus der Turbine entnommen, die vollständig zur Aufheizung des Speisewassers eingesetzt werden. Durch die Vorwärmung hat das Speisewasser eine wesentlich höhere Temperatur als der niedergeschlagene Dampf im Kondensator. Bedingt durch die höhere Eintrittstemperatur am Kessel wird weniger Energie und somit auch weniger Brennstoff zur Dampferzeugung benötigt. Die Wirkungsgrad-erhöhung durch die Speisewasservorwärmung beträgt ca. 1,5% [vgl. Kottnik, 2001, o. S.]. In Abbildung 4.4 ist das Prinzip der Speisewasservorwärmung dargestellt. Eine weitere Form der Abwärmenutzung ist der Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD).

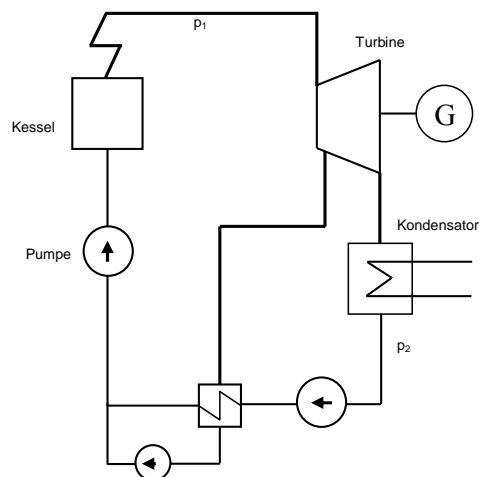


Abbildung 4.4: Speisewasservorwärmung.

Zusätzlich zu den dargestellten Verbesserungen des Dampfkraftprozesses können geringe Wirkungsgraderhöhungen auch durch eine Absenkung der Rauchgastemperatur und eine Optimierung des Luftstromes zur Verbrennung erzielt werden. Die Rauchgastemperatur sollte dabei nicht auf Temperaturen unter 120 °C abgesenkt werden, da es ansonsten bedingt durch das im Rauchgas enthaltene Schwefeldioxid zu Schäden an der Innenseite des Schornsteins kommen kann.

Bei der Verbrennung des Brennstoffes wird in der Regel mehr Luft in die Brennkammer eingeblasen als chemisch zur Verbrennung notwendig wäre. Dadurch wird auf der einen Seite eine möglichst komplette Verbrennung ermöglicht. Auf der anderen Seite wird durch die Luftzufuhr die Temperatur abgesenkt. Durch eine Optimierung des Luftverhältnisses ließe sich der Wirkungsgrad ebenfalls weiter erhöhen [vgl. Kottnik 2001, o.S.].

Das Fernziel sind Kraftwerke, die bei Dampfzuständen von 700 °C arbeiten können. Mit solchen Dampfzuständen sind Wirkungsgrade von ca. 55% möglich. Die Arbeiten dazu, vor allem bei der Entwicklung von wärmeresistenteren Werkstoffen, befinden sich in den Anfängen [vgl. Effenberger, 2005, S. 134]. Es wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung dieser Kraftwerke noch einige Zeit in Anspruch nehmen wird und Anlagen dieser Art nicht vor dem Jahr 2020 kommerziell einsetzbar sein werden [vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) 2003, S. 27, Deutscher Bundestag 2002, S. 450]. An anderer Stelle fordern das BMWi und BMU (2006), dass das Ziel der Forschungsbemühungen eine Anhebung der Wirkungsgrade auf 55% bis 2020 sein müsse [vgl. BMWi und BMU 2006, S. 52]. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Studien beziffern den Wirkungsgrad für das Jahr 2030 auf 52% für Steinkohle- und auf max. 51% für Braunkohle-Dampfkraftwerke (s. Tabelle 4.10). Höhere Drücke und Temperaturen verlangen nach neuen Materialien, die diesen Belastungen standhalten. Diese Materialien werden vermutlich mehr kosten als die bisher verwendeten. In der Folge dürften auch die Investitionen von Kraftwerken mit verbesserten Dampfeigenschaften und höheren Wirkungsgraden steigen. Investitionen in solche Kraftwerken werden aber nur dann getätigt, wenn auch ein ökonomischer Vorteil für den Betreiber entsteht. Das wäre der Fall, wenn z.B. die Mehrinvestitionen gegenüber ein Kraftwerk mit geringerem Wirkungsgrad durch die Ersparnisse in den variablen Kosten (Brennstoff oder CO₂) mindestens ausgeglichen oder besser überkompensiert werden können. Desweiteren werden die modernen Kraftwerke auch weiterhin eine hohe Verfügbarkeit nachweisen müssen. Die Investitionsentscheidung für ein effizientes Kraftwerk wird also nicht allein durch Gedanken zum Wohle des Klimas sondern auch durch betriebswirtschaftliche Anforderungen angetrieben.

4.3.2 Gasturbinen Kraftwerke

Neben der Optimierung fossiler Dampfkraftwerke durch die oben beschriebenen Maßnahmen kann eine Wirkungsgradverbesserung auch durch neue Kraftwerkstechnologien erzielt werden. Eine zentrale Bedeutung bei der Untersuchung neuer Kraftwerkskonzepte kommt den Kombi-Kraftwerken zu. Kombi-Kraftwerke bestehen in der Regel aus einem Dampfkraftprozess und einem vor geschalteten Gasturbinenprozess. Zu den Grundkomponenten eines Gasturbinenprozesses zählen Verdichter, Brennkammer, Tur-

bine und Generator. Als Arbeitsmedium kommt Luft zum Einsatz. Die wesentlichen Schritte des Gasturbinenprozesses sind:

1. Luft wird aus der Umgebung angesaugt und verdichtet.
2. Die verdichtete Luft gelangt in die Brennkammer, wo zusätzlich Brennstoff eingespritzt und verbrannt wird. Als Brennstoff wird Erdgas oder Heizöl verwendet.
3. Die heißen Rauchgase aus der Brennkammer werden in der Turbine entspannt und in die Umgebung entlassen. Die Eintrittstemperatur der Rauchgase in die Turbine beträgt ca. 1.100 °C, während die Temperatur am Ausgang ca. 500 °C beträgt [vgl. Strauß, K. 1997, S. 327].
4. Die mechanische Energie der Turbine kann zur Stromerzeugung in einem Generator genutzt werden (s. Abbildung 4.5).

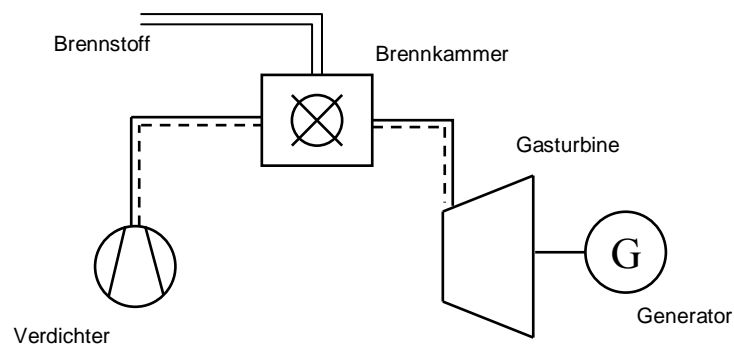


Abbildung 4.5: Gasturbinenprozess

Ohne eine zusätzliche Wärmeausnutzung werden mit dem Gasturbinenprozess Wirkungsgrade von ca. 38% erreicht. Um einen schnellen Materialverschleiß aufgrund der hohen Temperaturen an der Turbine zu vermeiden, wird diese mit einem Schutzfilm aus eingeleiteter Luft gekühlt. Durch neue Werkstoffe und Optimierungen an der Turbine stehen höhere Wirkungsgrade in Aussicht [vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 2001, S. 41f]. Ein wesentliches Element der Weiterentwicklung von Gasturbinen ist es, durch neue Materialien und verbesserte Kühlverfahren höhere Temperaturen des Rauchgases beim Turbineneintritt und geringere Temperaturen beim Austritt aus der Turbine zu ermöglichen. Die energiewirtschaftliche Ausnutzung effizienterer Gasturbinen wird eher in der Einbindung in kombinierten Kraftwerksprozessen liegen.

4.3.3 Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke

Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) nutzen die heißen Abgase aus dem Gasturbinenprozess, um Dampf für einen Dampfturbinenprozess zu erzeugen. Aufgrund der verfügbaren Werkstoffe sind die Temperaturen beim Dampfkraftprozess

auf 500 bis 650 °C begrenzt (s. Kap. 4.3.1). Dies entspricht in etwa dem Temperaturniveau der Abgase aus dem Gasturbinenprozess. Die Abgase des Gasturbinenprozesses liefern damit genügend Energie, um eine Dampfkraftanlage anzutreiben. Der Strom aus GuD-Kraftwerken stammt aus zwei Teilprozessen, in denen einerseits die Energie des Dampfes und andererseits die Energie des heißen Gases genutzt werden. Durch die Kombination des Gasturbinenprozesses mit dem Dampfkraftprozess sind höhere Wirkungsgrade erreichbar, als mit den Einzelprozessen möglich wäre. Im Gegensatz zur Dampfturbine kann bei dem Gasturbinenprozess nicht jeder beliebige Brennstoff eingesetzt werden. Ursache dafür ist, dass die heißen Rauchgase direkt in die Turbine gelangen und von daher frei von Schadstoffen und Stäuben sein müssen (s. Kap. 4.3.5).

Die Abwärmenutzung aus Gasturbinen ist Stand der Technik. Erdgas- und erdölbetriebene Kombikraftwerke erreichen elektrische Wirkungsgrade (ohne Beachtung einer möglichen Verwendung der Wärme) von bis zu 58%. Mittelfristig werden Wirkungsgrade von ca. 60% und langfristig von deutlich mehr als 60% erwartet [vgl. BMWi 2001, S. 40 und Tabelle 4.12]. Zum Teil berichtet die Literatur schon heute von GuDs mit Wirkungsgraden von 60% (s. Anhang C.4).

Die Investitionskosten für ein erdgasgefeuertes GuD-Kraftwerk liegen zwischen 390 und 850 €/kW_{el}. Zukünftig werden für Erdgas-GuD-Anlagen spezifische Investitionskosten um die 380 bis 400 €/kW_{el} erwartet. Ähnlich wie bei den Kohlekraftwerken wird die Entwicklung der Investitionskosten ganz unterschiedlich bewertet. Während das IER (2002) einen deutlichen Rückgang der Investitionskosten von gut 530 €/kW_{el} auf knapp über 400 €/kW_{el} im Jahr 2020 erwartet, geht das Bremer Energieinstitut von einem Anstieg der spezifischen Investitionskosten von etwa 10% für den gleichen Zeitraum aus. Für das Jahr 2030 unterstellt das IER (2002) ebenso wie die Enquete-Kommission (2002) Investitionskosten von weniger als 400 €/kW_{el} [s. Tabelle 4.12, vgl. Fahl et al 2002, S. 16, Hille und Pfaffenberger 2004, S. A-4, Deutscher Bundestag 2002, S. 455].

Der IPCC-Sonderbericht (2005) zum CCS nennt Stromgestehungskosten für Erdgas GuD Kraftwerke zwischen 2,5 und 5,8 ct/kWh (vgl. IPCC 2005, S. 154, s. Anhang C.4). Eine zusammenhängende Entwicklung der Stromerzeugungskosten von Erdgaskraftwerken ist in der Untersuchung von Fahl et al (2002) wiedergegeben. Demnach bewegen sich die Erzeugungskosten je nach unterstellten Vollbenutzungsstunden pro Jahr zwischen 3,3 und 3,9 ct/kWh und erhöhen sich trotz angenommener sinkender spezifischer Investitionskosten bis 2030 auf 3,9 bis 4,5 ct/kWh [vgl. Fahl et al 2002, S. 16f].

Tabelle 4.12: Spannbreite der Investitionskosten, Wirkungsgrade und Kostenprojektionen bis 2030 von Erdgas GuD-Kraftwerken.

		heute ^a	2010 ^b	2020 ^b	2030 ^b
		Erdgas-GuD			
Investitionskosten	€/kW _{el}	388-846	425-550	400-605	375-410
Wirkungsgrad	%	52-60	58-59,5	59-61,5	62-62,5

^a umfasst Literaturquellen von 2000 bis 2009.

^b Kostenprojektionen der in Anhang B zitierten Studien.

Quelle: Datengrundlage Anhang B, C.4.

4.3.4 Nachrüstung mit Gasturbinen

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung des Wirkungsgrades bestehender Dampfturbinenkraftwerke ist die nachträgliche Einbindung einer Gasturbinenanlage. Nachrüstungen zu reinen GuD-Anlagen führten in der Vergangenheit zu Wirkungsgraderhöhungen zwischen 15 und 20 Prozentpunkten. Neben der Wirkungsgradverbesserung können Nachrüstungen mit einer Gasturbine positive Auswirkungen auf den Brennstoffverbrauch und auf den Ausstoß von CO₂-Emissionen haben. Letzteres kann dabei maßgeblich durch die Brennstoffumstellung von Kohle auf Erdgas profitieren. Zu den weiteren positiven Aspekten zählen eine Steigerung der Gesamtleistung sowie eine Weiterverwendung der bestehenden Kraftwerksinfrastruktur, wodurch vor allem die Genehmigungsfähigkeit sowie die Wirtschaftlichkeit der Nachrüstung positiv beeinflusst werden [vgl. AGFW 2002, S. 458].

Die Einbindung von Gasturbinenanlagen in Dampfturbinenkraftwerke kann nach dem

- topping
- parallel repowering
- boosting und
- full repowering

unterschieden werden. Der wesentliche Unterschied zwischen den einzelnen Verfahren liegt dabei in der Art der Einbindung der Gasturbinenanlage in den bestehenden Wasser-Dampfprozess. Beim „topping“ erfolgt die Einbindung der Gasturbine dadurch, dass das Abgas aus der Gasturbine teilweise oder vollständig den Sauerstoff für die Verbrennung im Dampferzeuger liefert. Aufgrund des hohen Energiegehalts der Abgase, erfolgt ein reduzierter Brennstoffeinsatz im Dampferzeuger. Dies kommt einer Wirkungsgraderhöhung gleich. Auf der anderen Seite ist aber wegen des geringeren Sauerstoffgehaltes des Abgases im Vergleich mit Luft ein höherer Abgasvolumenstrom notwendig, der entsprechende Abgasverluste mit sich führt. Durch die deutlich höheren Volumenströ-

me und die hohen Temperaturen am Gasturbinaustritt sind neben der Installation der Gasturbinenanlage weitere Anpassungen am Dampferzeuger erforderlich [vgl. AGFW 2002, S. 458f].

Einfacher fällt die Einbindung der Gasturbinenanlage bei dem „parallel repowering“ aus. Bei dieser Art der Nachrüstung erfolgt die Versorgung der Dampfturbine über parallel arbeitende Dampferzeuger. Zum einen handelt es sich dabei um einen gewöhnlichen Dampferzeuger, der mit Brennstoffen wie z.B. Kohle oder Heizöl befeuert werden kann und zum anderen findet im Parallelbetrieb die Dampferzeugung in einem Abhitzedampferzeuger mit vorgeschalteter Gasturbine statt. Im Unterschied zum „topping“ erfolgt beim „parallel repowering“ keine Mischung der Abgase aus der Gasturbine mit dem befeuerten Dampferzeuger [vgl. AGFW 2002, S. 460f].

Eine Form des „parallel repowering“ ist das „boosting“. Abweichend vom „parallel repowering“ werden die Abgase der Gasturbine beim „boosting“ nicht direkt zur Dampf-erzeugung genutzt, sondern zur Speisewasser- und Kondensatvorwärmung eingesetzt. Dadurch können die für die Vorwärmung üblicherweise benutzten Teildampfströme aus der Dampfturbine reduziert werden, wodurch sich wiederum entweder die Leistung der Dampfturbine erhöht oder der Dampferzeuger bei konstanter Dampfturbinenleistung in Teillast betrieben werden kann [vgl. AGFW 2002, S. 461]. Eine weitere Möglichkeit der nachträglichen Nachrüstung von Dampfturbinenkraftwerken von Gasturbinenanlagen besteht mit dem „full repowering“. Die Möglichkeit des „full repowering“ ergibt sich durch die höhere Lebensdauer von Dampfturbinen gegenüber Dampferzeugern. Nach dem Erreichen der technischen Lebensdauer des Dampferzeugers bietet es sich an, diese durch Gasturbinenanlagen mit Abhitzedampferzeuger zu ersetzen, da ohnehin Investitionen zur Aufrechterhaltung der Stromerzeugung getätigt werden müssen. Bei dem Austausch ist allerdings darauf zu achten, dass Gasturbine und Abhitzedampferzeuger so ausgelegt werden, dass die Parameter und Masseströme denen des ursprünglichen Dampfes entsprechen [vgl. AGFW 2002, S. 462].

Die Investitionskosten solcher Nachrüstungen können je nach Variante und auch Zustand der bestehenden Anlage stark variieren. Beim „topping“ sind z.B. Aufwendungen für Gasturbine, Regeltechnik und Umbaumaßnahmen am Dampferzeuger notwendig. Im Unterschied dazu verursachen die beiden Varianten „parallel repowering“ und „boosting“ in der Regel keine Kosten für Veränderungen an der bestehenden Dampfturbinenanlage. Die Investitionen sind im Wesentlichen auf die Gasturbine, den Abhitzekessel sowie die Steuer- und Regelungstechnik begrenzt. Andere Maßstäbe sind für das „full repowering“ anzusetzen, da hier die Blockleistung verglichen mit den anderen Möglichkeiten deutlich stärker ansteigt. Es fallen Kosten für die Demontage des Dampferzeugers, die Gasturbinenanlage sowie zusätzliche Aufwendungen für Rohrleitungssysteme und Steuer- und Regelungstechnik an. Insgesamt liegen die Investitionskosten einer Nachrüstung zwischen 20 und 60% der Kosten eines leistungsgleichen

Neubaus. Unter den einzelnen Nachrüstvarianten gilt das „topping“ als am kostenintensivsten, während am unteren Ende der Investitionskosten die Variante des „boostings“ anzusiedeln ist. Die anfallenden Kosten für eine Nachrüstung sind dabei stark abhängig vom Zustand der vorhandenen Komponenten. Absolute Werte für die Investitionskosten liegen nur aus dem Jahr 1989 für das „full repowering“ und das „parallel repowering“ vor. Danach betragen die spezifischen Investitionskosten des „full repowering“ zwischen 710 und 1.280 US\$/kW_{el} (750-1.360 €/kW_{el}). Für das „parallel repowering“ variieren die Kosten zwischen 650 und 1.780 US\$/kW_{el} (690-1.890 €/kW_{el}) [vgl. AGFW 2002, S. 465].

4.3.5 Kohle-Kombi-Kraftwerke

Eine technische Lösung, um Kohle als Brennstoff in Gasturbinen von Kombi-Kraftwerken einsetzen zu können, sind Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC, engl.: Integrated Gasification Combined Cycle). Bei der Kohlevergasung wird fein gemahlene Kohle je nach eingesetzten Vergasertypen bei 800 bis 1.900 °C mit Sauerstoff oder Luft und Wasserdampf in ein Gasgemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgewandelt. In weiteren Reaktionen kann das Kohlenmonoxid mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid oder mit Wasserstoff zu Methan und Wasser reagieren. Bevor das Gas zur Turbine geführt wird, muss es von Staub und Schadstoffen gereinigt werden [vgl. Effenberger 2000, S. 780f, Strauß, 1997, S. 331ff, Radgen et al 2006, S. 63].

Die Vorteile der IGCC-Technologie gegenüber den herkömmlichen Dampfkraftwerken sind höhere Wirkungsgrade und eine bessere Eignung zur Abtrennung von CO₂. In der Literatur werden Wirkungsgrade für Kohle-Kombi-Kraftwerke zwischen 37 und 55% genannt. Langfristig werden Wirkungsgrade von bis zu 60% erwartet [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 451]. Andere Institutionen prognostizieren weniger optimistische Wirkungsgrade und sehen den Wirkungsgrad langfristig bei 55% [vgl. BMWA 2003, S 31]. Nachteilig sind die höheren Investitionskosten, die im Mittel etwa 200 €/kW über den Investitionskosten von Kondensationskraftwerken liegen. Heute bewegen sich nach Literaturangaben die Investitionskosten zwischen 1.000 und ca. 2.500 €/kW_{el}. Perspektivisch werden bis zum Jahr 2020 Kosten in einer Größenordnung von ca. 1.200 bis 1.250 €/kW_{el} und bis zum Jahr 2030 Kosten von 1.150 bis ca. 1.230 €/kW_{el} erwartet (s. Tabelle 4.13).

Die Erzeugungskosten von IGCC-Kraftwerken bewegen sich je nach unterstellten Investitionskosten, Brennstoffkosten und Vollbenutzungsstunden zwischen 3,7 und 7,1 ct/kWh. Diese Werte stammen z. T. aus einem englischsprachigen Bericht und wurden der Vergleichbarkeit wegen von US Dollar in Euro umgerechnet (s. Anhang C.3).

Tabelle 4.13: Spannbreite der Investitionskosten, Kostenprojektionen und Wirkungsgrade von Kohle-Kombi-Kraftwerken bis 2030.

		heute ^a	2010 ^b	2020 ^b	2030 ^b
Steinkohle-Kombi-Kraftwerk					
Investitionskosten	€/kW _{el}	995-2.525	1.350-1.380	1.200-1.253	1.150-1.227
Wirkungsgrad	%	37-55	50	53-54	54-60
Braunkohle-Kombi-Kraftwerke					
Investitionskosten	€/kW _{el}	-	1.380	1.250-1.253	1.200-1.227
Wirkungsgrad	%	-	48	49-52	52-53,5

^a umfasst Literaturquellen von 2000 bis 2009.

^b Kostenprojektionen der in Anhang B zitierten Studien.

Quelle: Datengrundlage Anhang B, C.3.

Für Kombi-Kraftwerke mit Braunkohle als Brennstoff liegen nur die Daten von zwei Bezugsquellen vor. Die Braunkohle-IGCCs stehen danach ab dem Jahr 2010 zur Verfügung und liegen bei den Investitionskosten auf nahezu identischer Höhe mit den Steinkohle-Kombi-Kraftwerken. (s. Tabelle 4.13). Bis zum Jahr 2030 wird ebenfalls eine Reduzierung der Investitionskosten erwartet, so dass die Kosten auch zukünftig weiterhin in etwa auf dem Niveau der Investitionskosten eines Steinkohle-IGCC liegen werden. In Bezug auf die Effizienz wird davon ausgegangen, dass Braunkohle-IGCCs anfänglich einen Wirkungsgrad von 48% und perspektivisch von 53% erreichen können [vgl. Fahl et al 2002, S. 52, Linßen et al 2006, S. 50]. Damit liegen die Wirkungsgrade der Braunkohle-IGCCs geringfügig unter den Erwartungen der Steinkohle-IGCCs.

Bisher sind erst einige Pilotanlagen auch in größeren Dimensionen weltweit realisiert worden. Eine tiefere Marktdurchdringung über den Stand von Demonstrationsanlagen hinaus blieb der IGCC-Technologie aufgrund mangelnder Wettbewerbsfähigkeit verwehrt. Als Gründe werden in der Literatur die höheren Investitionskosten, eine ungenügende Verfügbarkeit und der komplexe Prozessaufbau angeführt. Die Verbesserung der Dampfkraftwerke wird als eine weitere Ursache für die Ausbleiben des Markteintritts gesehen [vgl. Hassa 2005, S. 13, Radgen et al 2006, S. 63]. Während GuD-Kraftwerke für den Energieträger Erdgas gängige Technikwahl sind, scheinen Kohle-Kombi-Kraftwerke bei den augenblicklichen Kraftwerksplanungen in Deutschland und somit auch mittelfristig in der deutschen Stromerzeugung trotz der hohen Wirkungsgradpotentiale nur eine geringe Rolle zu spielen.

Im Bereich der Stromerzeugung existieren momentan nur wenige Hinweise auf die Planung eines IGCC-Kraftwerks. In Wetzel (2005) und auch in der Übersicht der Kraft-

werksplanungen in Kapitel 4.2 sind keine IGCCs vorgesehen. Ewers und Renzenbrink (2005) sehen in den IGCC-Kraftwerke mittelfristig keine kommerzielle Alternative zu den Dampfkraftwerken [vgl. Ewers und Renzenbrink 2005, S. 47]. Lediglich Planungen in Sachsen und die Ankündigung eines CCS-Forschungsprojekts der RWE-AG weisen auf die Anwendung der Kohlevergasungstechnologie hin. In Sachsen ist vorgesehen, das erzeugte Synthesegas zur Stromerzeugung und der Herstellung von Methanol zu verwenden [vgl. Energiespektrum 2006, S. 60]. RWE plant in einem IGCC -Kraftwerk erstmals die CO₂-Abtrennung in großem Maßstab erforschen zu wollen und das abgetrennte CO₂ in norddeutschen Aquiferen zu speichern. Nach Widerständen aus der mit der CO₂-Speicherung betroffenen Region scheint das Projekt zu ruhen. Für die Zukunft werden der Entwicklung von IGCC-Anlagen im Bereich der reinen Stromerzeugung eben aufgrund der hohen Effizienzwerte und der Eignung zur CO₂-Abtrennung in Deutschland allein bisher auf politischer und wissenschaftlicher Ebene eine höhere Priorität zugeordnet [vgl. BMWA 2003, S. 41].

Neben der integrierten Kohlevergasung existieren mit der Druckwirbelschichtfeuerung und der Druckkohlenstaubfeuerung zwei weitere Technologien, die einen Einsatz von Kohle als Brennstoff in Kombi-Kraftwerken erlauben.

Bei der herkömmlichen Rostfeuerung werden größere Stücke des eingesetzten Kohlebrennstoffs in der Brennkammer auf einem Rost verbrannt. Die luftdurchströmte Brennstoffschicht verbleibt in Ruhe. Im Gegensatz dazu entspricht die Staubfeuerung einer pneumatischen Förderung. Feiner Kohlenstaub mit einer mittleren Körnung von 100 µm wird in der Schwebe verbrannt [vgl. Effenberg 2000, S. 205ff].

Die Wirbelschichtfeuerung kann zwischen der Rost- und Staubfeuerung eingeordnet werden. Bei der Wirbelschichtfeuerung wird der Brennstoff in eine Gas-Feststoff-Suspension versetzt. Zwischen der Ruheschicht bei der Rostfeuerung und der Verbrennung in der Schwebe bei der Staubfeuerung sind fluidisierende Zustände der Feststoffschicht möglich. Durch einen Düsenboden wird von unten eine Luftmenge eingeführt, die so groß ist, dass der statische Druck der Schicht überwunden wird. Als Folge wird die Schicht zu einer niedrig expandierten blasenbildenden Wirbelschicht mit einer Höhe von ca. 1-2 m aufgelockert (stationäre Wirbelschicht). Die Schicht besteht aus Kohle oder anderen festen Brennstoffen sowie einem Inertmaterial. Ohne das Inertmaterial wäre der Luftsauerstoff bereits nach kurzer Weglänge über dem Düsenboden aufgebraucht und es käme zu einem unerwünschten Vergasungsprozess. Die Körnungsgröße bei der Wirbelschichtfeuerung beträgt im Mittel 10 mm [vgl. Effenberger 2000, S. 205ff].

Im Unterschied zur stationären Wirbelschichtfeuerung ist die Schicht des Feststoffes (Brennstoff plus Inertmaterial) bei der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung nicht auf eine Höhe von 1-2 m begrenzt, sondern zirkuliert in der gesamten Brennkammer. Diese

hoch expandierte zirkulierende Wirbelschicht wird im Vergleich zur stationären Wirbelschicht durch höhere Gasgeschwindigkeiten erreicht, die wesentlich über der Einzelkornsinkgeschwindigkeit liegt.

Folgende Varianten der Wirbelschichtfeuerung können unterschieden werden:

1. atmosphärische stationäre Wirbelschichtfeuerung (atmospheric fluidized bed combustion AFBC)
2. atmosphärische zirkulierende Wirbelschichtfeuerung (atmospheric circulating fluidized bed combustion ACFBC)
3. Druck-Wirbelschichtfeuerung (pressurized fluidized bed combustion PFBC) [vgl. Effenberger 2000, S. 206].

Bei der Druckwirbelschichtfeuerung besteht ebenfalls die Möglichkeit diese stationär oder zirkulierend zu betreiben. Im Unterschied zur atmosphärischen Wirbelschichtfeuerung findet der Verbrennungsvorgang bei der Druckwirbelschichtfeuerung unter höherem Druck statt. Der Druck in der Brennkammer beträgt ca. 12 bis 16 bar. Durch den erhöhten Druck kann die Verbrennungsdichte erhöht werden und gleichzeitig verbessern sich die Wärmeübergangsbedingungen [vgl. Effenberger 2000, S. 240]. Technologische Probleme von Kraftwerken mit Druckwirbelschichtfeuerung liegen vor allem im Bereich von geeigneten Turbinen für den Einsatz in größeren Anlagen und bei der Reinigung des Heißgases. Zudem mangelt es an einer einheitlichen Entwicklungsstrategie, die zu schnelleren Fortschritten führen könnte. In unterschiedlichen Regionen werden verschiedene Konzepte der Druckwirbelschichtfeuerung bearbeitet. In Japan und Europa wird vorwiegend das Konzept der stationären Druckwirbelschichtfeuerung verfolgt, während sich in den USA die Arbeiten auf die zirkulierende Druckwirbelschichtfeuerung konzentrieren [vgl. DTI 2000b, S. 2ff].

Mit der Entwicklung von Kombikraftwerken mit Druckkohlenstaubfeuerung wird ein neues Konzept verfolgt. Die Arbeiten dazu befinden sich noch im Grundlagenbereich, wobei Wirkungsgrade von 55% bis zum Jahr 2015 erreichbar scheinen. Für Kraftwerke der Größenordnung von maximal 400 MW werden Kosten von ca. 750 bis 860 €/kW bis zum Jahr 2015 prognostiziert. Eine Verfügbarkeit wird nicht vor demselben Jahr erwartet [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 453 und WBGU 2003b, S. 50]. Ein noch ungeklärtes Problem bei Kraftwerken dieser Art ist die notwendige Heißgasreinigung bei 20 bar und Temperaturen über 1.300 °C. Bisher wurden noch keine Ergebnisse erzielt, die ein Gas mit entsprechender Qualität für den Einsatz in einer Gasturbine liefern [vgl. Effenberger 2000, S. 791].

4.3.6 Hybrid-Kraftwerke

Noch höhere Wirkungsgrade scheinen mit so genannten Hybridkraftwerken erreichbar zu sein. Im Unterschied zu den oben beschriebenen Gasturbinen-Kombi-Kraftwerken ist bei Hybridkraftwerken zusätzlich eine Hochdruck-Hochtemperatur-Brennstoffzelle den thermischen Energiewandlern (Gasturbinen-Prozess und Wasser-Dampfkreislauf) vorgeschaltet. Über einen elektrochemischen Prozess wird ein Teil des Brennstoffs in elektrische Energie umgewandelt. Die Abwärme und die in der Brennstoffzelle nicht umgesetzte Brennstoffmenge werden in dem nachgeschalteten Gasturbinen- und Wasser- und Dampfprozess zur Stromerzeugung zugeführt. Je nach eingesetztem Brennstoff (Erdgas oder Kohle) werden für Hybridkraftwerke Wirkungsgrade zwischen 60 und 70% angegeben [BMWA 2003, S. 39]. Da sich diese Technologie noch im Entwicklungsstadium befindet, ist davon auszugehen, dass Hybridkraftwerke kurz- bis mittelfristig insbesondere vor dem Hintergrund der anstehenden Kraftwerksneubauten in Deutschland keinen großen Anteil an der Stromerzeugung und somit auch keinen Beitrag zur Effizienzsteigerung sowie zur CO₂-Reduktion leisten werden. Der Entwicklungszeitraum bis zum kommerziellen Einsatz von Hybridkraftwerken wird mit ca. 20 Jahren angegeben [vgl. BMWA 2003, S. 39]. Dabei steht die Einführung der Hybridkraftwerke in engem Zusammenhang mit der Weiterentwicklung von Brennstoffzellen, die vor allem im Bereich der Verfügbarkeit sowie der Kostenreduktionen weitere Fortschritte erzielen muss. Hybridkraftwerke stellen somit eher eine mittel- bis längerfristig interessante Option dar.

4.3.7 Kraft-Wärme-Kopplung

Eine deutliche Erhöhung des Gesamtnutzungsgrads einer Stromerzeugungsanlage kann durch die zusätzliche Auskopplung von Wärme erreicht werden. Anlagen dieser Art heißen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen). Gute KWK-Anlagen erreichen Gesamtnutzungsgrade zwischen 80 und 90% [vgl. WBGU 2003b, S. 79]. Der eingesetzte Brennstoff wird nicht allein für die Erzeugung von Strom genutzt, sondern dient der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung liegt weniger in einer Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades, sondern in einer effizienteren Ausnutzung des Brennstoffes als bei einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Höhe der Primärenergieeinsparungen und die damit verbundenen CO₂-Reduktionen hängen nicht unwesentlich von den eingesetzten Energieträgern und dem Vergleichssystem ab. Gängige Primärenergieeinsparungen von KWK-Anlagen liegen etwa bei 15 bis 30% [vgl. WBGU 2003b, S. 79]

Ein Einsatz von Kraft-Wärme Kopplungsanlagen ist überall dort möglich, wo neben der elektrischen Energie auch ein Bedarf an Wärme besteht. Um auf eine möglichst hohe Auslastung der Anlage zu kommen, ist es von Vorteil wenn ein möglichst gleichzeitiger Strom- und Wärmebedarf vorliegt [vgl. Konstantin 2006, S. 287]. Den Einsatzbereich

für KWK-Anlagen begrenzt der WBGU (2003) für Niedertemperaturwärme bei 120 °C und für Prozesswärme bei ca. 200 °C [vgl. WBGU 2003b, S. 79]. Zur Auskopplung der Wärme kommen nicht allein Kraftwerke auf Basis des Dampfturbinen-Prozesses in Frage. Es existiert eine Vielzahl von Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien wie z.B.:

- Dampfturbinen-Heizkraftwerk,
- Gasturbinen-Heizkraftwerk,
- Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk,
- Motoren-Blockheizkraftwerk,
- Stirlingmotoren,
- Brennstoffzellen [vgl. AGFW 2002, S. 280 ff].

Die aufgezählten Technologien sind charakterisiert durch einen unterschiedlichen Entwicklungsstand. Während es sich bei den Heizkraftwerken (Dampfturbinen-HKW, Gasturbinen-HKW, GuD-HKW und BHKW) um erprobte Technologie handelt, befinden sich der Stirlingmotor und die Brennstoffzelle noch in einem sehr jungen Entwicklungsstadium. Ein weiterer Unterschied liegt in den erreichbaren Stromkennzahlen der unterschiedlichen Technologien. Die Stromkennzahl ist eine wichtige Kenngröße für KWK-Anlagen. Sie beschreibt das Verhältnis von Strom- und Wärmeabgabe einer KWK-Anlage. Während die gängigen KWK-Technologien wie Dampfturbinen-HKW oder Gasturbinen-HKW Stromkennzahlen von 0,2 bis 0,6 erreichen, liegen die Stromkennzahlen bei modernen Technologien wie z.B. der Brennstoffzelle zwischen 0,8 und 1,5 [vgl. WBGU 2003b, S. 80]. Das generelle Prinzip der Kraft-Wärmekopplung ist in Abbildung 4.6 anhand des Dampfturbinen-Prozesses dargestellt.

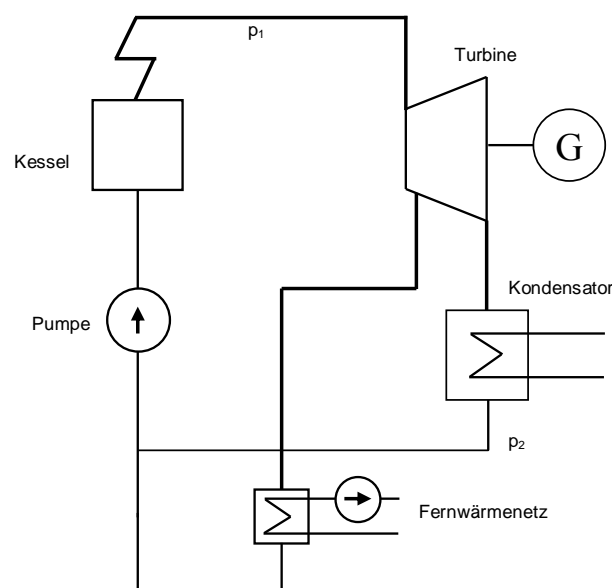


Abbildung 4.6: Kraft-Wärme-Kopplung.

In Deutschland stammen 72 TWh Strom im Jahr 2008 aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dies entspricht einem Anteil der KWK-Stromerzeugung von etwa 13% an der Gesamtstromerzeugung [vgl. Nitsch und Wenzel 2009, S.91]. Die Struktur der KWK-Versorgung ist dabei sehr unterschiedlich. Während Flensburg fast zu 100% aus einer KWK-Anlage mit Wärme versorgt wird, ist in anderen Städten gleicher Größenordnung keine oder KWK nur in geringerem Ausmaß vorhanden. Deutlich höher ist der Anteil des KWK-Stroms in Dänemark. Dort werden über 50% des Stroms in Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt [vgl. Traube 2005, S. 3].

Das erschließbare technische Stromerzeugungspotential in KWK-Anlagen wird in Deutschland zwischen 200 TWh_{el} und 380 TWh_{el} pro Jahr abgeschätzt. [vgl. WBGU 2003b, S. 80, Deutscher Bundestag 2002, S. 462]. Eine wichtige Kenngröße in Zusammenhang mit den Potential- und Szenarioberechnungen ist die Bestimmung der durchschnittlichen Stromkennzahl, da je nach unterstelltem Kennwert der Stromanteil aus KWK steigt oder sinkt. Von dem technischen Potential sind Szenario-Berechnungen im Auftrag des Umweltbundesamtes zufolge je nach angenommenen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 etwa 187 bis 224 TWh/a zu erreichen [vgl. Fishedick et al 2002a, S. 175ff]. Der WBGU (2003) sieht bis 2030 ein relativ sicher umsetzbares Gesamtpotential von 200 TWh Strom aus KWK-Anlagen. Zur Umsetzung dieses Potentials wären 20.000 MW_{el} zusätzlich erforderlich. Ein Großteil dieser Leistung könnte nach Aussagen des WBGU (2003) durch dezentrale Anlagen (<10MW_{el}) abgedeckt werden. Dazu zählen kleine fossil befeuerte Blockheizkraftwerke und Brennstoffzellen, aber auch in Konkurrenz dazu regenerative Energiesysteme. Mit den erwähnten Anteilen an der Stromerzeugung und den entsprechenden Beiträgen zur Wärmeerzeugung ließen sich die CO₂-Emissionen durch KWK-Anlagen um rund 80 Mio. t_{CO2} pro Jahr reduzieren. Dies entspricht einer Minderung von etwa 7 Prozent der CO₂-Emissionen in Deutschland im Referenzjahr 1990 [vgl. WBGU 2003b, S. 80].

Aufgrund der effizienten Brennstoffausnutzung im Vergleich zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung und unter Einbezug der externen Kosten sieht der WBGU (2003) die KWK aus volkswirtschaftlicher Sicht als eine wirtschaftlich sinnvolle Technologie [vgl. WBGU 2003b, S. 81]. Als ein Hindernis für den Ausbau der KWK-Anlagen wird das Fehlen von notwendigen Nah- und Fernwärmenetzen gesehen. Diese sind für den Betrieb einer KWK-Anlage und das Verteilen der Wärme unerlässlich. Zur Erhöhung des KWK-Anteils an der Stromerzeugung wie es im integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung gefordert wird, sind Investitionen in den Auf- und Ausbau der Wärmeverteilnetze Grundvoraussetzung.

4.3.8 Zusammenfassung Effizienzsteigerung in der Energieumwandlung

Obwohl sich durch den Bedarf an Ersatzkapazitäten eine gute Möglichkeit zur Neuausrichtung der Energieversorgung eröffnet, werden zukünftig weiterhin große Anteile an

der Energieversorgung den fossil befeuerten Kraftwerken zugeschrieben. Bei den Kohle-Kombi-Kraftwerken ist es momentan nicht absehbar, welche Rolle diese Kraftwerkstechnologie trotz der Vorteile einnehmen wird. Der Übersicht geplanter Kraftwerke in Deutschland kann entnommen werden, dass zumindest bis 2012 kein Kohlekraftwerk mit einem kombinierten Gas- und Dampfkraftprozess geplant ist. Die Dampfkraftwerke bieten nach dem heutigen Stand der Technik und vermutlich auch noch für die nächsten Jahre dem Investor eine höhere Planungssicherheit als IGCC-Kraftwerke, da es sich um die Weiterverwendung einer bekannten Technologie handelt. Die Vorteile der IGCC-Technologie liegen in den höheren Wirkungsgraden sowie einer besseren Eignung für die Abtrennung von CO₂.

Eine abschließende Übersicht (Tabelle 4.14) stellt vergleichend die CO₂-Reduktionsmöglichkeiten durch den Einsatz effizienterer Kraftwerke, aber auch – weil eben häufig unmittelbar mit dem Thema der Effizienzsteigerung verbunden – den Wechsel von fossilen Energieträgern dar. In der Tabelle ist die relative spezifische Emissionsminderung der fossilen Brennstoffe abgebildet. Verglichen werden die spezifischen Emissionen bei heute in Betrieb befindlichen fossilen Kraftwerken mit verfügbaren bzw. zukünftig erwarteten Kraftwerken. Der wesentliche Unterschied zwischen den einzelnen Kraftwerken ist der Wirkungsgrad und der eingesetzte Brennstoff. Nicht enthalten in diesem Vergleich ist der Einsatz der KWK-Technologie sowie der AKW.

Ein Ersatz der bestehenden Kraftwerke durch Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden, die den gleichen Brennstoff einsetzen, reicht allein nicht aus, um die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40% zu senken. Selbst geplante Kraftwerke mit Wirkungsgraden von 55% würden die spezifischen CO₂-Emissionen nur um weniger als 40% reduzieren. Relativ dicht an eine Senkung um 40% käme ein Ersatz der alten Braunkohlekraftwerke mit neuen (zukünftigen) Steinkohlekraftwerken. Vor dem Hintergrund der Verfügbarkeit solcher Steinkohlekraftwerke, die nicht vor dem Jahr 2020 erwartet werden, käme ein Einsatz zur Erreichung einer 40%igen Reduktion bis 2020 zu spät. Ein Austausch kann daher nicht wesentlich zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele im Zielkorridor 2020 beitragen.

Spezifische Emissionsminderungen von mehr als 40% wären zu erreichen, wenn neue Erdgaskraftwerke an Stelle der alten Braunkohlekraftwerke treten würden. Dies unterstreicht einerseits die Bedeutung von Erdgas als Brennstoff, andererseits würde dadurch ein heimischer Energieträger verdrängt werden. In der Folge würde sich die Abhängigkeit von einem Energieträger weiter erhöhen, der bereits heute zum größten Teil importiert wird und dessen europäische Reserven sehr bald aufgebraucht sind und in absehbarer Zeit zum größten Teil aus Russland oder dem Nahen Osten importiert werden müssten. Insofern ist ein breiter Ersatz von Braunkohlekraftwerken mit Erdgas aus klimapolitischer Sicht wünschenswert, aus Sicht der Versorgungssicherheit jedoch durch den Zugang zu weiteren Erdgasbezugsquellen noch optimierbar. Ähnliches gilt für den Er-

satz von Steinkohlekraftwerken durch Erdgas. Allerdings besteht der Unterschied, dass es in diesem Fall zu einer Substitution eines Brennstoffes käme, der bezogen auf das Gesamtsteinkohleaufkommen in Deutschland bereits zu über 50% importiert wird.

Tabelle 4.14: Relative spezifische Emissionsminderung.

	η %	CO ₂ g/kWh _{el}	CO ₂ Reduktion [%]								
			Braunkohle _{heute}	Braunkohle _{verfügbar}	Braunkohle _{Zukunft}	Steinkohle _{heute}	Steinkohle _{verfügbar}	Steinkohle _{Zukunft}	Erdgas _{heute}	Erdgas _{verfügbar}	Erdgas _{Zukunft}
Braunkohle _{heute}	38	1.063	-	12	24	24	31	36	63	68	69
Braunkohle _{verfügbar}	43	940	-	-	14	14	22	28	58	63	65
Braunkohle _{Zukunft}	50	808	-	-	-	0	9	16	51	57	59
Steinkohle _{heute}	42	805	-	-	-	-	9	16	51	57	59
Steinkohle _{verfügbar}	46	735	-	-	-	-	-	8	47	53	55
Steinkohle _{Zukunft}	50	676	-	-	-	-	-	-	42	49	51
Erdgas _{heute}	51	392	-	-	-	-	-	-	-	12	15
Erdgas _{verfügbar}	58	345	-	-	-	-	-	-	-	-	11
Erdgas _{Zukunft}	60	333	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Klaus et al 2009, UBA 2011a.

Mit einer Modernisierung des Kraftwerksparks ließe sich eine Senkung der CO₂-Emissionen erreichen. Unterstützung finden diese Aussage in Berechnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (2003). Nach den Berechnungen des Ministeriums können die CO₂-Emissionen durch den Austausch alter Kohlekraftwerke mit neuen effizienteren Kohlekraftwerken um ca. 30% gemindert werden [vgl. BMWA 2003, S. 8 und S. 46]. Allerdings wäre damit aufgrund einer Regelbetriebsdauer von 35 bis 40 Jahren eine Kraftwerksstruktur bis weit über 2020 hinaus festgelegt, die trotz Emissionsminderung durch einen zu hohen Grundanteil an CO₂-Emissionen charakterisiert wäre. Ein Erzeugungspark mit modernisierten Kraftwerken mag zwar mit Emissionszielen z.B. der EU bis 2020 vereinbar sein, eine Senkung um 80% für den Zielkorridor 2050 wäre allein durch den Einsatz hocheffizienter Kohlekraftwerke aber nicht zu realisieren. Für eine nach 2020 notwendige verstärkte Senkung der Emissionen, wären die Kraftwerke entweder mit CCS nachzurüsten oder vor der Regelbetriebsdauer abzuschalten. Beide Maßnahmen hätten entweder zusätzliche Kapitalaufwendungen oder erhebliche Kapitalentwertungen zur Folge. Mittelfristige Emissionsziele könnten somit

verkehrte Anreize schaffen. Eine nicht ausreichend weitsichtige Weichenstellung durch die Energiepolitik könnte somit stranded investments zur Folge haben. Auf der anderen Seite würde ein Verzicht auf deutliche Einschnitte in der Kraftwerkslandschaft zwar die stranded investments vermeiden, allerdings würde sich dadurch das Risiko erhöhen, langfristig notwendige Emissionsziele zu verfehlen [vgl. SRU 2009, S. 7]. Für ambitionierte Reduktionsziele müssen neue oder zusätzliche Wege beschritten werden. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist die Festlegung langfristiger verbindlicher Emissionsziele.

Das technische Potential fossiler Energieträger wurde in der Vergangenheit durch die Endlichkeit der Reserven und Ressourcen bestimmt. Mit den Kenntnissen aus der Klimawissenschaft drängen neue Kriterien an die Auslegung des Potentials fossiler Energieträger. Das Potential wird jetzt nicht mehr allein durch die Dauer der Reichweite eines Energieträgers bestimmt, sondern wird darüber hinaus durch die geforderten CO₂-Reduktionen und die Stabilisierung des CO₂-Anteils in der Atmosphäre begrenzt.

5 Erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung

Neben der Verbrennung fossiler Energieträger kann Energie auch über den Einsatz erneuerbarer Energieträger erzeugt werden. Als erneuerbar oder regenerativ gelten Energieträger, deren Potential sich durch die Anwendung nicht reduziert, da es sich über extrem lange Zeiträume ständig erneuert. Verantwortlich dafür, dass der Mensch auf erneuerbare Energieressourcen für die Bereitstellung von Nutzenergie zurückgreifen kann, sind drei Primärenergiequellen oder Energieströme. Dazu zählen die:

- solare Strahlung
- Geothermie und
- Gezeitenenergie.

Die drei Primärenergiequellen entstehen aus unterschiedlichen Prozessen. Die Solarstrahlung beruht auf der Kernfusion im Inneren der Sonne. Durch die Kernfusion wird Energie freigesetzt und sorgt für einen Energiestrom (Solarstrahlung) auf die Erde. Der Isotopenzerfall im Inneren der Erde ist die Ursache für die Erdwärme und Planetenbewegungen in Verbindungen mit Gravitationskräften sind verantwortlich für die Gezeiten und somit auch für die Gezeitenenergie. Den größten Anteil unter den regenerativen Primärenergiequellen hat die Solarenergie [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 11].

Die regenerativen Primärenergiequellen treten innerhalb der Erdatmosphäre entweder als direkte oder über natürliche Umwandlungsprozesse entstehende indirekte Energieströme in Erscheinung. Umgewandelte Formen der Solarstrahlung sind z.B. die Windenergie, die Wasserkraft und auch die Biomasse [vgl. Remme 2004, S. 7]. Für die Nutzung sowie die Erzeugung von Endenergie aus erneuerbaren Energiequellen kann auf eine breite Auswahl von Technologien zurückgegriffen werden:

- Wasserkraftwerke erzeugen Strom aus einer Kombination von Strahlungsenergie und Schwerkraft,
- Windenergieanlagen erzeugen Strom aus Strahlungsenergie,
- Biomasse-Anlagen können Strom, Wärme und Kraftstoffe aus chemisch gebundener Solarenergie zur Verfügung stellen,
- Geothermische Kraftwerke können Strom, Wärme bereitstellen und auch zum Kühlen eingesetzt werden,
- Solarthermische Kraftwerke und Photovoltaik-Anlagen liefern Strom aus Strahlungsenergie,
- Solarkollektor-Anlagen stellen Wärme aus der Strahlungsenergie bereit.

Daneben existiert eine Vielzahl weiterer Technologien, die für die Umsetzung des regenerativen Energieangebots in Nutzenergie eingesetzt werden können (s. Abbildung 5.1).

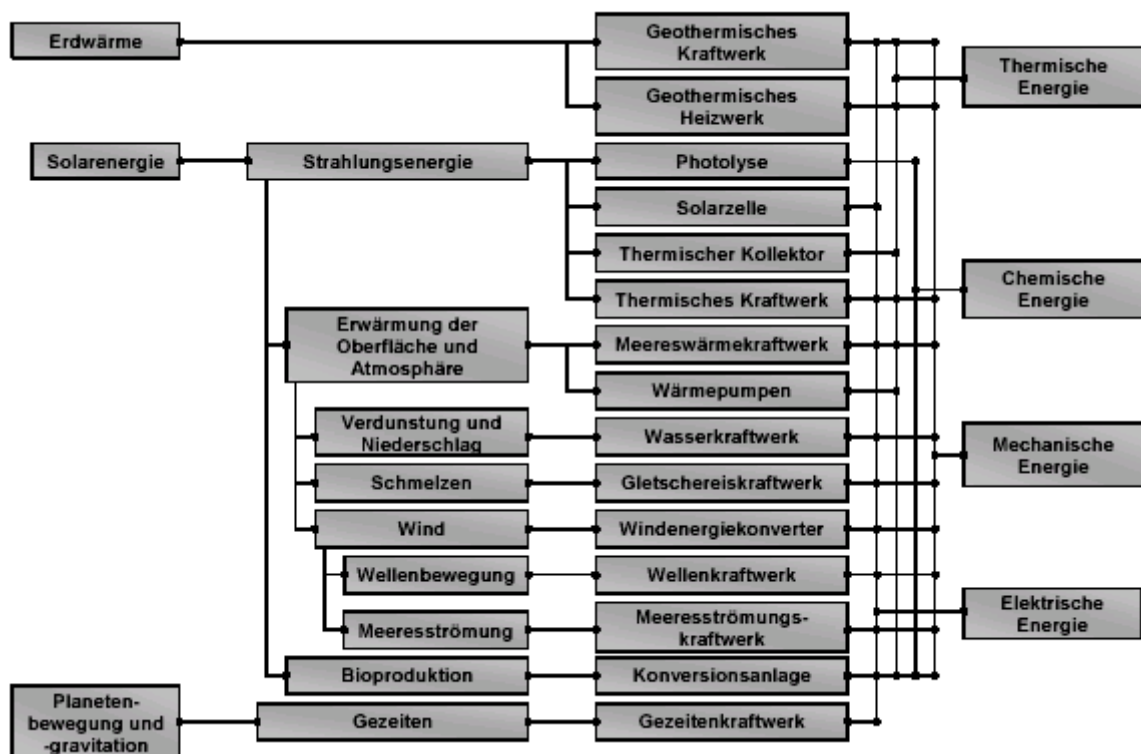


Abbildung 5.1: Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots.

Quelle: Kaltschmitt 2003 in Remme 2004, S. 7.

Die Potentiale regenerativer Energieträger übersteigen weltweit betrachtet bei weitem den derzeitigen Energieverbrauch. Das liegt im Wesentlichen gemessen an menschlichen Maßstäben am extrem großen Potential der Solarstrahlung. Die anderen erneuerbaren Energieformen sind aufgrund von Einschränkungen in ihrem Potential begrenzt. Für Wasserkraft z.B. wird ein weltweites Potential von 15 EJ, für Windenergie von 140 EJ und für Biomasse von 100 EJ pro Jahr in der Literatur angegeben [vgl. WBGU 2003a, S. 3].

5.1 Generelle Aspekte zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

Aus erneuerbaren Energiequellen können die Sekundärenergieträger Strom, Wärme und Brennstoffe bereitgestellt werden. Sie sind damit grundsätzlich in der Lage, die fossilen Energieträger in allen ihren Anwendungsbereichen zu ersetzen und bieten mit den großen Potentialen eine Alternative zu den fossilen Energieträgern. Dass es nicht bereits früher zu einer intensiveren Nutzung oder Fortführung der Nutzung erneuerbarer Ener-

giequellen gekommen ist, liegt darin begründet, dass Mitte der fünfziger Jahre die fossilen Energieträger zunehmend billiger mit entsprechend sicheren Umwandlungstechnologien zur Verfügung standen. Es kam zu einem Rückgang der Anwendung erneuerbarer Energiequellen und gleichzeitig zu einer Unterbrechung der Entwicklung von Technologien zur Energieumwandlung aus natürlichen Energiequellen [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 483]. Dass die erneuerbaren Energien im Unterschied zu den thermischen Kraftwerken (zum Teil) dem schwankenden Angebot der Natur unterliegen, wird als ein Nachteil erneuerbarer Energieträger gesehen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 227]. Aufgrund der Fluktuationen im natürlichen Energieangebot kann es lokal betrachtet zu großen Schwankungen in der Strombereitstellung durch erneuerbaren Energien kommen. Zur Deckung der verbleibenden Nachfrage ist es erforderlich, das schwankende Energieangebot der erneuerbaren Energie auszugleichen, da zum Erhalt der Versorgungssicherheit die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt durch die Elektrizitätserzeugung gedeckt werden muss [vgl. SRU 2010, S. 58]. Die regelbaren Kraftwerke müssen also nicht mehr vollständig die gut prognostizierbare Netzlast bedienen sondern die Residuallast. Unter der Residuallast versteht man die Differenz zwischen der Netzlast und der fluktuierenden Einspeisung der erneuerbaren Energien [vgl. Hohmeyer 2010, S. 36]. Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung werden neue Anforderungen an die Regelbarkeit der bestehenden und neuen konventionellen Kraftwerke gestellt. Zukünftig wird es von hoher Bedeutung sein, wie schnell die regelbaren Kraftwerke ihre Leistung ändern können [vgl. Hohmeyer 2010, S. 37].

Eine mangelnde Wirtschaftlichkeit vieler erneuerbarer Energieträger im Vergleich zu fossilen Energieträgern wird als weiteres Argument gegen die erneuerbaren Energiequellen aufgeführt [vgl. BMWi 2008, S. 5, Nitsch et al 2004, S. 230]. Solche Betrachtungsweisen lassen meistens eine Berücksichtigung externer Kosten vermissen. Werden diese in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingeschlossen, ist zu sehen, dass die regenerativen Energiequellen nicht nur im konkurrenzfähigen Bereich liegen, sondern zum größten Teil deutlich geringere externe Kosten verursachen als die Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern. In Tabelle 5.1 sind die Bandbreiten der Erzeugungskosten und die externen Kosten der Energieerzeugung nach Krewitt und Schlomann (2006) sowie Fritsche (2007) aufgeführt. Erneuerbare Energieträger weisen demnach deutlich geringere externe Kosten auf als die fossilen Energieträger. Die geringsten externen Kosten werden von der Wasserkraft und der Windenergie verursacht. Die externen Kosten der fossilen Energieträger belaufen sich in etwa auf die Höhe der reinen Erzeugungskosten. Eine Einpreisung der externen Kosten zu den Erzeugungskosten würde nach den Zahlen in Tabelle 5.1 in etwa zu einer Verdopplung der Stromerzeugungskosten der fossilen Energieträgern führen. Krewitt und Schlomann (2006) kommen des weiteren zu dem Ergebnis, dass für Jahr 2005 die vermiedenen externen Kosten durch den Einsatz der erneuerbaren Energien über der Förderung durch das EEG (Erneuerba-

re-Energien-Gesetz) lagen. Die Aufwendungen für das EEG wurden also durch die vermiedenen externen Kosten ausgeglichen. Daraus kann gefolgert werden, dass sich aufgrund der vermiedenen Umweltschäden der Einsatz erneuerbarer Energieträger aus volkswirtschaftlicher Sicht rechnet [vgl. Krewitt und Schlomann 2006, S. 39f].

Tabelle 5.1: Erzeugungskosten und externe Kosten der Stromerzeugung in Deutschland.

	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Biomasse	Wasserkraft	PV	Geothermie	Wind
Erzeugungskosten in ct/kWh	4-5	4-5	4-5	6-8	5-10	30-50		6-9
Externe Kosten in ct/kWh	>5,7	>6,4	>2,9	-	~0,15	~1,0	~0,39	~0,15

Quelle: Fritsche 2007, S. 13, Krewitt und Schlomann 2006, S. 37.

Den Nachteilen der erneuerbaren Energiequellen steht eine Reihe von Vorzügen gegenüber. Erstens sind die erneuerbaren Energiequellen global betrachtet homogener verteilt als die fossilen Energieträger. Dies hat eine wesentliche Bedeutung für die Importabhängigkeit vieler Staaten, denn die Energie kann im eigenen Hoheitsgebiet gewonnen werden und die Importabhängigkeit verringern. Sie bieten daher auch keinen Anlass für kriegerische Auseinandersetzungen und wenig Potential für terroristische Gefahren. Eine Ausnahme bilden große Staudämme, die ein gewisses technologisches Risiko mit sich bringen. So kann der Bruch eines Staudamms zu einer Überflutung großer Landflächen führen und weitere verheerende Folgen nach sich ziehen [vgl. WBGU 2003b, S. 58].

Ein weiterer Vorteil ist die häufig kostenlose Bereitstellung der Energie durch die Natur. Mit Ausnahme der Biomasse sind die erneuerbaren Energieträger im Vergleich zu fossilen Energieträgern durch weitaus weniger Schwankungen in den variablen Kosten charakterisiert [vgl. Nitsch et al 2004, S. 230]. Dadurch und durch weiter steigende Energiepreise können abhängig von der Technik und den Bedingungen des Einsatzortes die anfangs hohen Investitionen kompensiert und der energetische Aufwand durch Erträge ausgeglichen werden [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 484]. Das häufig vorgebrachte Argument der negativen Energiebilanz trifft für keine der regenerativen Energietechnologien zu. Mit dem Ausdruck einer negativen Energiebilanz ist gemeint, dass Anlagen mehr Energie zur eigenen Herstellung, Errichtung und Betrieb benötigen, als über die gesamte Lebensdauer von ihnen erzeugt wird. Zwar weisen die erneuerbaren Energietechnologien durchaus unterschiedlich lange Zeiträume bis zur Erzeugung der zur eigenen Herstellung benötigten Energie auf. Negative Energiebilanzen werden jedoch nicht erzielt. Für Windkraftanlagen beispielsweise liegen die „energy pay back“-Zeiten abhängig von der Qualität des Standorts bei etwa 6 Monaten [vgl. Hopf et al

2001, S. 24]. PV-Anlagen benötigen je nach eingesetztem Zelltyp zwischen 2 und 5 Jahren [vgl. Kruska und Mey 2005, S. 47].

Der wesentliche Vorteil der erneuerbaren Energiequellen gegenüber der konventionellen Energieerzeugung ist jedoch, dass die erneuerbaren Energiequellen kein CO₂ oder andere Luftschadstoffe während des Betriebes emittieren. Sie können dadurch einen wesentlichen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten. Eine Ausnahme in diesem Zusammenhang bildet Biomasse, denn bei der Energieerzeugung aus Biomasse wird CO₂ emittiert. Dass Biomasse dennoch als CO₂-neutraler Energieträger gilt, liegt daran, dass nur die Menge CO₂ freigesetzt wird, die von der Biomasse im Laufe des Wachstums aus der Atmosphäre gebunden wurde. In Deutschland wurden bereits im Jahr 2010 im Stromsektor 72 Mio. t_{CO2} durch den Einsatz erneuerbarer Energiequellen eingespart. Damit wurde gegenüber dem Jahr 2003 eine zusätzliche Ersparnis von 39 Mio. t_{CO2} erzielt [vgl. BMU 2011, S. 6, Klobasa und Ragwitz 2005, S. 29].

Neben der geringen Leistungsdichte der erneuerbaren Energietechnologien ist eine wesentliche Aufgabe einer Energieversorgung auf Basis regenerativer Energiequellen die Deckung einer schwankenden Nachfrage durch ein ebenfalls schwankendes Energieangebot. Die Biomasse, Geothermie und zum Teil auch die Wasserkraft (Speicherwasserkraftwerke) sind von den tages- und jahreszeitlichen Schwankungen nicht berührt.

Um die Fluktuationen im Energieangebot der erneuerbaren Energiequellen auszugleichen, befinden sich folgende Optionen in der Diskussion:

- Speicherung von Energie

Ein Ausgleich des schwankenden Angebots der erneuerbaren Energien und die Deckung der Residuallast kann durch Energiespeicher erfolgen. Mit der Speicherung von Energie besteht die Möglichkeit die Erzeugung und Nutzung elektrischer Energie zeitlich voneinander zu entkoppeln. Da die elektrische Energie aufgrund ihrer leitergebundenen Ladungsbewegung nur im Moment der Erzeugung nutzbar ist, muss sie in eine andere Energieform umgewandelt werden [vgl. SRU 2009, S. 59]. Eine Umwandlung in eine andere Energieform ist immer mit Umwandlungsverlusten verbunden. Nach einer Übersicht von Oertel (2008) liegen die Umwandlungsverluste unterschiedlicher Speichertechnologien zwischen 10 und 75%. [vgl. Bossel 2006 in Oertel 2008, S. 101]. Die Wirkungsgrade von z.B. Pumpspeicherkraftwerken liegen zurzeit zwischen 70 und 80% [vgl. Neupert et al in SRU 2010, S. 59]. Zur Speicherung von Energie bestehen eine Vielzahl von unterschiedlichen Technologien. Eine grobe Einteilung der Speichertechnologien kann in elektrische, elektrochemische und mechanische Energiespeichersysteme vorgenommen werden [vgl. Oertel 2008, S. 98]. Die wichtigsten technischen Eigenschaften zur Beurteilung von Energiespeichern umfassen nach Ansicht des SRU (2010): Speicherkapazität, Speicherleistung, Wir-

kungsgrad, Speicherverluste, Leistungsdichte, Leistungsgradient und Lebensdauer [vgl. SRU 2010, S. 59]. Für eine vollständig auf regenerativen Energieträgern basierenden Stromversorgung sind insbesondere Speichersysteme mit großer Speicherkapazität für den Einsatz zum Tages-, Wochen- und Jahreslastausgleich von Bedeutung. Entsprechende Einsatzbereiche weisen die folgenden Speichersysteme auf [vgl. Leonhardt et al 2008 in SRU 2011, S. 218]:

- potenzielle Energie mit Pumpspeichern,
- mechanische Energie mit Druckluftspeichern
- chemische Energie zum Beispiel mit Wasserstoff (-Verbindungen) und
- elektrochemische Energie mit Batterie.

Pumpspeicherkraftwerke zählen zu den Wasserkraftwerken und sind für einen Generator- und Pumpbetrieb ausgelegt. Im Pumpbetrieb wird Wasser von einem Unterbecken zu einem Oberbecken gepumpt (s. Kap. 5.2.1). Der Pumpbetrieb erfolgt in der Regel in Zeiten, zu denen das Stromangebot hoch und die Energienachfrage gering ist. Durch den Pumpbetrieb erfolgt eine Umwandlung der eingesetzten elektrischen Energie in potenzielle Energie oder auch Lageenergie. Im Generatorbetrieb wird das Wasser in das untere Becken geleitet und durchläuft dabei eine Turbine, die einen Generator antreibt. In dieser Fahrweise erfolgt eine Umwandlung der Lageenergie wieder in elektrische Energie [vgl. Oertel 2008, S. 35, SRU 2011, S. 218f, Ehlers 2005, S. 35f].

Druckluftspeicherkraftwerke zählen zu den Erdgaskraftwerken. Sie nutzen überschüssige Energie, um über elektrisch angetriebene Kompressoren Umgebungsluft zu verdichten und anschließend die komprimierte Luft in Salzkavernen oder Aquiferen zu speichern. Im Entladevorgang wird die komprimierte Luft zusammen mit Erdgas der Brennkammer einer Erdgasturbine zugeführt, um über einen Generator wieder elektrische Energie zu erzeugen [vgl. SRU 2011, S. 220, Ehlers 2005, S. 41f, Oertel 2008, S. 31].

- Stromverteilung und -transport

In der Vergangenheit sind die Übertragungsnetze nach den Anforderungen der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ausgebaut worden. Vor dem Hintergrund einer immer stärker werdenden Durchdringung erneuerbarer Energiequellen im deutschen Stromerzeugungssystem stellen sich für die Zukunft auch neue Anforderungen an das elektrische Übertragungssystem. Die Planungen für Strom aus regenerativen Anlagen mit großen Erzeugungskapazitäten wie z.B. die Offshore-Windparks konzentrieren sich auf den norddeutschen Raum, eine Region mit einer vergleichsweise geringen Stromnachfrage. Schon heute treten Situationen auf, in denen die Windkraftanlagen auf dem Festland in Küstennähe abgeregelt werden müssen, weil die Netze nicht die erzeugte Energie aufnehmen

können. Mit dem weiteren Ausbau der Windenergie auf dem Meer und dem Ersatz älterer Anlagen durch leistungsstärkere neuere Anlagen im onshore Bereich wird sich diese Situation ohne Gegenmaßnahmen weiter verschärfen. Um die in der Region nicht abgesetzte Menge Energie an die Verbrauchszentren abzuführen, bedarf es eines Ausbaus des Übertragungsnetzes. Im Jahr 2005 wurde zu diesem Thema eine Studie der Deutschen Energie Agentur vorgestellt. Diese Studie untersucht die Netzintegration der Windenergie bis zum Jahr 2020. Die Windenergie wird in der Studie vorrangig gegenüber anderen erneuerbaren Energiequellen behandelt, da sie erstens bereits einen nennenswerten Beitrag zur deutschen Stromversorgung leistet und zweitens mittelfristig die größten Potentiale für einen weiteren Ausbau aufweist.

Ein Ergebnis der DENA-Studie lautet, dass unter den getroffenen Rahmenbedingungen des zukünftigen Ausbaus der erneuerbaren Energiequellen ein Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig ist. Das kann neben dem Bau neuer Höchstspannungstrassen auch die Verstärkung bestehender Stromtrassen umfassen. Insgesamt belaufen sich die Netzausbaumaßnahmen auf 5 Prozent des bestehenden Übertragungsnetzes. Dies entspricht einer Länge von etwa 900 km [vgl. Deutsche Energie Agentur 2005 (DENA), S. 7]. Der SRU (2010) erachtet den Ausbau der Übertragungsnetze zum Transport des Stroms aus erneuerbaren Energie in die Zentren des Elektrizitätsverbrauchs im Süden, der Mitte und im Westen Deutschlands als dringend geboten [vgl. SRU 2010, S. 68]. Gleichzeitig kritisiert der SRU (2010), dass die offiziellen Studien (DENA) in ihrem zeitlichen Horizont viel zu kurz ausgelegt sind und daher die Bedeutung des Anschluss der regenerativen Erzeugungleistung bisher deutlich unterschätzt wurde. Weiterhin führt der SRU (2010) an, dass die Bedeutung des internationalen Netzausbaus in Deutschland bisher ebenfalls verkannt wurde [vgl. SRU 2010, S. 68]. Grundgedanke des internationalen Netzausbaus ist eine großräumige Vernetzung der Strombereitstellungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energiequellen. Durch eine räumlich sehr breit ausgelegte Vernetzung von Stromerzeugungsanlagen wird die Realisierung der Energiebereitstellung zu jeder Tages- und Jahreszeit angestrebt. Der Transport elektrischer Energie über weite Strecken über nationale Grenzen hinweg würde es ermöglichen, Regionen mit zeitlichen unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragemustern miteinander zu verbinden. Dieser Ansatz hätte zusätzlich den Vorteil, dass die regenerativen Anlagen dort errichtet werden könnten, wo durch die Natur ein größeres Potential vorgegeben ist. Dabei kann es durchaus sein, dass die Energie aus Bereichen stammt, die auf lange Sicht selbst kein eigenes fein gegliedertes Stromnetz besitzen oder mehr Energie aus erneuerbaren Energiequellen bereitstellen können, als dort selbst verbraucht werden wird [vgl. WBGU 2003b, S. 84]. Ein häufig

angeführtes Beispiel ist die Erzeugung von Solarstrom in Nordafrika und die Transmission über Hochspannungsgleichstromleitungen in die Ballungszentren Europas. Für Deutschland ist die Umsetzung einer ökonomisch effizienten regenerativen Stromversorgung nach Ansicht des SRU (2010) nur dann zu realisieren, wenn der Stromaustausch mit anderen Ländern und der internationale Netzausbau vorangetrieben wird. Der SRU (2010) hebt in diesem Zusammenhang in seiner Stellungnahme insbesondere die Bedeutung der Anbindung an die Potentiale skandinavischer Pumpspeicherkraftwerke hervor [vgl. SRU 2010, S. 68]. Neben dem Ausbau der Erzeugungskapazitäten an erneuerbarer Energie wird als Schlüsselrolle für eine vollständig auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Stromversorgung der Ausbau der Energieinfrastruktur gesehen. Dazu zählt der Ausbau der Übertragungsnetze innerhalb Deutschlands, der Ausbau grenzüberschreitender Übertragungsnetze und der Ausbau bzw. Zugang zu Speichern [vgl. SRU 2011, S. 258]

- Lastmanagement

Durch eine Steuerung der Stromnachfrage ließe sich die Lastkurve an die Stromangebotskurve anpassen. Mögliche Steuerungsinstrumente wären z.B. lastabhängige Tarife und intelligente Geräte, die nur dann arbeiten, wenn das Angebot an regenerativem Strom groß und der Preis für die Elektrizität dementsprechend günstig ist. Das Potential eines Lastmanagements ist zurzeit schwer abzuschätzen. Allerdings wird erwartet, dass bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energiequellen in der Stromversorgung auch ein optimiertes Lastmanagement Überschuss- und Mangelsituationen verhindern kann [vgl. WBGU 2003b, S. 84f].

Im Vordergrund der nachfolgenden Ausführungen zu den einzelnen Formen der regenerativen Energien steht die Erzeugung von elektrischer Energie. Eine Abgrenzung zur kombinierten Erzeugung des Sekundärenergieträgers Wärme ist nicht immer möglich oder sinnvoll, da die Auskopplung von Wärme ökologisch und bei einigen Erzeugungsanlagen für den wirtschaftlichen Betrieb sehr hilfreich sein kann. Es erfolgt eine Untersuchung des Entwicklungsstands, der technischen Entwicklungspotentiale, der Potentiale in der Bundesrepublik Deutschland, der derzeitigen Kostensituation und der möglichen Kostenreduktionspotentiale der einzelnen Technologien. Die in diesem Abschnitt vorgenommenen Analysen dienen in einem späteren Abschnitt zur Verifizierung des Szenarios „Erneuerbare Energien“ und der Berechnung der aktuellen und zukünftigen Stromerzeugungs- sowie der CO₂-Vermeidungskosten.

Die Reihenfolge der Technologien ist rein zufällig gewählt. Eine Analyse der Gezeitenkraft, Wellenenergie, Aufwind- und solarthermischer Kraftwerke wird in dieser Arbeit nicht vorgenommen, da sich diese Technologien zum Teil noch in einem frühen Ent-

wicklungsstadium befinden und eine gleichwertige Darstellung gegenüber den weiterentwickelten Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energiequellen aufgrund der Datenlage schwer umzusetzen ist. Weiterhin ist davon auszugehen, dass nicht alle Technologien für die deutsche Energieerzeugung von relevanter Bedeutung sein werden, da Deutschland nur unwesentliche Potentiale für diese Technologien aufweist [vgl. Lübbert 2005, S. 13]. Um weitere Informationen zu den in dieser Arbeit nicht abgedeckten erneuerbaren Energietechnologien zu erhalten, sei auf Lübbert (2005), den Bericht des World Energy Councils (2004) „Survey of Energy Resources“, den Tagungsband des IPCC scoping meetings für erneuerbare Energiequellen (2008) sowie den IPCC Sonderbericht zu erneuerbaren Energiequellen(2011) verwiesen.

5.2 Wasserkraft

Das Wasser auf der Erdoberfläche bewegt sich in einem Kreislauf. Dieser Kreislauf wird von der Strahlungsenergie der Sonne angetrieben. Wasser in den Meeren enthält weniger potentielle Energie als Wasser, das sich durch Verdunstung und Niederschlag auf einer geographisch höheren Ebene befindet. Umgekehrt gibt Wasser, das sich von einem höheren zu einem tieferen Niveau bewegt, die Differenz an potentieller Energie ab. Diesen Vorgang nutzt jede Wasserkraftanlage zur Erzeugung elektrischer Energie aus. Die Differenz an potentieller Energie wird zunächst in kinetische Energie, anschließend im Wasserkraftwerk mit Hilfe von Turbinen in mechanische Rotationsenergie und danach über einen Generator in elektrische Energie umgewandelt [vgl. Remme 2004, S. 25].

5.2.1 Einteilung von Wasserkraftanlagen

Grundsätzlich kann eine Einteilung der Wasserkraftanlagen in Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke vorgenommen werden. Laufwasserkraftwerke sind in Flussläufe integriert und nutzen zur Energieerzeugung vorwiegend den Wasserdurchfluss (großes Volumen bei geringer Höhendifferenz), während Speicherwasserkraftwerke die Energie primär durch die Ausnutzung der Höhendifferenz (relativ geringes Volumen bei großer Höhendifferenz) erzeugen. Pumpspeicherkraftwerke nutzen ähnlich den Speicherwasserkraftwerken die Höhendifferenz zur Erzeugung elektrischer Energie. Im Unterschied zu den Speicherwasserkraftwerken haben Pumpspeicherkraftwerke neben einem natürlichen auch einen künstlichen Zufluss, über den während Schwachlastzeiten zusätzlich Wasser in das Speicherbecken gepumpt werden kann.

Weiterhin können Wasserkraftwerke in Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckkraftwerke unterschieden werden. Als wesentliches Unterscheidungskriterium dient die Fallhöhe des Wassers. Die Grenzen zwischen Nieder- zu Mitteldruckanlagen bzw. zwi-

schen Mittel- zu Hochdruckanlagen sind nicht einheitlich definiert, so dass die Übergänge mitunter fließend sein können.

Niederdruckanlagen entziehen dem Wasser eines Flusses Energie, ohne dass vorher eine Speicherung des Wassers vorgenommen wurde. Als typische Form von Niederdruckanlagen gelten Laufwasserkraftwerke mit einer Fallhöhe von bis zu 15 m. Diese werden häufig direkt im Flusslauf errichtet. Dabei sorgt ein Stauwerk für ein konstantes Niveau des Oberwasserspiegels. Die jahreszeitlichen Schwankungen in der Energieproduktion beruhen bei Laufwasserkraftwerken auf der Wasserführung des Flusses. Diese wiederum steht im Zusammenhang mit der Niederschlagsverteilung über das Jahr, so dass in den regenreichen Monaten in der Regel mehr Strom produziert wird. In Zeiten mit Hochwasser sinkt die Leistungsabgabe von Laufwasserkraftwerken, da der Unterwasserspiegel ansteigt, während der Oberwasserspiegel auf konstantem Niveau bleibt. Bei den Niederdruckanlagen kommen unterschiedliche Turbinenarten zum Einsatz. Dazu zählen die Kaplan- und Durchströmturbinen [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 32f, Kaltschmitt et al 2003, S. 339, Remme 2004, S. 25].

Mitteldruckanlagen werden in der Regel an niedrigeren Talsperren als Speicherkraftwerk oder an höheren Wehren als Laufwasserkraftwerk errichtet. Als kennzeichnende Größe zur Unterscheidung von Nieder- bzw. Hochdruckanlagen wird die mittlere Fallhöhe benutzt. Als Mitteldruckanlagen gelten Anlagen mit einer Fallhöhe zwischen 15 und 100 m. Die Wasserzuführung der Turbinen wird bei den als Speicherkraftwerken ausgelegten Mitteldruckanlagen über Druckleitungen sichergestellt [Fishedick und Nitsch 1999, S. 34, Kaltschmitt et al 2003, S. 342].

Im Unterschied zu den Mitteldruckanlagen sind Hochdruckanlagen in der Regel durch Fallhöhen von mehr als 100 m gekennzeichnet. Die als Speicherkraftwerke ausgeführten Anlagen befinden sich typischerweise in Mittel- bzw. Hochgebirgsregionen. Ähnlich wie bei Mitteldruckanlagen wird dem Kraftwerk das Wasser über Hochdruckleitungen zugeführt. Wegen der meist sehr großen Fallhöhen werden bei Hochdruckanlagen vorwiegend Pelton- oder Francisturbinen eingesetzt. Zu den Hochdruckanlagen zählen ebenfalls die Pumpspeicherkraftwerke. Diese verfügen über ein Ober- und ein Unterbecken, wobei in das Oberbecken ein natürlicher Zufluss münden kann. In Zeiten geringer Stromnachfrage wird das Wasser aus dem tiefer gelegenen Unterbecken in das Oberbecken gepumpt. Der elektrische Strom wird als potentielle Energie des Wassers zwischengespeichert, bevor die Energie zur Bedarfsdeckung in Spitzenlastzeiten über eine Turbine wieder zur Erzeugung von Strom verwendet wird [vgl. Langniß et al 1999, S. 24ff].

5.2.2 Stand der Entwicklung

Wasserkraft hatte in Deutschland bis 2003 von allen erneuerbaren Energieträgern den größten Anteil an der Stromerzeugung. Wird der Anteil an der Gesamtstromerzeugung als Bewertungsmaßstab zugrunde gelegt, galt die Wasserkraftnutzung bis dahin als der bedeutendste regenerative Energieträger in der deutschen Stromerzeugung. 2004 wurde die Wasserkraft von der Windenergie abgelöst, die seitdem einen größeren Anteil an der deutschen Stromerzeugung aufweist.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen kann in Abhängigkeit der Niederschlagsmenge von Jahr zu Jahr variieren. In Jahren mit viel Niederschlag liegt die Stromerzeugung über der in trockenen Jahren mit einer geringeren Niederschlagsmenge. Sehr deutlich sind diese jährlichen Fluktuationen im Jahr 2003 zu erkennen. Im Vergleich zum Vorjahr wurden in 2003 trotz einer Erhöhung der installierten Leistung über 3 GWh Strom weniger erzeugt (s. Abbildung 5.2). im Jahr 2010 wurden etwa 19,7 TWh Strom aus Wasserkraft erzeugt.

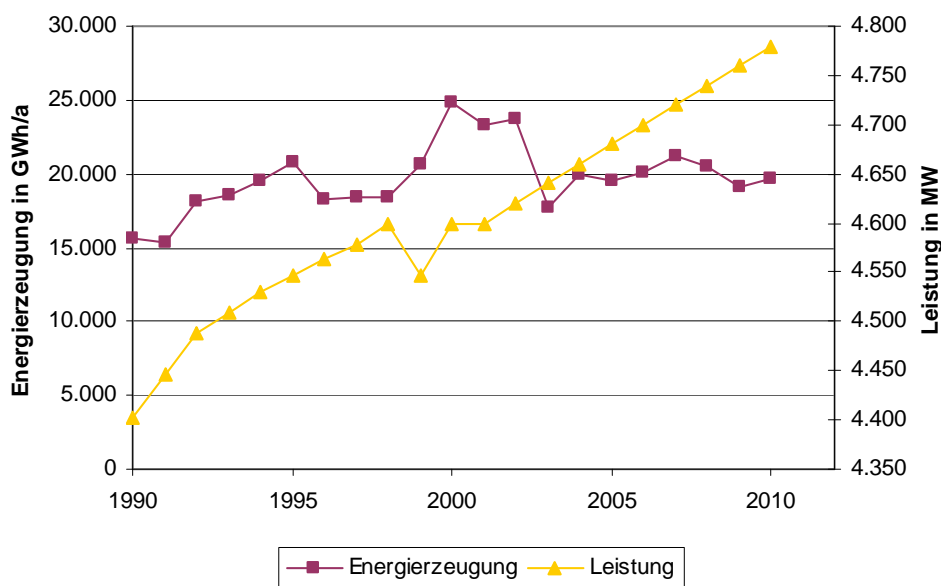


Abbildung 5.2: Entwicklung der Stromerzeugung und installierte Leistung von Wasserkraftanlagen in Deutschland.

Quelle: BMU 2011, S. 10f.

Insgesamt existieren in Deutschland ca. 5.900 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 4.800 MW. Den Großteil der Anlagen stellen Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von weniger als 1 MW (ca. 5.500). Diese Anlagen befinden sich in der Hand kleinerer Unternehmen oder von Privatpersonen. Die übrigen ca. 400 Anlagen haben eine installierte Leistung größer als 1 MW und werden in der Regel von Energieversorgungsunternehmen betrieben. Von diesen Anlagen stammen ca. 90% des

Stroms aus Wasserkraftwerken. Während die Zahl großer Wasserkraftwerke über die letzten Jahre konstant geblieben ist, hat sich die Anlagenanzahl der kleineren Wasserkraftwerke – in den meisten Fällen durch Reaktivierung von Altanlagen – deutlich erhöht. Als Ursache kann das Stromeinspeisegesetz bzw. das Erneuerbare-Energien-Gesetz gesehen werden, das einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen durch die gesetzlich festgelegte und garantierte Einspeisevergütung ermöglicht [vgl. Nitsch et al 2004, S. 165]. Den Effekt durch das Stromeinspeise- bzw. Erneuerbare-Energie-Gesetz auf die installierte Wasserkraftleistung in Deutschland ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Dort ist zu erkennen, dass seit Beginn der 90er Jahre im Trend bis heute die Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland gestiegen ist.

Tabelle 5.2: Wasserkraftnutzung in Deutschland 2010.

Installierte Leistung	MW	4.780
Anzahl Anlagen	-	~ 5.900
Stromerzeugung	TWh	19,7
Anteil an Bruttostromerzeugung	%	3,2

Quelle: BMU 2011, S. 11f, Fishedick und Nitsch 1999, BMWi 2011.

5.2.3 Technisches Potential und Ausbaupotential der Wasserkraftnutzung

Einer Veröffentlichung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) zufolge liegt das technische Potential der Wasserkraftnutzung in Deutschland bei ca. 24 TWh/a. Ergebnisse in etwa derselben Größenordnung erzielen Potentialabschätzungen weiterer Untersuchungen. Demnach liegt das technische Potential der Wasserkraftnutzung in Deutschland zwischen 24 und 25 TWh/a [vgl. Hille und Pfaffenberger 2004, S. 5-19, Nitsch et al 2004, S. 165, Fishedick und Nitsch 1999, S. 134, Prognos 1999, S. 408]. Neuere Untersuchungen ermitteln größere Potentiale der Wasserkraftnutzung. Der SRU (2010) beziffert das technische Potential der Wasserkraft auf ca. 28 TWh/a [vgl. SRU 2010, S. 17]. Zu einer nochmals höheren Einschätzung kommt eine Untersuchung im Auftrag des Bundesumweltministeriums. In dieser Untersuchung wird das Potential mit 33 bis 42 TWh angegeben [vgl. BMU 2010, S. 161]. In Bezug auf die neuere Literatur ergibt sich für das technische Potential eine Spannweite von 28 bis 42 TWh.

Mit einer Erzeugung von 24,9 TWh im Jahr 2000 wäre das technische Potential in Bezug auf die älteren Zahlen zum technischen Potential mehr als vollständig oder nahezu vollständig ausgeschöpft und ein weiterer Ausbau nicht möglich. Auf der anderen Seite wurde die Leistung, wie Abbildung 5.2 zeigt, seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ausge-

baut. Dieser scheinbare Widerspruch kann damit erklärt werden, dass sich die Angaben des Potentials im Allgemeinen auf das Regelarbeitsvermögen beziehen. Das Regelarbeitsvermögen ist das Arbeitsvermögen im Regeljahr als Mittelwert der langfristig erzeugten Energie. Im Gegensatz dazu wurden die Werte aus dem Jahr 2000 real erzielt. In trockenen oder sehr feuchten Jahren kann das tatsächliche Arbeitsvermögen deutlich vom Regelarbeitsvermögen abweichen [vgl. BMU 2010, S. 174]. In Bezug auf die Ergebnisse neuerer Untersuchungen werden die technische Potentiale durch die bisher jährlich erzielte Stromerzeugung nicht erreicht.

5.2.4 Kosten der Wasserkraftnutzung

Wasserkraftanlagen zeichnen sich durch hohe einmalige Aufwendungen in Form von Investitionen, anschließende geringe Kosten beim Betrieb und eine lange Anlagenlebensdauer aus. Zu den Investitionskosten zählen Aufwendungen für die baulichen Anlagen, für die maschinenbaulichen Komponenten, elektrotechnische Einrichtungen und die sonstigen Nebenkosten wie Planung, Genehmigung oder Grunderwerb. Den größten Anteil an den Investitionskosten haben die Baukosten (40 bis 50%). Der Maschinenbau (Turbine, Getriebe, Regler) variiert je nach Größe des Kraftwerks zwischen 20 und 30% der Investitionskosten. Die elektrischen Einrichtungen verursachen zwischen 5 und 10 Prozent der Gesamtkosten und der verbleibende Rest sind Aufwendungen für Planung und Baunebenkosten [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 362].

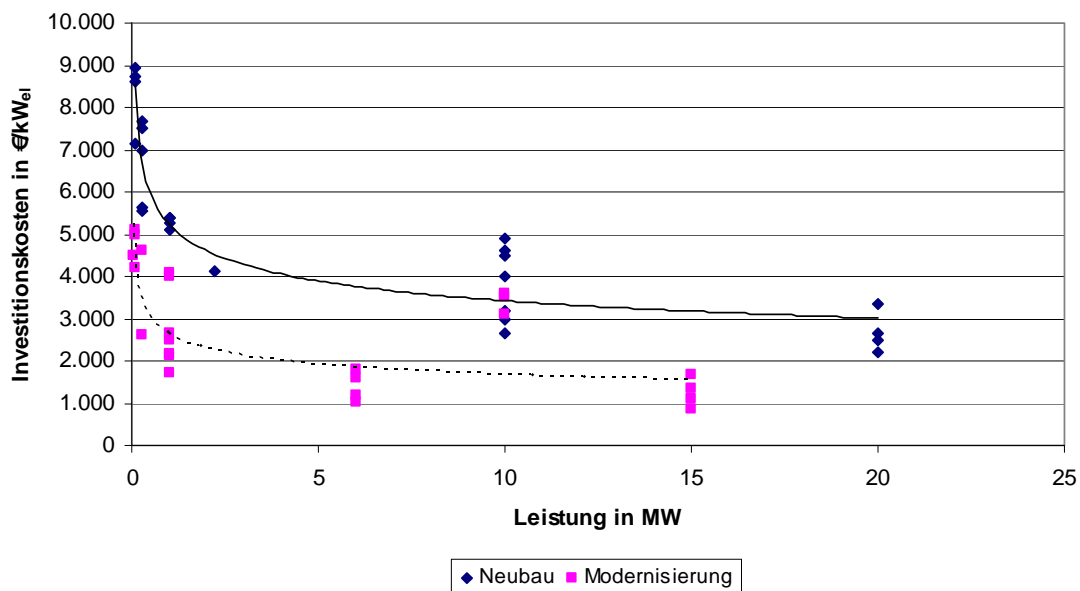


Abbildung 5.3: Spezifische Investitionskosten von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße.

Quelle: s. Anhang A.1.

Je nachdem, ob es sich um einen Anlagenneubau, eine Reaktivierung oder Modernisierung eines Wasserkraftwerkes handelt, ergeben sich für die Investitionskosten beträchtliche Spannbreiten. Zusätzlich werden die Investitionskosten durch die Standortverhältnisse und die daraus resultierende Größe der Wasserkraftanlage beeinflusst [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 361f]. Ein unterschiedliches Bild ergibt sich, wenn die spezifischen Investitionskosten betrachtet werden. In der Regel ist bei steigender Anlagengröße von sinkenden spezifischen Investitionskosten auszugehen. Dies trifft sowohl für die Kosten des Neubaus als auch für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen zu, wie in Abbildung 5.3 veranschaulicht wird. Die Abbildung zeigt die spezifischen Investitionen für den Neubau und die Modernisierung von Wasserkraftwerken. Die dargestellten Werte sind unterschiedlichen Literaturquellen entnommen.

Aus den Gesamtkosten können über die Abschreibungsdauer zusammen mit den Betriebskosten und dem jährlichen Energieertrag die Erzeugungskosten berechnet werden. Die jährlich anfallenden Betriebskosten beruhen auf Ausgaben für Personal, Verwaltung, Rücklagen und Versicherung. Sie betragen etwa 1 bis 4% der Investitionssumme pro Jahr [vgl. Nitsch et al 2004, S. 26, Kaltschmitt et al 2003, S. 363]. Die Tabelle 5.3 gibt einen Überblick über wirtschaftliche Daten ausgewählter Referenzanlagen. Die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen liegen demnach in einer Spannbreite von 8,3 bis 22,1 ct/kWh für Neubauten und von 4,5 bis 12,9 ct/kWh bei einer Modernisierung bzw. Erweiterung. Im Falle einer Reaktivierung stillgelegter Wasserkraftanlagen liegen die Stromgestehungskosten zwischen 3,9 und 9,5 ct/kWh (s. Anhang A.1).

Tabelle 5.3: Wirtschaftliche Daten ausgewählter Wasserkraftanlagen.

Nennleistung	MW	0,07	0,3	1	10	100
Volllaststunden	h/a	4.000	4.300	5.000	5.500	5.700
Investitionskosten						
Neubau	€/kW _{el}	8.600	7.000	5.400	4.900	4.600
Modernisierung/Erweiterung	€/kW _{el}	4.200	2.600	2.500	3.100 ^a	2.100 ^a
Betriebskosten						
Neubau	%Inv./a	3	3	3	3	3
Modernisierung/Erweiterung	%Inv./a	5	5	5	5	5
Stromgestehungskosten						
Neubau	ct/kWh	22,1	16,7	11,1	9,1	8,3
Modernisierung/Erweiterung	ct/kWh	12,9	7,4	6,2	6,9	4,5

^a Erweiterung

Zinssatz 6%, Abschreibung 30a.

Quelle: Datengrundlage Nitsch et al 2004, S. 26.

Die untere Grenze der Erzeugungskosten bezieht sich in der Regel auf Anlagen mit einer hohen elektrischen Leistung, während die obere Grenze für kleinere Wasserkraftanlagen gilt. Die Ergebnisse älterer Untersuchungen zur Bestimmung der Erzeugungskosten von Wasserkraftanlagen resultieren in etwa der gleichen Größenordnung. Eine vom BMU und dem Umweltbundesamt beauftragte Studie gibt die Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen für Neubauten mit 8,0 bis 16,8 ct/kWh an [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 45]. In einer ähnlichen Spannbreite liegen die Erzeugungskosten einer Studie aus dem Jahr 2002. Die Stromgestehungskosten von Wasserkraft-Neubauten werden dort in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Volllaststunden im günstigsten Fall mit 5,8 ct/kWh und maximal mit 15,1 ct/kWh beziffert [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 527].

Die Höhe der Stromgestehungskosten wird durch verschiedene Parameter in unterschiedlichem Ausmaß beeinflusst. Um zu veranschaulichen, wie sensibel die Gestehungskosten auf Veränderungen der Eingangsgrößen reagieren, wurden in Abbildung 5.4 wesentliche Parameter am Beispiel einer Referenzanlage (1 MW) aus der vorausgegangenen Tabelle variiert. Für die „Sensitivitätsanalyse“ wurden die Eingangsgrößen Investitionskosten, Betriebskosten, Nennlaststunden, Abschreibungsdauer und Zinssatz jeweils in Zehnerschritten bis maximal plus und minus 30% variiert. Aus dem Verlauf der einzelnen Stromgestehungskostenkurven ist zu erkennen, dass eine Variation der Eingangsparameter unterschiedlichen Einfluss auf die Höhe der Gestehungskosten hat. Die Steigung der Kostenkurven ist ein Kriterium dafür, wie empfindlich die Stromgestehungskosten auf eine Veränderung des hinterlegten Parameters reagieren. Je steiler die Kurve ist, desto größer sind die Auswirkungen. Ein weiterer Unterschied liegt in dem Vorzeichen der Steigung, d.h. dass die Kosten mit einem Erhöhen der Eingangsgröße sinken oder steigen können.

Unter den betrachteten Parametern verursacht eine Veränderung der Nennlaststunden und der Investitionen die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Eine Veränderung der Investitionen um z.B. 20% erhöht die Stromgestehungskosten um ebenfalls knapp 20%. Dagegen reagieren die Gestehungskosten auf eine Veränderung der Betriebskosten relativ träge. Hier bewirkt ein Anheben der Betriebskosten um 20% ein Ansteigen der Stromgestehungskosten um etwa 5 Prozent.

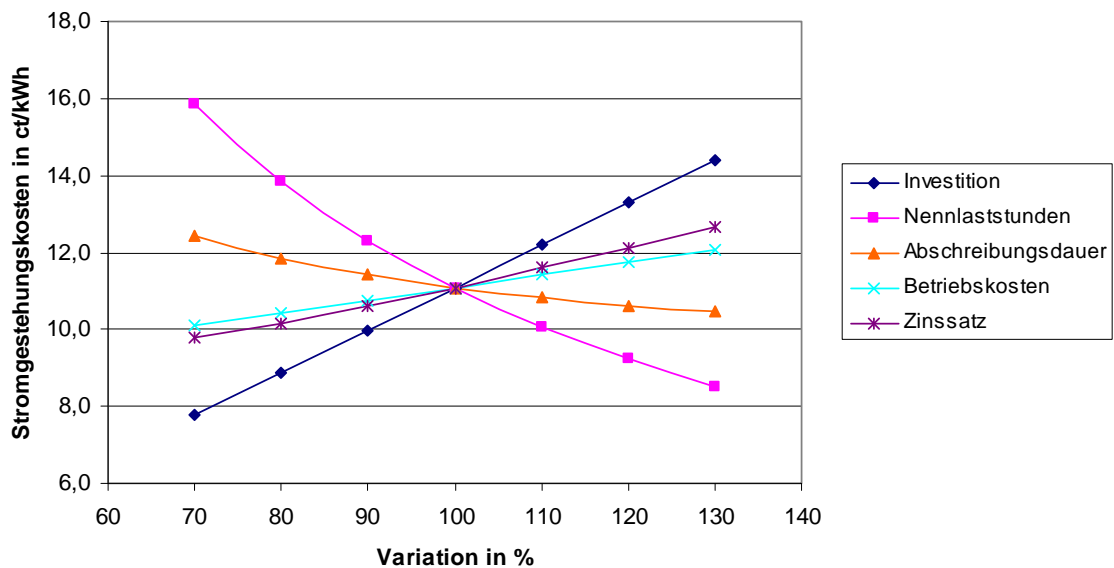


Abbildung 5.4: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer Wasserkraftanlage.

Eigene Berechnung.

5.2.5 Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale

Die Wasserkraftnutzung ist eine bekannte Technologie, die zur Erzeugung von elektrischer Energie seit vielen Jahrzehnten eingesetzt wird. Das spiegelt sich auch in der guten Übereinstimmung unterschiedlicher Untersuchungen zu den Erzeugungskosten und der technischen Potentiale wider. Wasserkraftanlagen gelten als technisch ausgereift, weisen hohe Lebensdauern sowie eine hohe Verfügbarkeit auf und gehören zum technischen Standard, bei der keine bedeutenden Potentiale für technische Fortschritte absehbar sind [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 521, Fishedick und Nitsch 1999, S. 33, Nitsch et al 2004, S. 25]. Zukünftige Kostenreduktionen durch technische Fortschritte sind daher nicht zu erwarten. Typische Entwicklungsphasen (z.B. wie Markteintritt oder Marktdiffusion) einer Technologie, in denen Kostenreduktionen erzielt werden können, wurden von der Wasserkraft bereits durchlaufen.

5.3 Windenergie

Die solare Strahlung treibt neben dem Wasserkreislauf auch die Bewegung der Luftmassen innerhalb der Erdatmosphäre an. Wind entsteht dabei als Ausgleichsbewegung zwischen Orten unterschiedlichen Luftdrucks, die aufgrund der unterschiedlichen Erwärmung der Erdoberfläche entstehen. Die Luftmassen bewegen sich von Gebieten höheren Luftdrucks zu Gebieten mit niedrigerem Luftdruck. Die in den bewegten Luftmassen enthaltene Energie wird in einer Windkraftanlage über einen Rotor in mechani-

sche Energie umgewandelt und dann über einen Generator zur Erzeugung von elektrischer Energie benutzt.

Die Bandbreite der Kriterien zur Unterscheidung von Windenergieanlagentypen ist sehr groß. Einige wichtige Unterscheidungsmerkmale sind [vgl. Kaltschmitt et al 2006, S. 291f]:

- der Rotor (Anzahl der Blätter und Stellung der Rotorachse),
- die Möglichkeiten zur Leistungsregelung (Stall, Pitch oder Activ Stall),
- das Getriebe,
- die Art des Generators,
- der Turm und
- das Fundament (im Wesentlichen für den Offshore-Einsatz).

Gleichzeitig sind die Unterscheidungsmerkmale als die Hauptkomponenten einer Windkraftanlage zu verstehen. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist das Maschinenhaus, in dem die Komponenten Getriebe, Generator, Rotorbremse und elektrische Schalt- und Regelanlagen platziert sind. Der am Markt überwiegend installierte Anlagentyp ist die Horizontalachsen-Windenergieanlage mit Dreiblattrotor. Anlagen mit Vertikalachsenrotor oder mit Einblattrotoren konnten sich bisher am Markt nicht behaupten.

Im Falle von höheren Windgeschwindigkeiten sind die Windenergieanlagen mit Systemen zur Leistungsbegrenzung ausgestattet. Die Regelungssysteme lassen sich in die beiden Grundkonzepte „Stall“- und „Pitch“-Regelung unterteilen [vgl. Lensu und Alakangas 2004, S. 58, Zervos 2008, S. 106]. Bei Windenergieanlagen mit einer Stallregelung wird die Leistung über einen kontrollierten Strömungsabriss am starr installierten Rotorblatt begrenzt. Dabei wird die Leistungsaufnahme aus dem Wind durch den so genannten „Stall-Effekt“ eingeschränkt. Aufgrund einer veränderten Anströmung des Profils kommt es ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit zum Strömungsabriss. Der Rotor bremst sich aufgrund der entstehenden Wirbel quasi selbst ab [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 304ff].

Bei Anlagen mit einer Pitch-Regelung wird die Leistungsaufnahme des Rotors aus dem Wind durch eine variable Rotorblattwinkelverstellung geregelt. Durch eine Verdrehung des Rotorblattes werden die Anströmverhältnisse so verändert, dass die Leistungsaufnahme des Rotors bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nenngeschwindigkeit weitgehend konstant bleibt. Ein weiteres Konzept ist die Aktiv-Stall-Regelung. Vergleichbar mit der Pitch-Regelung ist es bei diesem Konzept auch möglich, die Leistungsaufnahme aus dem Wind durch eine Verstellung des Blattwinkels zu regeln. Durch die Blattwinkelverstellung kann der Rotor kontrolliert in den Stall gefahren werden. Im Vergleich zur rein Stall geregelten Anlage bietet ein Aktiv-Stall-System zur Leistungsregelung

eine bessere Leistungsabgabe der Windenergieanlage [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 305ff].

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal von Windenergieanlagen ist das Getriebe. Bei den „klassischen“ Anlagentypen gehört ein Getriebe in der Regel zum mechanischen Triebstrang der Anlage und ist in der Gondel untergebracht. Zu den Aufgaben des Getriebes zählt die Drehzahlübersetzung zur Erfüllung von Netzspezifikationen wie die Einhaltung der vorgegebenen Netzfrequenz von 50 Hz. Am Markt existieren auch Anlagentypen, die ohne eine Drehzahlübersetzung (Getriebe) auskommen. Bei diesen Anlagen wird in der Regel ein vielpoliger Ringgenerator eingesetzt.

Die Aufgabe des Generators ist die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Energie. Zu den am häufigsten verwendeten Generatortypen zählen der oben erwähnte Ringgenerator, der Synchrongenerator und der Asynchrongenerator. Die Generatoren unterscheiden sich nach drehzahlfester bzw. drehzahlgestufter oder drehzahlvariabler Betriebsweise [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 289f, Remme 2004, S. 29]. Der Generator ist zusammen mit dem Getriebe, wenn vorhanden, im Maschinenhaus (Gondel) untergebracht.

Der Turm dient dazu, den Rotor auf die notwendige Höhe zu bringen und die Windenergienutzung zu ermöglichen. Die Mindesthöhe des Turmes ist dabei durch den Rotordurchmesser festgelegt. Daneben zählt zur Hauptaufgabe des Turmes die Aufnahme der statischen und dynamischen Belastungen des Rotors, des Triebstrangs und des Maschinenhauses sowie die sichere Ableitung der auftretenden Lasten über das Fundament in den Boden. Als Material kommt in der Regel Stahl oder Beton zum Einsatz. Stahltürme können in die Bauformen Gittermast oder Rohrturm in geschlossener, konischer Form unterschieden werden. Heute werden Windenergieanlagen in der Regel mit Stahltürmen errichtet [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 291f, Remme 2004, S. 29].

Das Fundament stellt die Verbindung der Windenergieanlage mit dem Boden dar. Es hat die Aufgabe, die Windenergieanlage fest im Grund zu verankern. Als typische Bauformen treten Flach- und Tiefgründungen auf. Beide Formen sind Stand der Technik und werden je nach Bodenbeschaffenheiten eingesetzt. Mehr Unterschiede gibt es bei der Gründung von Windenergieanlagen jenseits der Küste zu beachten. Generell ist eine Unterscheidung zwischen schwimmenden und bodenmontierten Konstruktionen möglich. Zu den bodenmontierten Fundamenten zählen das Gewichtsfundament, der Monopile (Einpahlfundament), das Tripod (Dreibeinfundament) oder Gitterkonstruktionen. Die Auslegung der Fundamentstrukturen ist unter anderem abhängig von den Standortgegebenheiten (z. B. der Wassertiefe) und den zu tragenden Lasten. Zu den Lasten zählen nicht allein die dynamischen und statischen Lasten der Windenergieanlage, sondern auch Lasten bedingt durch Wind, Wellen und Eisgang [vgl. Fichtner 2001, S. 3-9, Kaltschmitt et al 2003, S. 293f].

Die großtechnische Anwendung der Windenergie unterteilt sich in die Bereiche Onshore und Offshore. Während für den Onshore-Bereich viele Erfahrungswerte aus dem langjährigen Betrieb der Windenergieanlagen seit Ende der 70er Jahre vorliegen, existieren bei der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland noch wenig bis keine Erfahrungswerte. Erste größere Offshore-Windparks wurden bisher vor allem in dänischen und britischen Hoheitsgewässern errichtet.

5.3.1 Stand der Entwicklung

Erste Erfahrungen mit der Erzeugung elektrischer Energie aus Windkraftanlagen wurden bereits in den zwanziger Jahren gemacht. Der kommerzielle Einsatz begann Anfang der achtziger Jahre als Folge der zweiten Ölpreiskrise. Jedoch wurden anfangs nur vereinzelt Anlagen zur Gewinnung von Strom aus Windenergie errichtet. In Deutschland führten das 100 MW-Wind-Förderprogramm, das später auf 250 MW erweitert wurde, das Einspeisegesetz von Januar 1991 und insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz aus dem Jahr 2000 zu einem verstärkten Ausbau der Windenergie [vgl. Kaltschmitt et al 2006, S. 343]. Mittlerweile ist die Windenergienutzung der wichtigste regenerative Energieträger in der deutschen Stromerzeugung.

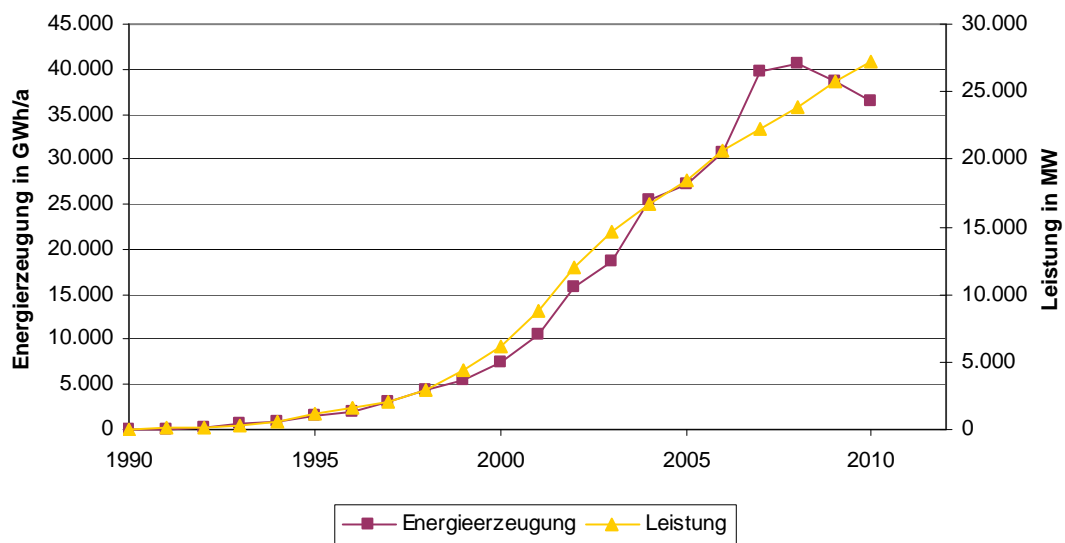


Abbildung 5.5: Entwicklung der Stromerzeugung und installierte Leistung von Windkraftanlagen in Deutschland.

Quelle: BMU 2011, S. 10f.

Die elektrische Leistung errichteter Windenergieanlagen in Deutschland wuchs von wenigen Megawatt im Jahr 1990 auf ca. 27 GW im Jahr 2010 [vgl. BMU 2011, S. 11]. Insbesondere seit dem Jahr 2000 ist die installierte Leistung und damit einhergehend auch der Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung deutlich gestiegen. Damit nimmt

Deutschland sowohl europa- als auch weltweit eine Spitzenposition ein. Der Verlauf der installierten elektrischen Leistung und der Stromerzeugung zwischen 1990 und 2010 ist in Abbildung 5.5 dargestellt.

In diesem Zeitraum erhöhte sich nicht nur allein die Anzahl der errichteten Anlagen. Auch die elektrische Leistung pro Windenergieanlage hat sich in dieser Zeit beinahe verzehnfacht. Während 1990 die durchschnittliche Leistung neuer Windenergieanlagen bei ca. 160 kW lag, beträgt die Anlagengröße der heute am häufigsten eingesetzten Anlage ca. 2 MW. Durch diesen „upscaling-Effekt“ konnten die Stromerzeugungskosten der Windenergieanlagen gesenkt werden. Zusätzlich erlaubte die anlagenbezogene Leistungserhöhung einen Einsatz der Windenergie-technik an windärmeren Standorten [vgl. Nitsch et al 2004, S. 27, BMU 2011, S. 16]. Mittlerweile gehören Anlagen der 2 MW-Klasse zum Stand der Technik und Erfahrungen mit den Anlagen der so genannten „Multi-Megawatt-Klasse“ (Anlagen über 2 MW Leistung) wurden bereits gesammelt. Inzwischen befinden sich auch Prototypen mit einer Leistung von ≥ 5 MW in Betrieb [vgl. Lensu und Alakangas 2004, S. 56] im Einsatz. Im Jahr 2010 wurden 36,5 TWh Strom aus Windenergie erzeugt. Damit hat die Windenergie ca. 5,9% zur bundesweiten Bruttostromerzeugung beigetragen (s. Tabelle 5.4).

Tabelle 5.4: Windenergienutzung in Deutschland 2010.

Installierte Leistung	MW	23.894
Anzahl Anlagen	-	21.585
Stromerzeugung	TWh	36,5
Anteil an Bruttostromerzeugung	%	5,9

Quelle: BMU 2011, S. 10f, BMWi 2011.

5.3.2 Technisches Potential der Windenergienutzung

In einer im Auftrag des Bundesumweltministeriums durchgeführten Untersuchung wird das technische Potential der Windenergienutzung in Deutschland auf dem Festland mit 83 TWh/a entsprechend ca. 50 GW angegeben. Die größten Potentiale liegen dabei in Gebieten mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten von weniger als 5 m/s [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 133]. Im Unterschied dazu wird das technische Potential der Windenergie in einer aktuelleren Studie ca. 20% geringer abgeschätzt. Das technische Potential wird in dieser Untersuchung mit 65 TWh/a beziffert [vgl. Nitsch et al 2004, S. 165]. Die Differenz dieser beiden Werte resultiert daraus, dass in die neuere Untersuchung nur Standorte mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten bis 5 m/s eingehen. Flächen mit Windgeschwindigkeiten unterhalb des Wertes bleiben in der Betrachtung unberücksichtigt. Zusätzlich sind in die Potentialberechnungen Akzeptanzfra-

gen und Flächennutzungspläne einiger Bundesländer berücksichtigt, die wie z.B. in Schleswig-Holstein den Ausbau der Windenergienutzung auf einen Prozent der Landesfläche beschränken. In Schleswig-Holstein wird momentan an einer Fortschreibung der Regionalpläne gearbeitet, mit der die Eignungsfläche für Windenergie auf 1,5% der Landesfläche erhöht werden soll [vgl. Innenministerium S-H 2012]. Eine Möglichkeit für den Ausbau und eine bessere Ausnutzung der guten Windstandorte bietet das Repowering – der Ersatz älterer Anlagen mit kleiner Leistung durch neue Anlagen mit größerer Leistung.

Wesentlich größer ist das technische Potential der Windenergienutzung im Offshore-Bereich. Berücksichtigt man eine maximale mittlere Wassertiefe von 40 m und eine Distanz zur Küste von höchstens 30 km liegt das technische Potential bei 237 TWh/a und einer installierbaren elektrischen Leistung von etwa 70 GW. Dieser Leistungswert kommt der Gesamtleistung aller beantragten Offshore-Windparkprojekte in der deutschen Nord- und Ostsee sehr nahe. Geht man hingegen von einer geringeren Entfernung zur Küste (20 km) und einer maximalen mittleren Wassertiefe von 20 m aus, vermindert sich das technische Potential um 110 TWh/a auf ca. 127 TWh/a [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 133f].

In dem Strategiepapier der Bundesregierung zur Nutzung der Offshore-Windenergie sind potentielle Eignungsgebiete auf See ausgewiesen. Es wird davon ausgegangen, dass auf diesen Eignungsflächen bis zum Jahr 2030 eine Leistung von etwa 20 bis 25 GW installiert werden kann, die eine jährliche Stromerzeugung von 70 bis 85 TWh ermöglicht [vgl. Bundesregierung 2002a, S. 8]. Unter der Annahme einer stetigen Weiterentwicklung der Offshore-Windenergienutzung wird das technische Potential der Offshore-Windenergie in einer Studie des Bundesumweltministeriums mit 30 GW für die Eignungsflächen angegeben. Auf Basis dieser Windenergie-Eignungsflächen und der dort zu installierenden elektrischen Leistung wird auf ein technisches Potential der Offshore-Windenergie in deutschen Gewässern von etwa 110 TWh/a geschlossen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 165]. Im Vergleich mit den oben erwähnten Potentialen der Offshore-Windenergie stellt dieser Wert eine deutlich geringere und eher vorsichtige Abschätzung des technischen Potentials dar.

Die nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die oben diskutierten technischen Potentiale der Windenergie in Deutschland. Insgesamt ergibt sich nach Auswertung der vorliegenden Literatur ein technisches Potential der Windenergienutzung in Deutschland zwischen 175 und 320 TWh/a. Davon wurden Ende 2010 etwa 11 bis 21% zur Stromerzeugung verwendet, wobei die nahezu komplette Windenergiekapazität in Deutschland auf dem Festland installiert ist und das onshore Potential im Verhältnis deutlich stärker ausgenutzt wird. Das Offshore-Windenergie-Potential wird heute (Stand 2010) nur zu einem geringen Anteil durch einen Offshore-Windpark (Alpha-Ventus) genutzt. Deutlich über den Werten aus der älteren Literatur liegt der SRU (2010) mit

den Angaben zum Gesamtwindenergiepotential. Der SRU (2010) gibt das Gesamtwindenergiepotential mit 407 TWh/a an [vgl. SRU 2010, S. 17]. Orientiert man sich an der Zahl des SRU (2010), dann wäre das Windenergiepotential in 2010 nur zu 9% ausgenutzt.

Tabelle 5.5: Technisches Potential der Windenergienutzung in Deutschland.

		Festland	Offshore	Σ
Technisches Potenzial	GW	30-50	30-70	60-120
Technisches Potenzial	TWh/a	65-83	110-237	175-320
Anteil an Bruttostromerzeugung (Bezugsjahr 2010)	%	10-13	18-38	28-52

Quelle: Bundesregierung 2002a, Nitsch et al 2004, S. 165, Fishedick und Nitsch 1999, S. 133, BMWi 2011.

Das Potential der elektrischen Leistung liegt bei pessimistischer Einschätzung sowohl für On- als auch Offshore bei jeweils 30 GW. Die obere Grenze der technisch möglichen Windenergieleistung auf dem Meer ist mit 70 GW jedoch deutlich höher als auf dem Festland. In Summe beträgt das Potential der On- und Offshore Windenergie in Deutschland 60 bis 120 GW. Im Bezug auf die Stromerzeugung im Jahr 2010 könnte die Windenergie einen Anteil von etwa 28 bis 52 % decken (s. Tabelle 5.5).

5.3.3 Kosten der Windenergienutzung

Die Kosten einer Windenergieanlage können in Investitions- und Betriebskosten unterschieden werden. Die Investitionen wiederum teilen sich auf in die Kosten für die Windenergieanlage und die Investitionsnebenkosten. Zu den Investitionsnebenkosten zählen z. B. Aufwendungen für das Fundament, die Netzanbindung und die Erschließung des Geländes. Für eine Onshore-Windenergieanlage bewegen sich die aktuellen spezifischen Investitionskosten zwischen 800 und 1.600 €/kW_{el}. Die Investitionsnebenkosten betragen in der Regel etwa 30% der Anlagenkosten (s. Anhang A.2). Je nach Anlagenanzahl, Größe der Windenergieanlage und den örtlichen Gegebenheiten können die Investitionsnebenkosten variieren. Innerhalb der Investitionsnebenkosten machen die Netzanbindungskosten den größten Anteil aus.

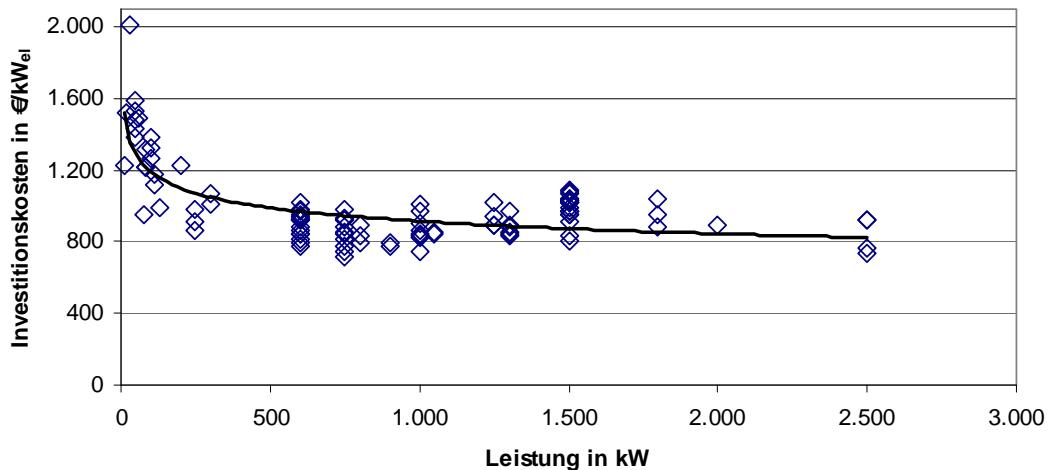


Abbildung 5.6: Spezifische Investitionskosten von Windenergieanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße.

Quelle: Eigene Abbildung.

Aufgrund der Entfernung zum nächsten Netzeinspeisepunkt sowie der Abstände der Windenergieanlagen untereinander können die Anbindungskosten unterschiedlich ausfallen und es können sich Kosten in einer Spannbreite von 5 bis 30% der Anlagenkosten ergeben. Die Kostenposition Fundament beläuft sich auf ca. 3 bis 9 Prozent, die Erschließung auf ein bis 5 Prozent und die Planung auf ca. 1,5 bis 3 Prozent der Anlagenkosten [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 315].

Ähnlich wie bei Wasserkraftanlagen gilt bei der Windenergie, dass sich mit steigender Anlagengröße auch die Investitionskosten erhöhen. In Bezug auf die installierte Leistung sinken die spezifischen Investitionskosten jedoch bei größeren Anlagen. Abbildung 5.6 zeigt die spezifischen Investitionskosten am Markt verfügbarer Windenergieanlagen unterschiedlicher Hersteller in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung. Es ist zu sehen, dass sich zu größeren Anlagen hin die spezifischen Kosten verringern. Eine Ausnahme bilden die Anlagen mit einer Leistung von 1.500 kW. Bei diesem Anlagentyp fällt auf, dass die spezifischen Kosten zum Teil über den Kosten kleinerer Anlagen liegen. Die Abweichung von der erwarteten Tendenz kann damit erklärt werden, dass die 1,5 MW-Anlage zum Zeitpunkt der Datenaufnahme eine vom Markt stark nachgefragte Anlagengröße war und die Hersteller die Marktsituation zur Optimierung der Einnahmen genutzt haben.

Im Unterschied zur Onshore-Windenergie muss bei der Windenergienutzung auf See von höheren spezifischen Anlagenkosten ausgegangen werden, da die Anlagen für den Einsatz im Offshore-Bereich ausgelegt werden müssen. Zusätzlich ist mit wesentlich höheren Investitionsnebenkosten zu rechnen, weil z. B. Transport, Gründung und Montage weitaus aufwendiger sind als auf dem Festland. Einen großen Einfluss auf die Höhe der Investitionsnebenkosten hat die Anbindung an das elektrische Netz. Bei der

Offshore-Windenergie müssen andere Kabeltypen verwendet werden und der nächste Einspeisepunkt ist in der Regel deutlich weiter entfernt als bei Windparks auf dem Festland. Nicht nur die große Distanz zum nächsten Einspeisepunkt und die Verwendung anderer Kabeltypen sorgen für erhöhte Netzanbindungskosten, sondern auch die Verlegung des Kabels im Offshore-Bereich ist zeit- sowie ressourcenaufwendiger und somit kostenintensiver als die Verlegung auf dem Festland. Der Offshore-Finance-Circle gibt den Kostenanteil der Netzanbindung von Offshore-Windparks mit 17 bis 34% der Gesamtinvestitionskosten an [vgl. Stöver 2003, S. 88]. Die Kosten der Netzanbindung für einen Onshore-Windpark liegen in der Regel bei 8 bis 12% der Gesamtinvestitionen [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 315].

Die Gesamtinvestitionskosten der bisher in dänischen Gewässern realisierten Offshore-Windparks liegen bei ca. 270 Mio. € für das Projekt „Horns Rev“ und für „Nysted“ bei 250 Mio. €. Diese Beträge entsprechen spezifischen Investitionskosten von ca. 1.700 €/kW_{el} (Horns Rev) und 1.510 €/kW_{el} (Nysted). Höher lagen die spezifischen Investitionskosten bei dem Projekt „Scroby Sands“ in der britischen See. Mit einer Investition von 116 Mio. € und einer Nennleistung von 60 MW, berechnen sich die spezifischen Investitionen für dieses Projekt zu ca. 1.950 €/kW_{el} [vgl. Gerdes et al 2006, S. 9, Vattenfall 2007]. Einer Auswertung der spezifischen Investitionskosten von Offshore-Windparks zufolge liegen die Kosten von realisierten Parks (Stand 2006) zwischen 1.200 und 2.900 €/kW_{el}. Die deutlichen Kostenunterschiede kommen einerseits durch die geographische Lage, die Größe des Windparks und dem Entwicklungsstand der eingesetzten Turbine (Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- oder vollständig entwickelte Anlage) zustande. Im Mittel betragen die Investitionskosten nach dieser Übersicht 1.700 €/kW_{el} [vgl. NEEDS 2008, S. 16]. Diese Informationen lassen sich allerdings nur eingeschränkt auf die Projekte in deutschen Gewässern übertragen, da diese in einer deutlich größeren Distanz zur Küste und in größeren Wassertiefen geplant sind. Näher an die deutsche Projektsituation kommt die Lage der geplanten Erweiterung des dänischen Offshore-Windparks „Horns Rev“. Für „Horns Rev 2“ wird von spezifischen Investitionskosten in Höhe von ca. 2.400 €/kW_{el} ausgegangen [vgl. Dong energy 2007]. Weitere Angaben finden sich in der Fachliteratur. Dort werden die spezifischen Investitionskosten mit 1.500 bis 2.500 €/kW_{el} (s. Anhang A.3) angegeben. Zervos (2008) erwähnt, dass aktuelle Studien 2.000 €/kW_{el} als durchschnittliche Investitionskosten ansetzen. Die Kosten können allerdings auch zwischen 1.800 und 2.500 €/kW_{el} liegen [vgl. Zervos 2008, S. 110].

Zusätzlich zu den Investitionskosten gehören in eine Kostenbetrachtung auch die Betriebskosten eines Windparks oder einer Windenergieanlage. Im Unterschied zu den einmalig anfallenden Investitionskosten fallen die Betriebskosten jährlich an. Zu den Betriebskosten zählen Ausgaben für Pacht, Versicherung, Wartung, Instandhaltung und die technische Betriebsführung. In der Regel wird für Festland-Standorte von jährlich

etwa 6 bis 7 Prozent der Windenergieanlagenkosten ausgegangen. Für Offshore-Windparks ist hingegen von deutlich höheren Aufwendungen für den Betrieb auszugehen.

Angaben zu den Betriebskosten von Offshore-Windparks in größerer Distanz zur Küste basieren im Wesentlichen auf Abschätzungen, da bisher noch kaum auf Erfahrungen aus der Praxis zurückgegriffen werden kann. Bestehende Erfahrungen können nicht uneingeschränkt auf die in Deutschland geplanten Projekte übertragen werden, da diese z. B. auf Servicekonzepte zurückgreifen, die für die deutschen Projekte nicht einsetzbar wären. In der Diskussion um die „Operation and Maintenance“ der Hochseewindparks befinden sich reine havenbasierte Versorgungskonzepte, der Einsatz von so genannten Hotelschiffen, die ständig vor Ort im Windpark sind, die Errichtung von Service-Plattformen, wie sie z. T. auch in der klassischen Erdöl- und Erdgasindustrie eingesetzt werden oder der Einsatz von Hubschraubern. Auch eine Kombination der einzelnen Konzepte ist denkbar. Ein wesentliches Kostenkriterium ist die Zeit, die für die Wartung oder die Behebung eines aufgetretenen Schadens benötigt wird. Dazu sind nicht allein Kosten für Personal und Material, sondern auch die entgangene Vergütung bei Stillstand der Windenergieanlage zu zählen. Je nach gewähltem Konzept können diese Kosten in unterschiedlicher Größenordnung anfallen. Remme (2004) und Nitsch et al (2004) geben unabhängig voneinander die jährlichen Betriebskosten eines Offshore-Windparks mit 9,5 bzw. 10% der Investitionen für die Windenergieanlagen an [vgl. Remme 2004, S. 33, Nitsch et al 2004, S. 29].

Zusammen mit den Vollbenutzungsstunden lassen sich mit den Angaben zu den Investitions- und Betriebskosten über die Annuitätenmethode die Stromerzeugungskosten bestimmen. Tabelle 5.6 zeigt die Stromerzeugungskosten an Referenzstandorten. Die Erzeugungskosten einer 1 MW-Anlagen liegen je nach unterstellter Standortqualität zwischen 12,3 und 6,4 ct/kWh. Für die Offshore-Windparks ergeben sich Erzeugungskosten, die je nach Standort und Standortqualität zwischen 12,4 und 8,4 ct/kWh variieren. Im Unterschied zur Onshore-Windenergie sind die Erzeugungskosten der Offshore-Windenergie bezogen auf einen Windpark und nicht auf eine Einzelanlage zu verstehen. Mit den hohen Netzanbindungskosten würde sich der Aufbau einer Einzelanlage betriebswirtschaftlich nicht rechnen, während die Errichtung von einzelnen Windenergieanlagen auf dem Festland nicht unüblich ist. Trotz der höheren Investitions- und Betriebskosten für die Nutzung der Offshore-Windenergie belaufen sich die Erzeugungskosten für On- und Offshore-Windenergieanlagen auf eine ähnliche Größenordnung. Das liegt im Wesentlichen an den besseren Windbedingungen auf dem offenen Meer und den daraus resultierenden höheren Nennlaststunden.

Tabelle 5.6: Wirtschaftliche Daten der Windenergienutzung anhand ausgewählter Referenzanlagen (Stand 2000, offshore Stand 2005).

Typ		Onshore	Offshore küstennah	Offshore küstenfern
Nennleistung	MW	1	3,6	3,6
Spez. Anlagenkosten	€/kW _{el}	885	1.130	1.130
Spez. Nebenkosten	€/kW _{el}	265	905	1.356
Betriebskosten	%Inv./a	6	10	10
Volllaststunden	h/a	1.400/2.700	2.975/3.825	2.975/3.825
Stromgestehungskosten	ct/kWh	12,3/6,4	10,8/8,4	12,4/9,6

Zinssatz 6%, Abschreibung 15a.

Quelle: A.2, A.3.

Die Höhe der Stromgestehungskosten wird durch verschiedene Parameter in unterschiedlichem Ausmaß beeinflusst. Um zu veranschaulichen, wie sensibel die Gestehungskosten auf Veränderungen der Eingangsgrößen reagieren, wurden in Abbildung 5.7 wesentliche Parameter am Beispiel einer Referenzanlage (1 MW) aus der vorausgegangen Tabelle variiert. Für die „Sensitivitätsanalyse“ wurden die Eingangsgrößen Investitionskosten, Betriebskosten, Nennlaststunden, Abschreibungsdauer und Zinssatz jeweils in Zehnerschritten bis maximal plus und minus 30% variiert. Eine nähere Erläuterung zur Bedeutung des Verlaufs und der Steigung der Kurven ist auf Seite 133 gegeben.

Unter den betrachteten Parametern verursacht eine Veränderung der Nennlaststunden und der Investitionen die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Eine Verringerung der Nennlaststunden um z.B. 20% erhöht die Stromgestehungskosten um ca. 24%. Dagegen reagieren die Gestehungskosten auf eine Veränderung der Betriebskosten relativ träge. Hier bewirkt ein Anheben der Betriebskosten um 20% ein Ansteigen der Stromgestehungskosten um etwa 7 Prozent.

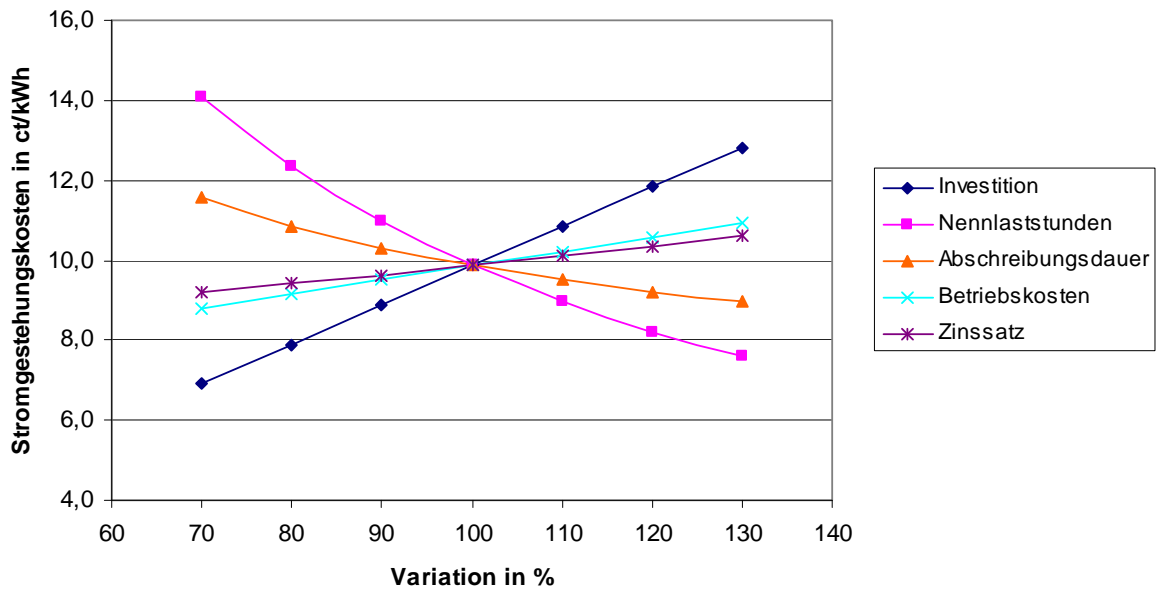


Abbildung 5.7: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten Windkraftanlage.

Quelle: Eigene Berechnung.

5.3.4 Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale

In den vergangenen 20 Jahren hat sich die Windenergie von einem regionalen Markt zu einem Weltmarkt entwickelt. Die Entwicklung ist dabei in den einzelnen Ländern durchaus unterschiedlich ausgefallen. Während der Ausbau der Windenergie auf dem Festland in Deutschland und Dänemark einen sehr fortgeschrittenen Stand erreicht hat, ist eine Entwicklung der Windenergie in einigen europäischen Nachbarländern erst in der letzten Zeit merkbar.

Die Windenergie ist technologisch ständig weiterentwickelt worden. So konnten durch Verbesserungen in der Konstruktion und der Generatortechnik Effizienzsteigerungen erreicht werden. Neben der „klassischen“ Anordnung im Generatorhaus oder der Gondel mit Rotor, Getriebe und Generator haben sich mittlerweile getriebelose Anlagen am Markt etabliert [vgl. Zervos 2008, 107]. Weitere Erfolge sind bei den Betriebsgeräuschen durch Verbesserung der Blattkonstruktionen und der Netzkompatibilität der Windenergieanlagen erzielt worden. Nicht allein die technische Entwicklung der Windenergieanlage hat zu einer höheren Verfügbarkeit und Kostenreduktionen bei der Windenergienutzung geführt. Dazu zählen auch die Verbesserung des Service, der Instandhaltungsmaßnahmen und die technische Betriebsführung von Windenergieanlagen mit Diagnosesystemen zur Schadenfrüherkennung (z. B. Condition Monitoring).

Junginger et al (2005) berichten, dass in der Vergangenheit die Kostenreduktion von Windenergieanlagen im Wesentlichen durch ein Aufskalieren der einzelnen Windenergieanlage erreicht wurde. Für die Zukunft gehen die Autoren davon aus, dass eine Reduktion der Kosten vorwiegend auf der verstärkten Serienfertigung eines Anlagentyps

basieren wird [vgl. Junginger et al 2005, S. 138]. Die weitere Entwicklung der Windenergie sieht Zervos (2008) vor allem in den Bereichen Verfügbarkeit und Verlässlichkeit von sowohl Onshore- als auch Offshore-Windenergieanlagen und der Entwicklung von wartungsarmen Offshore-Windenergieanlagen. Weiterhin bezeichnet er die Entwicklung bzw. Verstärkung des elektrischen Netzes zu einem Netz mit einer ausreichenden Zahl von Einspeisepunkten für die Windenergie als eine notwendige Voraussetzung für einen steigenden Einsatz der Windenergie [vgl. Zervos 2008, S. 117f].

Momentan laufen in Deutschland viele Aktivitäten zur Erschließung der Windenergiepotentiale im Offshore-Bereich. Im Unterschied zu anderen europäischen Staaten kann Deutschland nur wenige praktische Erfahrungen mit der Windenergie auf dem Meer vorweisen. Diese Erfahrungen beschränken sich auf die Errichtung und den Betrieb von Forschungs- und Messplattformen sowie ein Offshore Windenergie Pilotprojekt in der Nord- und Ostsee. Die größten Erfahrungswerte für die Nutzung der Offshore-Windenergie dürften zurzeit in Dänemark mit den beiden großen Offshore-Windparks „Horns Rev“ und „Nystedt“ sowie kleineren küstennäher gelegenen Offshore-Windparks wie „Samsø“ und „Middelgrunden“ bestehen. In den beiden großen Windparks sind jeweils ca. 160 MW Leistung installiert, während die zuletzt genannten Projekte eine elektrische Leistung von 23 bzw. 40 MW bereitstellen können [vgl. NEEDS 2008, S. 16].

In Deutschland sind bisher zwei Offshore-Windpark in Betrieb [vgl. BSH 2012]. Die Zahl der in Deutschland beantragten Offshore-Windpark ist hingegen deutlich größer. Insgesamt sind in deutschen Gewässern über 50 Windparks beantragt. Von diesen haben mittlerweile 28 Offshore-Projekte den komplexen Genehmigungsprozess durchlaufen, wobei 26 Genehmigungen aber auch zwei Ablehnungen aufgrund naturschutzfachlicher Bedenken erteilt wurden (Stand März 2011). Bei den Netzanbindungen der Offshore-Windparks wurden bisher 5 Genehmigungen erteilt [vgl. BSH 2011].

Der Gesamtanzahl an Projekten steht die Absicht der Bundesregierung gegenüber, 20 bis 25 GW bis 2030 an Offshore-Windenergie installieren zu wollen [vgl. Bundesregierung 2002a, S. 9]. Die meisten Planungen konzentrieren sich auf einen Bereich mit Wassertiefen größer als 20 m und auf Entfernungen von mehr als 30 km zum deutschen Festland und stehen damit im Unterschied zu den realisierten Vorhaben, die sich im Nearshore-Bereich befinden. In der Konsequenz sind die vorliegenden Erfahrungen im Bereich der Fundamente nur begrenzt auf die in Deutschland geplanten Projekte übertragbar, da abhängig von der Wassertiefe unterschiedliche Fundamentkonzepte wie z. B. Gravitationsfundamente, Monopiles, Tripods oder Jacket-Konstruktionen eingesetzt werden können [vgl. Lensu und Alakangas 2004, S. 59f]. In den errichteten Offshore-Windparks, die sich in eher flacherem Wasser befinden, wurden bisher Monopiles und Gravitationsfundamente verwendet. Wegen der größeren Wassertiefen werden eine

Vielzahl der geplanten Projekte in Deutschland auf Tripod- oder Jacketstrukturen zurückgreifen müssen. Erfahrungen mit diesen Fundamenttypen können eingeschränkt aus der Offshore Erdöl- und Erdgasexploration [vgl. Fichtner 2001, S. 3-9, Deutsches Windenergieinstitut 2001, S. 23f] und auch von dem ersten deutschen Offshore Windenergieprojekt Alpha Ventus herangezogen werden. Bei dem Alpha Ventus Projekt werden Jacket-Strukturen als Fundament für die Windenergieanlagen eingesetzt.

Aufgrund der großen Entfernungen zum Festland sind die Windenergieanlagen auf höhere Spitzen in der Windgeschwindigkeit sowie rauere Umweltbedingungen auszuweichen. Die Fundamentstrukturen müssen höheren Belastungen bedingt durch größere Wellenhöhen standhalten. Für die Ableitung der erzeugten Energie sind aufgrund der Distanzen zum nächsten Einspeisepunkt große Kabellängen erforderlich. Zur Übertragung großer Leistungen über große Entfernungen kommen grundsätzlich die Hochspannungsdrehstrom- und die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in Frage. Ein Vergleich der Investitionskosten der beiden Möglichkeiten zeigt, dass die Drehstromanbindung für einen 500 MW Offshore-Windpark bis zu einer Entfernung von ca. 130 km günstiger ist als die Übertragung mit einer HGÜ-Verbindung [vgl. Stöver 2003, S. 89]. Die Übertragungslänge bei Verwendung eines Hochspannungsdrehstromkabels ist jedoch begrenzt. Im Falle der Übertragung mittels HGÜ-Leitung müssen weitere Komponenten zum Gleich- und Wechselrichten berücksichtigt werden. Es ist also für jedes Projekt einzeln abzuwägen, welche Übertragungstechnik am sinnvollsten bzw. günstigsten oder überhaupt technisch machbar ist. Daneben sollten neben den rein wirtschaftlichen und technologischen Überlegungen auch projektübergreifende Netzanbindungen in der Planung berücksichtigt werden.

Der Einsatz von speziell für den Aufbau von Offshore-Windenergieanlagen ausgelegten Schiffen verspricht weitere Kosteneinsparungen während der Errichtungsphasen. Zu Beginn der Offshore-Windenergienutzung wurden Schiffe und Kräne bei der Errichtung verwendet, die für einen Einsatz im Bereich der Kohlenwasserstoffexploration konzipiert waren. Erste Erfahrungen mit Schiffen, die für die Errichtung von Offshore-Windparks entwickelt wurden, zeigen einen deutlich zu verzeichnenden Rückgang der durchschnittlichen Errichtungsdauer und damit eine Reduktion der Kosten [vgl. Neij 2008, S. 2202]. Neben der Knappheit an geeigneten Schiffen für die Errichtung sind auch bei qualifiziertem Offshore-Personal Engpässe zu erkennen [vgl. Zervos 2008, S. 120].

Aus dieser Auflistung wird ersichtlich, dass die Entwicklung der Offshore-Windenergie mit anderen Herausforderungen konfrontiert ist als die Onshore-Windenergienutzung. Für die Vergangenheit ist zwar die Onshore-Windenergie als ein Treiber in der Entwicklung der Windenergie insgesamt aber auch der Offshore-Windenergie anzusehen. Zukünftig ist allerdings eher davon auszugehen, dass der Einfluss der Onshore-Windenergie auf die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie-technologie auf-

grund der unterschiedlichen Anforderungen zunehmend an Bedeutung verlieren wird. Bisher vernachlässigte oder nicht ausreichend beachtete Wissensquellen wie z.B. der Wissenstransfer aus der Wissenschaft sowie Erkenntnisse aus der Offshore-Erdgas- und Ölindustrie können für neue Impulse bei der Weiterentwicklung der Offshore-Windenergietechnologie sorgen [vgl. Smit et al 2007, S. 6440f, Zervos 2008, S. 120]. Zudem muss die Offshore-Windenergie, sich von einer bisher durch die Produktion von Windenergieanlagen mit stark spezialisierten Anlagenkomponenten charakterisierten Industrie zu einem globalen Wirtschaftszweig mit Standardkomponenten und einer Serienfertigung weiterentwickeln [vgl. Zervos 2008, S. 120].

Für die Windenergie werden in der Literatur unterschiedliche Lernfaktoren angegeben. Einen sehr guten Überblick über die in der Literatur vorhandenen Lernfaktoren liefern Junginger et al (2005). Demnach liegen die Lernfaktoren in einer Spannbreite von 0,04 bis 0,15 [vgl. Junginger et al 2005, S. 141]. Der Unterschied begründet sich – wie eingangs bereits erwähnt – in der unterschiedlich gearteten Entwicklung der Windenergie in den einzelnen Regionen und dem Betrachtungszeitraum. Weiterhin können die Lernfaktoren einer Technologie unterschiedlich ausfallen, wenn z.B. statt der Investitions- die Erzeugungskosten betrachtet werden. Für Deutschland liegen die Lernfaktoren zwischen 0,06 und 0,11. Der Betrachtungszeitraum umfasst in der Regel die 90er Jahre [vgl. Neij et al 2003, S. 29ff, Junginger et al 2005, S. 141]. Eine weitere Untersuchung beziffert den Lernfaktor in Deutschland mit größer 1 für einen Zeitraum von 1996 bis 2001. Begründet wird die ansteigende Kostenentwicklung mit dem Einspeisetarif in Deutschland, der zu einer erhöhten Nachfrage und folglich zu einem Anstieg der Investitionskosten geführt hat. Daneben wurde in Deutschland ein deutlicher Zusammenhang zwischen der Qualität eines Windstandortes und den Investitionskosten bemerkt. An guten Standorten waren höhere Investitionskosten zu verzeichnen als an weniger guten Standorten [vgl. Stump 2002, Durstewitz und Hoppe-Kilpper 2002 in Junginger et al 2005, S. 142].

Aufgrund der weit fortgeschrittenen Entwicklung der Onshore-Windenergienutzung kann in Deutschland für die Zukunft nicht von Lernfaktoren wie in der Vergangenheit ausgegangen werden. Das Potential großer Kostensenkungen ist in den Ländern mit einem sehr fortgeschrittenen Ausbau der Windenergie im Vergleich zur Entwicklung in der Vergangenheit eher geringer einzuschätzen.

Die Angaben für die Lernfaktoren beziehen sich einzig auf die Onshore-Windenergie, da für die Offshore-Windenergienutzung bisher keine ausreichenden Erfahrungen bestehen. Für die Zukunft kann davon ausgegangen werden, dass die Offshore-Windenergie bedingt durch die geringen Erfahrungen und gleichzeitig durch die hohen Ausbaupotentiale zunächst höhere Kostensenkungspotentiale aufweist als die Windenergienutzung auf dem Festland. Zusätzlich wird bei der Offshore-Windenergie in vielen Bereichen technologisches Neuland betreten, wie z.B. bei den Fundamenten oder

den Anlagen der Multi-Megawattklasse. Strikt voneinander zu trennen sind die Entwicklungen in beiden Bereichen sicherlich nicht, da sich Fortschritte z.B. im Bereich der Blattkonstruktion auf die On- und Offshore Windenergienutzung auswirken können. Neij (2008) beziffert den zukünftigen Lernfaktor der Investition sowohl für onshore als auch offshore bis 2050 mit 0,1. Für die Stromerzeugung wird ein Lernfaktor bis 2050 von 0,15 angegeben. Begründet wird der bessere Lernfaktor mit Effizienzgewinnen und einer Reduktion der Betriebs- und Wartungskosten [vgl. Neij 2008, S. 2203].

Tabelle 5.7: Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten der On- und Offshore-Windenergienutzung 2000-2050.

			2000	2010	2020	2050
			Onshore			
Investitionskosten	€/kW _{el}		1.150	1.035	937	812
Erzeugungskosten	ct/kWh	Min	6,4	5,3	4,7	4,1
		Max	12,3	10,2	9,1	7,9
			2005	2010	2020	2050
			Offshore			
Investitionskosten	€/kW _{el}		2.035	1.397	873	803
Erzeugungskosten	ct/kWh	Min	8,4	5,5	3,4	3,1
		Max	12,4	8,1	5,0	4,6

Zinssatz 6%, Abschreibung 15a.

Quelle: Datengrundlage Anhang A.2, A.3.

In einer Studie des BMU (2004) werden die zukünftigen Lernfaktoren der Onshore-Windenergie mit 0,06 bis zum Jahr 2050 angenommen. Damit folgt die Studie dem aus der Vergangenheit für Deutschland ermittelten Lernfaktor für Windenergie. Für die Offshore-Windenergie wird bis zum Jahr 2010 ein Lernfaktor von 0,1 unterstellt. Danach wird bis zum Jahr 2050 davon ausgegangen, dass eine schrittweise Annäherung an den Lernfaktor der Onshore-Windenergie erfolgt [vgl. Nitsch et al 2004, S. 29]. In der Tabelle 5.7 sind die erwarteten zukünftigen Kostenentwicklungen der On- und Offshore-Windenergietechnologie enthalten. Dargestellt sind jeweils der maximale und minimale Wert der Stromgestehungskosten und die spezifischen Anlagenkosten über die Zeit.

Die Tabelle zeigt, dass langfristig betrachtet die Offshore-Windenergie durch geringfügig höhere Investitionskosten als die Onshore-Windenergietechnologie charakterisiert

ist. Demgegenüber steht, dass die Offshore-Windenergie bereits ab dem Jahr 2020 geringere Stromgestehungskosten aufweist.

Die Stromgestehungskosten der Onshore-Windenergienutzung können langfristig Werte zwischen 4,1 und 7,9 ct/kWh erreichen. Für die Offshore-Windenergie werden langfristig Stromgestehungskosten zwischen 3,1 und 4,6 ct/kWh angegeben. Nicht allein die unterstellten Lernfaktoren und damit die Reduktion der Investitionskosten sind Grund für die Senkung der Stromerzeugungskosten. Auch eine höhere Verfügbarkeit und bessere Auslastung der Windenergieanlagen über das Jahr tragen zur Reduktion der Stromgestehungskosten bei (s. Tabelle 5.7).

5.4 Photovoltaik

Die photovoltaische Stromerzeugung (PV) stellt eine direkte Nutzung der solaren Strahlungsenergie dar. So genannte Solarzellen wandeln die solare Strahlungsenergie unter Ausnutzung des photoelektrischen Effekts in Halbleitermaterialien direkt in elektrische Energie um. Die nächst größere Einheit nach der Solarzelle ist das Solarmodul. Es besteht aus mehreren elektrisch miteinander verbundenen Solarzellen. Die Solarmodule werden durch Glas oder Kunststoff vor Einwirkungen von außen geschützt. Das bis heute am häufigsten verwendete Material zur Herstellung von Solarzellen ist Silizium, das in mono- oder multikristalliner Struktur für die Siebdrucksolarzellen und in amorpher Struktur für die Dünnschichtzellen verwendet wird. Weitere Materialien, die zur Herstellung von Dünnschichtzellen eingesetzt werden, sind unter anderem Cadmiumsulfid, Kupferindiumdiselenid (CIS) oder Cadmiumtellurit [vgl. Butz 2002, S. 18].

Für die Anwendung von Photovoltaik-Systemen werden in der Regel vier Bereiche unterschieden [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 36]:

- Konsumer- und Freizeitbereich (z. B. Camping und Bootsausstattung),
- netzgekoppelte Anlagen,
- industrielle Anwendungen (z. B. Satelliten, militärische Nutzung),
- netzferne ländliche Anwendungen (Solar Home Systems).

Neben der Einteilung in bestimmte Anwendungsgebiete oder der Art des verwendeten Materials ist eine zusätzliche Unterscheidung der PV-Anlagen in Freiflächen-, Fassaden- oder Dachanlagen möglich. Diese Unterteilung wird häufig bei netzgekoppelten Anlagen vorgenommen.

Dachanlagen dienen der Versorgung eines einzelnen bestimmten Verbrauchers. In Zeiten, in denen Überschuss-Strom produziert wird, geben sie diesen an das angeschlossene elektrische Netz. Wenn die Anlage den Strombedarf nicht decken kann, ist es möglich, Strom dem Bedarf entsprechend aus dem elektrischen Netz zu beziehen. Aufgrund des Fördermechanismus in Deutschland speisen die Dachanlagen bisher in der Regel

den erzeugten Strom ins Netz ein. Die Leistung solcher Photovoltaik-Anlagen beträgt in der Regel wenige kW. Die nächst größere Form netzgekoppelter Anlagen bilden die „Quasidezentralen Systeme“. Genau wie die erst genannten Systeme können die Solarmodule bei diesen Systemen ebenfalls auf Hausdächern oder anderen vorhandenen Tragstrukturen installiert werden. Der Unterschied besteht darin, dass die Module gleichstromseitig zu größeren Einheiten zusammengeschlossen werden. Die elektrische Leistung solcher Systeme kann zwischen 100 kW und 20 MW liegen. Diese Systeme bilden quasi eine Mischform zwischen Kleinanlagen und großen PV-Kraftwerken. Für den Anschluss an das elektrische Netz ist neben einem Wechselrichter zusätzlich ein Transformator notwendig, da die Leistung ins Mittelspannungsnetz eingespeist wird [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 248].

Zentrale Systeme weisen einen Leistungsbereich von einigen 100 kW bis zu 40 MW auf und werden üblicherweise auf Freiflächen installiert. Die bis zur Anfertigung der Arbeit größte Freiflächenanlage in Deutschland hat eine elektrische Leistung von 40 MW. Meistens erfolgt die Errichtung auf extra errichteten Trägerstrukturen (z.B. Ständer), die entweder starr montiert oder ein- bzw. zweiachsig der Sonne nachgeführt werden können. Der Anschluss an das elektrische Netz erfolgt ähnlich der Anbindung von „quasizentralen Systemen“ über Wechselrichter und einen Transformator [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 249].

Für eine deutlich differenziertere Unterteilung des PV-Marktes sei auf die Studie des Schweizer Bankenhauses Sarasin (2002) verwiesen. Dort wird z. B. zusätzlich in nicht netzgekoppelte Anlagen auf Wohnbauten und in spezielle Inselsysteme wie Sendeanlagen (Telekommunikation) und PV-Diesel-Hybridanwendungen unterschieden.

5.4.1 Stand der Entwicklung

Der Beitrag der Photovoltaik zur Stromerzeugung in Deutschland und die installierte Leistung sind im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen wie Wasserkraft oder Windenergie sehr gering. Anfang der 90er waren 2 MW_p installiert, die etwa 2 GWh Strom geliefert haben. Mittlerweile hat sich die Situation für die Photovoltaik grundlegend geändert. Zwar liefern die Photovoltaik-Anlagen nicht Strommengen wie z.B. aus Wasserkraft- oder Windenergieanlagen in Deutschland gewonnen werden, die installierte Leistung und der Anteil an der Stromerzeugung hat sich aber seit 1990 deutlich erhöht. Lagen bis Ende der 90er Jahre die Zubauraten noch zwischen 8 und 12 MW_p, haben sich die Zubauraten seit Anfang 2000 auf 75 bis 95 MW_p jährlich erhöht. Für die Jahre 2004 bzw. 2005 wurden jährlich 500 bzw. 600 MW_p an elektrischer Leistung aus Photovoltaik-Anlagen zusätzlich in Deutschland installiert. Die bisher größte jährliche Zubaurate wurde in 2010 erreicht. In diesem Jahr wurden mehr als 7.400 MW an PV-Leistung installiert (s. Abbildung 5.8).

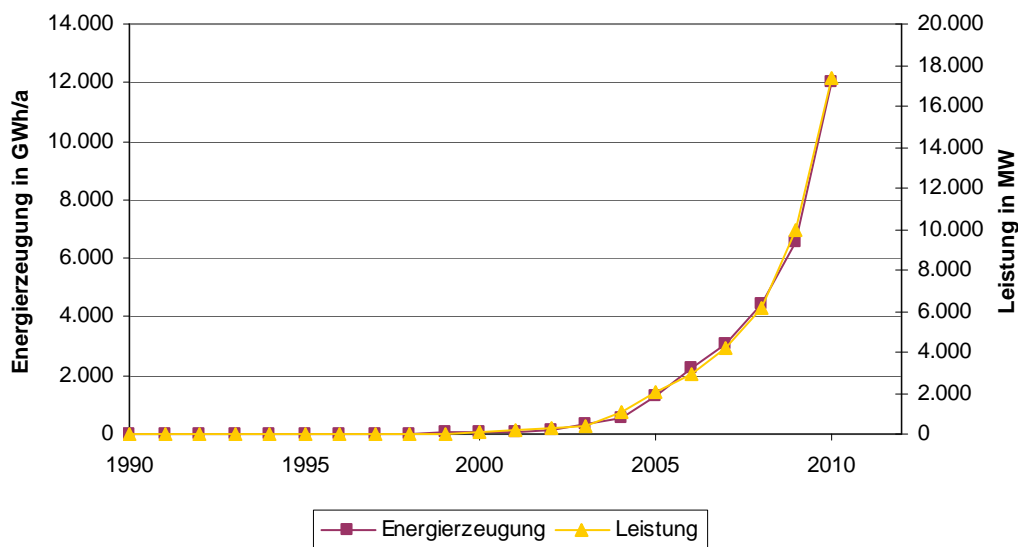


Abbildung 5.8: Entwicklung der Stromerzeugung und installierte Leistung von PV-Anlagen in Deutschland.

Quelle: BMU 2011, S. 10f.

Diese insbesondere in den letzten beiden Jahren forcierte Entwicklung auf dem deutschen Photovoltaik-Markt hat zu einer installierten Gesamtleistung an netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen von ca. 17.320 MW_p im Jahr 2010 geführt. Die Photovoltaik-Anlagen haben in diesem Jahr 12 TWh zur Stromversorgung beigetragen. Als Ursache für den signifikanten Ausbau können einerseits das 100.000-Dächer-Programm und wiederum das Erneuerbare-Energien-Gesetz gesehen werden. Trotz dieser für die Photovoltaik hohen Zubauraten nimmt die Photovoltaik im gesamten deutschen Energiemix auch heute (Stand 2010) keine gewichtige Rolle ein. Verdeutlicht wird dies an dem Anteil der Photovoltaik an der deutschen Bruttostromerzeugung. Dieser Anteil betrug für das Jahr 2010 in etwa 1,9% (s. Tabelle 5.8).

Tabelle 5.8: PV-Nutzung in Deutschland 2010.

Installierte Leistung	MW _p	17.320
Anzahl Anlagen	-	-
Stromerzeugung	TWh	12,0
Anteil an Bruttostromerzeugung	%	1,9

Quelle: BMU 2011, S. 10f, BMWi 2011.

5.4.2 Technisches Potential der Photovoltaik-Nutzung

Die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung des technischen Potentials der Photovoltaik-Nutzung sind das Strahlungsangebot an der Modulfläche, die zur Verfügung stehenden Flächen zur Aufstellung von Photovoltaik-Systemen und deren Jahresnutzungsgrad. Ein Jahresnutzungsgrad von 15% wird in der Literatur mittelfristig als erreichbar angesehen. Dieser Wert ist jedoch nicht als Obergrenze zu verstehen. Durch weitere Fortschritte in durch Forschung und Entwicklung werden noch bessere Jahresnutzungsgrade erwartet. [vgl. Nitsch et al 2004, S. 34, Fishedick und Nitsch 1999, S. 134].

In Deutschland steht zur Einbindung von Photovoltaik-Anlagen über bestehende Strukturen eine Fläche von ca. 1.600 km² zur Verfügung. Diese Fläche teilt sich auf Dach-, Fassaden und versiegelte Siedlungsflächen auf. Wird eine konkurrierende Nutzung von solarthermischen Systemen berücksichtigt, reduziert sich die geeignete Fläche auf ca. 650 km². Unter der Annahme eines Jahresnutzungsgrades von 15% anstatt der heute erreichten 10%, resultiert daraus ein Stromerzeugungspotential von ca. 105 TWh/a. Dieser Wert entspricht einer Leistung von 115 GW_p oder ca. 17% der deutschen Gesamtstromerzeugung im Jahr 2010 (s. Tabelle. 5.9). Diese Zahlen beziehen sich allein auf Dach-, Fassaden- und versiegelte Siedlungsflächen. Das Potential der Freiflächen ist dabei nicht berücksichtigt.

Werden die zur Verfügung stehenden Freilandflächen unter Rücksichtnahme konkurrierender Anwendungen in die Potentialbetrachtung eingeschlossen, ergibt sich eine zusätzlich nutzbare Fläche von etwa 300 km² und ein technisches Stromerzeugungspotential von insgesamt ca. 135 TWh/a. Dies entspräche einer elektrischen Leistung von ca. 150 GW_p [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 134 und s. Tabelle 5.9] oder einem Anteil von ca. 22% an der Bruttostromerzeugung (2010). Aufgrund von möglicherweise auftretenden ökologischen Problemen durch die Nutzung von Photovoltaik auf Freiflächen und einer daraus evtl. sinkenden Akzeptanz in der Bevölkerung werden die zusätzlichen Potentiale häufig bei der Betrachtung von Photovoltaik-Potentialen nicht berücksichtigt. Hinzu kommt, dass die Photovoltaik auch ohne die Freiflächen bereits ein großes technisches Potential aufweist, von dem bis Ende 2010 nur ca. zwei Prozent zur Stromerzeugung genutzt wurde.

In einer älteren Untersuchung aus dem Jahr 1999 (Prognos 1999) wird das technische Potential der Photovoltaik-Nutzung auf ca. 50 TWh/a geschätzt. Ursachen für die große Differenz zur oben genannten Potentialabschätzung sind die zugrunde gelegten Annahmen zur Berechnung des Potentials. Die ältere Untersuchung geht von einer insgesamt geringeren, für die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen zur Verfügung stehenden Fläche und einem schlechterem Jahresnutzungsgrad der Photovoltaikzellen aus. Es wird unterstellt, dass die PV-Anlagen über das Jahr gesehen etwa halb so effizient arbeiten

wie in der Untersuchung von Nitsch et al (2004) angenommen wird. Der Jahresnutzungsgrad wird in der älteren Untersuchung mit 7 bis 9% beziffert [vgl. Prognos 1999, S. 408ff]. Insgesamt liefert die untersuchte Literatur ein technisches Potential der Photovoltaik-Nutzung von 50 bis 135 TWh/a, wobei sich das Potential eher am oberen Wert orientieren dürfte, da in die Berechnung des unteren Wertes Jahresnutzungsgrade eingegangen sind, die heute nicht mehr Stand der Technik sind.

Tabelle 5.9: Nutzbare Fläche und technisches Potential der PV-Nutzung in Deutschland.

	Nutzbare Fläche		Techn. Potential		
	Techn. nutzbare Fläche km ²	Fläche für PV-Nutzung km ²	Leistung GW _p	Stromerzeugung TWh/a	Anteil Stromerzeugung (2010) %
Geeignete Dachflächen	800	200	-	-	-
Geeignete Fassadenflächen	150	150	-	-	-
Geeignete versiegelte Siedlungsflächen	670	300-350	-	-	-
Summe	1.620	650-700	115	105	17
Freiflächen	670	300	-	-	-
Summe inkl. Freifläche	2.290	950-1.000	150	135	22

Quelle: Datengrundlage Nitsch et al 2004, S. 34f, Fishedick und Nitsch 1999, S. 134.

5.4.3 Kosten der Photovoltaik-Nutzung

Die Kosten einer Photovoltaik-Anlage lassen sich in Investitions- und Betriebskosten unterteilen. Investitionskosten sind einmalige Aufwendungen für Solarmodule, Wechselrichter und sonstigen Errichtungskosten. Zu den sonstigen Errichtungskosten zählen Kosten für Gestelle, Planungs- und Installationskosten sowie Kosten für die Baugenehmigung. Den größten Anteil an den Investitionskosten einer Photovoltaik-Anlage machen die Module mit ca. 50 bis 60% aus. Die Wechselrichterkosten betragen etwa 8 bis 10% und die sonstigen Errichtungskosten belaufen sich auf 20 bis 30% der Investitionen [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 252].

In Abbildung 5.9 sind die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße dargestellt. Die Investitionskosten von PV-Anlagen bewegen sich je nach Zelltyp und Anlagengröße zwischen 4.000 und 7.000 €/kW_p (s. Abbildung 5.9). Mit zunehmenden

der Anlagenleistung fallen die spezifischen Investitionskosten. Die höheren spezifischen Investitionskosten entsprechen einer 2 kW-Anlage, die z. B. auf Hausdächern installiert werden kann. Dagegen wird der untere Wert eher von Großanlagen mit mehreren MW installierter Leistung erreicht. Der Grund für die geringeren spezifischen Investitionskosten bei Großanlagen sind günstigere Bezugskonditionen der Module und Einsparungen in der Systemtechnik. Es ist anzumerken, dass die Kostendaten für die größeren Photovoltaik-Anlagen (> 1 MW) nur auf wenigen Projektangaben beruhen, da die Investitionskosten von Projekten in dieser Größenordnung häufig nicht zugänglich sind. Anders sieht dagegen die Datenlage für kleinere Anlagen aus. Hier lassen sich in der Literatur mehr Angaben zu den Kosten finden. Ein Grund dafür ist, dass es sich hier im Gegensatz zu den Großprojekten eher um Standardprojekte handelt, die schon häufig kalkuliert wurden. Die Abbildung 5.9 umfasst Literaturdaten der Jahre 1999 bis 2005. Bis zur Fertigstellung dieser Arbeit wurden im Bereich der PV-Anlagen deutliche Kostenreduzierungen erzielt, so dass heute von deutlich geringeren Investitionskosten auszugehen ist. Mühlenhoff und Witzler (2010) berichten von Investitionskosten zwischen 3.000 und 5.500 €/kW [vgl. Mühlenhoff und Witzler 2010, S. 8]. Der Bundesverband Solarwirtschaft (2011) beziffert die Investitionskosten für eine Dachanlage (ohne Umsatzsteuer) mit Stand 2011 auf ca. 2.200 €/kW_p [vgl. BSW 2011, S. 3].

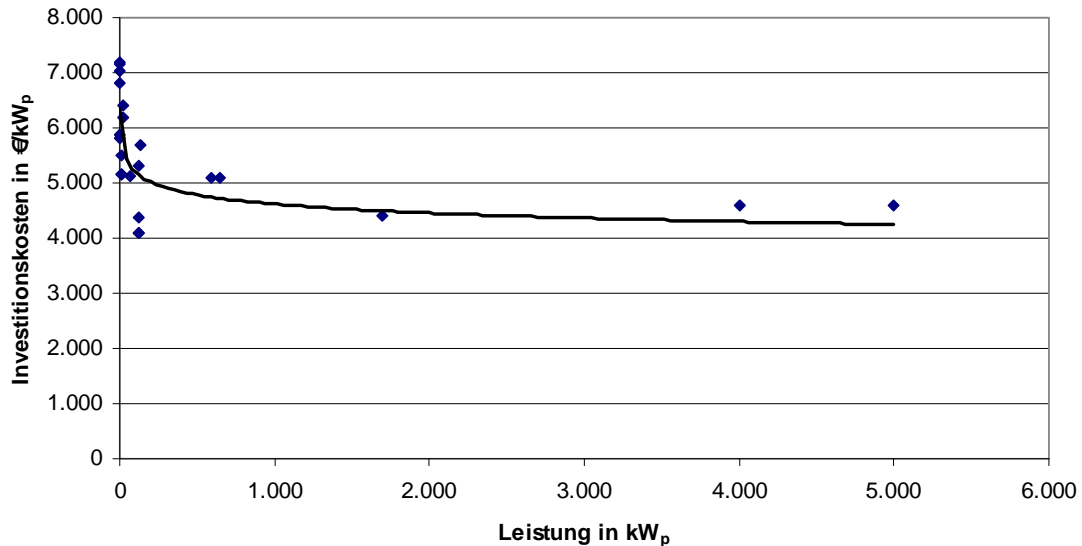


Abbildung 5.9: Spezifische Investitionskosten von PV-Anlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße.

Quelle: Anhang A.4, Kruska und Mey 2005, S. 49.

Neben den Investitionskosten müssen in eine Kostenbetrachtung von PV-Anlagen auch die Betriebskosten einfließen. Die Betriebskosten setzen sich aus den Ausgaben für Instandhaltung und sonstigen Ausgaben zusammen und werden häufig in Prozent der Investitionskosten angegeben. Unter die sonstigen Ausgaben fallen z.B. Aufwendung für

die Versicherung. Die jährlichen Betriebskosten betragen etwa einen Prozent der Investitionskosten [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 252, Nitsch et al 2004, S. 32].

Mit Hilfe der Annuitätenmethode und dem jährlichen Energieertrag können aus den Investitions- und Betriebskosten die Erzeugungskosten einer Photovoltaik-Anlage berechnet werden. Dies ist beispielhaft für zwei Referenzanlagen in Tabelle 5.10 durchgeführt worden. Danach variieren die Stromgestehungskosten einer 2 kW-Anlage mit einer Einstrahlung von 1.000 bis 1.150 kWh/m²a zwischen 80 und 92 ct/kWh. Bei größeren Anlagen verringern sich die Stromgestehungskosten auf 53,8 bis 61,9 ct/kWh.

Tabelle 5.10: Kosten der PV-Nutzung anhand ausgewählter Referenzanlagen (Stand 2000).

Typ	Multikristallines Silizium			
		2	100	500
Modulleistung	kW _{AC}	2	100	500
Modulleistung	kW _p	2,6	121	591,9
Modulwirkungsgrad	%	14	14	14
Jahreswirkungsgrad	%	10,1	10,8	11,2
Investitionskosten	€/kW _p	6.800	5.300	5.100
Betriebskosten, Wartung	%Inv./a	1	1	1
Einstrahlung	kWh/m ² a	1.000/1.150	1.000/1.150	1.000/1.150
Spezifischer Ertrag	kWh/kW _p a	718/826	775/891	801/921
Stromgestehungskosten	ct/kWh	92,0/80,0	66,5/57,8	61,9/53,8

6% Zinsen, 20a Abschreibung

Quelle: Datengrundlage s. Anhang A.4 und eigene Berechnung.

Aus diesen Ergebnissen ist zu erkennen, dass die Einstrahlung und somit die Standortfrage ebenfalls bestimmend für die Höhe der Stromgestehungskosten und den wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage ist (s. Tabelle 5.10).

Neben der Einstrahlung und der Anlagengröße wird die Höhe der Stromgestehungskosten durch weitere Parameter in unterschiedlichem Ausmaß beeinflusst. Zur Veranschaulichung, wie sensibel die Gestehungskosten auf Veränderungen der Eingangsgrößen reagieren, wurden in Abbildung 5.10 wesentliche Parameter am Beispiel einer Referenzanlage (20 kW_{AC}) variiert. Für die „Sensitivitätsanalyse“ wurden die Eingangsgrößen Investitionskosten, Betriebskosten, Nennlaststunden, Abschreibungsdauer und Zinssatz jeweils in Zehnerschritten bis maximal plus und minus 30% variiert. Eine nähere Erläuterung zur Bedeutung des Verlaufs und der Steigung der Kurven ist auf Seite 133 dieser Arbeit gegeben.

Unter den betrachteten Parametern verursacht eine Veränderung der Nennlaststunden und der Investitionen die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Eine Verringerung der Nennlaststunden um z.B. 20% erhöht die Stromgestehungskosten um ca. 25%. Dagegen reagieren die Gestehungskosten auf eine Veränderung der Betriebskosten relativ träge. Hier bewirkt ein Anheben der Betriebskosten um 20% ein Ansteigen der Stromgestehungskosten um etwa 2 Prozent.

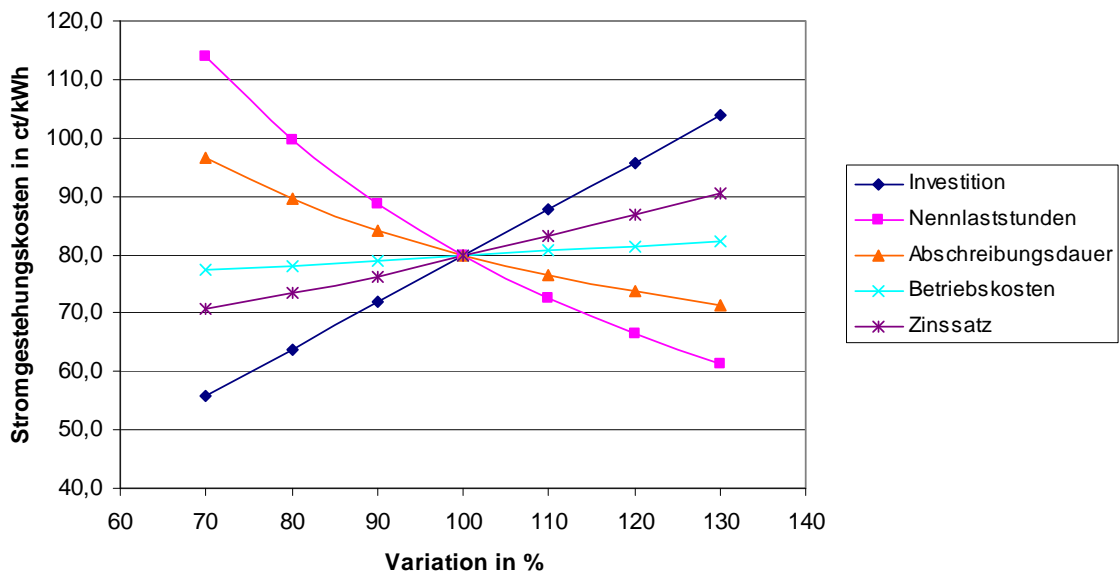


Abbildung 5.10: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer PV-Anlage.

Quelle: Eigene Berechnung.

5.4.4 Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale

Der Beitrag der Photovoltaik zur Stromversorgung liegt in Deutschland noch unter 2%. Trotz der beachtlichen jährlichen Zuwachsrate der netzgekoppelten Leistung in 2010 von mehr als 7,4 GW [vgl. BMU 2011, S. 11] nimmt die PV bezogen auf die Bruttostromerzeugung keine wesentliche Rolle ein. In Bezug auf die Leistung und im Vergleich der erneuerbaren Energie untereinander ist nur die installierte Leistung der Windenergie größer. Unterschätzt wurde der Ausbau der PV unter anderem von Nitsch et al, die 2004 noch einen Anteil von einem Prozent an der Energieversorgung in 2020 für die PV als realistisch hielten [vgl. Nitsch et al 2004, S. 32].

Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten der Photovoltaik-Technologie konzentrieren sich auf eine Verbesserung der verfügbaren Module und der Systemkomponenten. Kaum eine Woche vergeht, in der die Presse nicht von einem neuen Fortschritt in der Solartechnologie berichtet. Dadurch kann leicht der falsche Eindruck entstehen, dass fortlaufend neuere effizientere Technologien entwickelt würden und alte Systeme sehr schnell überholt seien. Dem ist nicht so, denn die Forschungsergebnisse unter Laborbe-

dingungen lassen sich häufig nur eingeschränkt auf die industriellen Fertigungsprozesse und realen Anwendungsbedingungen übertragen. Diese Tatsache führt häufig dazu, dass Technologien, die sich im Labor als erfolgreich erwiesen haben, sich nicht im Markt durchsetzen können oder aber mehrere Jahre vergehen, bis der Durchbruch am Markt erreicht wird. Unter Laborbedingungen erreichen Zellen heute z. B. schon Wirkungsgrade von über 40% [vgl. Arvizu 2008, S. 44]. Dennoch existieren für die PV Kostenreduktionsmöglichkeiten durch z.B. Rationalisierungen im Herstellungsprozess oder größerer Kapazitäten der Fertigungsanlagen [vgl. Neij 2008, S. 2204]. Zudem können weitere Kostenreduktionen durch das Aufgreifen neuer Zelltechnologien erreicht werden. Hier können z.B. Neuentwicklungen aus dem Dünnschichtbereich wegen der Möglichkeiten, Material sowie Energie und somit Kosten zur Herstellung einzusparen, für weitere Kostenreduktionen sorgen.

Für die nächsten 10 Jahre wird erwartet, dass sich die Wirkungsgrade kristalliner Siliziumzellen von heute 13 bis 15% für multikristalline Siliziumzellen und von 14 bis 17% für monokristalline Siliziumzellen auf 15 bis 20% erhöhen werden. Darüber hinaus werden Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)- und Cadmium-Tellurid (CdTe)-Dünnschicht-Photovoltaikzellen kommerziell auf dem Photovoltaikmarkt zur Verfügung stehen und neben den kristallinen Siliziumzellen die zweite marktbestimmende Technologie sein [vgl. Nitsch et al 2004, S. 32, Butz 2002, S. 15].

CIS- und CdTe-Photovoltaikzellen erreichen heutzutage Wirkungsgrade von 7 bis 9%. In Aussicht stehen Wirkungsgrade von bis zu 14%. Der Aufbau der CIS- bzw. CdTe-Zellen unterscheidet sich grundlegend von den Solarzellen auf Siliziumbasis. Bei den CIS- bzw. CdTe-Zellen wird als Halbleitermaterial nicht Silizium verwendet. Hier besteht der Halbleiter aus einer komplexen Schichtung mehrerer Metallverbindungen. Ein Vorteil der CIS- bzw. CdTe-Zellen liegt darin, dass die Rohstoff-Verfügbarkeit für die verwendeten Halbleitermaterialien im Vergleich zum hochreinen Silizium viel höher liegt. Im Vergleich zu anderen Dünnschichtzellen sind bei den CIS- bzw. CdTe-Zellen bisher keine Probleme der Langzeitstabilität bekannt [vgl. Butz 2002, S. 18].

Lange Zeit galten amorphe Siliziumzellen, bei denen das Silizium nicht als Kristallgitter, sondern als amorphe Struktur auf ein geeignetes Trägersubstrat aufgebracht wird als viel versprechende Zelltechnologie. Der Vorteil liegt vor allem bei dem im Vergleich zu herkömmlichen Siliziumzellen deutlich geringeren Verbrauch von Silizium und damit verbundener Kostenersparnisse. Langzeitstabilitätsprobleme hervorgerufen durch die UV-Strahlung und geringeren Wirkungsgraden (6 bis 8%) haben dieser Technologie insbesondere im größeren Leistungsbereich den Zutritt in den Markt verwehrt. Mittelfristig werden jedoch Zellen mit erhöhten Wirkungsgraden und einer verbesserten Langzeitstabilität erwartet. Im Bereich der Kleinanwendungen (Taschenrechner) haben die amorphen Siliziumzellen praktisch schon heute ein Monopol inne. Neben den amorphen Siliziumzellen wird auch eine Einführung der Dünnschichtzellen auf Basis von

kristallinem Silizium in den kommerziellen Markt innerhalb der nächsten 10 Jahre erwartet [vgl. Kaltschmitt et al 2003, S. 218f, Butz 2002, S. 16f].

Eine weitere zukunftssträchtige Entwicklung sind Tandemzellen. Bei dieser Technologie werden unterschiedliche Halbleitermaterialien miteinander kombiniert. Die Kombination ermöglicht die Ausnutzung eines breiteren Bereichs des Sonnenlicht-Spektrums. Unter Laborbedingungen sollen bereits deutlich höhere Wirkungsgrade als bei herkömmlichen Solarzellen erzielt worden sein [vgl. Nitsch et al 2004, S. 32], mit Zahlen wird diese Aussage jedoch nicht belegt.

Nicht allein die Verringerung der Material- und Kostenintensität von Solarzellen definiert die Entwicklungsarbeit von Photovoltaiksystemen. Eine Optimierung von Herstellungsprozessen und Systemkomponenten wie z. B. die Verbesserung des Wirkungsgrades von Wechselrichtern ist zudem zu den Entwicklungsmöglichkeiten von Photovoltaiksystemen zu zählen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 32].

Neben einer Verbesserung der Wirkungsgrade und einer Reduktion der Kosten muss bei einer langfristig ausgerichteten Photovoltaik-Strategie die Verfügbarkeit der eingesetzten Materialien mitberücksichtigt werden. Die Aussagen in der Literatur zu diesem Punkt sind sehr widersprüchlich. Auf der einen Seite wird die Rohstoffverfügbarkeit von Silizium mit der Begründung als unkritisch bezeichnet, dass Silizium als zweithäufigstes Element der Erdkruste auftritt und somit kaum Engpässe entstehen sollten. Auf der anderen Seite wird die Verknappung von Silizium zur Herstellung von mono- oder multikristallinen Siliziumzellen befürchtet und der Schritt zum Ausbau der Dünnschichtzellentechnologie befürwortet, die z. T. komplett ohne oder nur mit einem Bruchteil dessen auskommen, was zur Herstellung von kristallinen Siliziumzellen benötigt wird. Indium und Tellur wiederum, die bei einigen Dünnschichtzellen als Ausgangsstoffe eingesetzt werden, könnten bei hoher Produktion ebenfalls knapp werden [vgl. WBGU 2003b, S. 70]. Als Erklärung dieser kontroversen und leicht missverständlichen Argumentationen kann dienen, dass es bei der Verknappung von Silizium nicht um ein Ende des Rohstoffes Silizium geht, sondern vielmehr um einen Engpass in der Herstellung von hochreinem Silizium für die Verwendung in Photovoltaikzellen. Der zu vermeidende Engpass läge damit eher in der Bereitstellung ausreichender Kapazitäten zur Erzeugung von Silizium, das für die Verwendung in Solarzellen geeignet ist.

Die Lernkurve der Photovoltaik-Technologie ist Gegenstand zahlreicher Untersuchungen gewesen, z.B. IEA 2000, Neij 1997, Moor et al 2003, Wene 1999. Im Gegensatz zur Windenergie kommen die Untersuchungen zu beinahe übereinstimmenden Aussagen. Über einen Zeitraum von ca. 20 Jahren liegt der Lernfaktor als Mittelwert für unterschiedliche Zelltechnologien bei etwa 0,2. Diese Übereinstimmung lässt sich zum Teil damit erklären, dass sich die Untersuchungen anders als bei Windenergie in der Regel auf den globalen Markt beziehen und nicht auf regional unterschiedliche Ent-

wicklungen eingehen [vgl. IEA 2000, S. 11, Barreto 2001, S. 16, Nitsch et al 2004, S. 21, McDonald und Schrattenholzer 2001, S. 258, Moor et al 2003, S. 1]. Auf Länderebene können die Lernfaktoren durchaus unterschiedliche Werte annehmen. Für Japan z.B. wurde im Zeitraum 1979 bis 1988 ein Lernfaktor von 0,21 und in den USA von 1976 bis 1988 ein Lernfaktor von 0,24 ermittelt [vgl. Neij 1997, S. 1102].

Für die Zukunft unterstellt Neij (2008) einen Lernfaktor der PV bis zum Jahr 2050 zwischen 0,15 und 0,25 [vgl. Neij 2008, S. 2209]. Gestützt auf mehreren Studien gehen Nitsch et al (2004) davon aus, dass sich die Photovoltaik bis zum Jahr 2030 mit einem konstanten Lernfaktor von 0,2 weiterentwickelt, der sich dann ab 2030 bis 2050 auf 0,1 absenkt. Die Annahme eines weiterhin hohen Lernfaktors der PV-Technologie, der immerhin auf dem Niveau des durchschnittlichen Lernfaktors der vergangenen 30 Jahre liegt, wird damit begründet, dass momentan sowohl unter Laborbedingungen als auch unter realen Anwendungen Wirkungsgradverbesserungen erzielt und kostendegressiv wirkende Optimierungen im Herstellungsprozess erreicht werden [vgl. Nitsch et al 2004, S. 21].

Tabelle 5.11: Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten von PV-Anlagen 2000-2050.

		2000	2010	2020	2030	2040	2050
		2 kW-Anlage					
Investitionskosten	€/kW _p	6.800	3.780	2.120	1.660	1.350	1.170
Erzeugungskosten	ct/kWh	80,0	36,2	20,3	15,9	13	11,2
		2000	2010	2020	2030	2040	2050
		500 kW-Anlage					
Investitionskosten	€/kW _p	5.100	2.830	1.590	1.250	1.010	910
Erzeugungskosten	ct/kWh	53,8	24,5	15,1	11,9	9,7	8,4

Quelle: Datengrundlage Anhang A.4.

Auf Basis dieser Entwicklungsprognosen und ausgehend von den in Kapitel 5.5.3 aufgeführten ökonomischen Daten der Photovoltaik-Technologie hat das BMU (2004) die Kostenreduktion der Photovoltaik-Nutzung bis zum Jahr 2050 kalkulieren lassen. Die Entwicklung der Gestehungskosten und der Investitionskosten ist in Tabelle 5.11 jeweils für eine 2 kW- und eine 500 kW-Anlage dargestellt. Bis 2050 können dieser Untersuchung zufolge in Mitteleuropa Gestehungskosten zwischen 8 und 11 ct/kWh erzielt

werden. Bezogen auf die Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2000 entspricht dies einer Reduktion von über 80%. Folgt man den Angaben des Solarverbandes zu den Investitionskosten für Dachanlagen ist zu erkennen, dass bis 2010 deutlich höhere Kostenreduzierungen erreicht wurden als in der Studie des BMU (2004) prognostiziert wird. Ende 2010 lagen die Investitionskosten dem Solarverband zufolge bei 2.700 €/kW_p [vgl. BSW 2011, S. 4] Die Photovoltaik gewinnt ihre Bedeutung somit weniger durch den aktuellen Status, sondern durch die hohen technologischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten sowie dem verhältnismäßig großen technischen Potential [vgl. Nitsch et al 2004, S. 32].

5.5 Biomasse

Biomasse ist chemisch gespeicherte Sonnenenergie. Unter Biomasse werden Stoffe organischer Herkunft gefasst. Dazu zählen die in der Natur lebende Phyto- und Zoomasse (Pflanzen und Tiere) und die daraus resultierenden Abfallstoffe bzw. Nebenprodukte wie z.B. tierische Exkrememente sowie die abgestorbene, aber noch nicht fossile Phyto- und Zoomasse (z.B. Stroh). Ferner gehören alle Stoffe zur Biomasse, die durch technische Umwandlung oder Nutzung wie z.B. Papier, Zellstoff, organische Abfälle der Lebensmittelindustrie, organische Haus- und Industrieabfälle sowie Pflanzenöle und Alkohol entstanden sind. Die Grenze zu den fossilen Energieträgern beginnt beim Torf, dem fossilen Sekundärprodukt der Verrottung [vgl. Deimling et al 2000, S. 15].

Weiterhin kann Biomasse in Primär- und Sekundärprodukte unterteilt werden. Primärprodukte sind durch die direkte photosynthetische Ausnutzung der Sonnenenergie entstanden. Das sind im Wesentlichen die gesamte Pflanzenmasse wie z. B. land- und forstwirtschaftliche Produkte aus einem Energiepflanzenanbau oder pflanzliche Rückstände aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Industrie (Stroh, Waldrest-, Industrierest- und Altholz). Sekundärprodukte bilden sich durch Umwandlung organischer Substanzen in höheren Organismen (z.B. Tieren). Diese Gruppe beinhaltet die gesamte Zoomasse und deren Abfälle (z.B. Gülle, Festmist) sowie Klärschlamm [vgl. Remme 2004, S. 49].

Die Einsatzmöglichkeiten von Biomasse sind ähnlich denen von fossilen Energieträgern. Durch ihre Nutzung können Wärme, Strom und Kraftstoffe bereitgestellt werden. Ein großer Vorteil gegenüber anderen regenerativer Energiequellen ist die Speicherung von Energie in Biomasse und die Transportmöglichkeit von Biomasse. Die direkteste und wohl bekannteste Anwendung von Biomasse ist die Verbrennung von Holz. Als Rohstoffe für die Holzverbrennung können z. B. Abfallholz aus industriellen Anwendungen, Restholz, aber auch für den Energiezweck speziell angebaute Baumplantagen (Kurzumtriebsplantagen) aus der Land- und Forstwirtschaft eingesetzt werden. Weiterhin können für die energetische Nutzung Energiepflanzen (wie z.B. Zuckerrüben, Raps)

oder Reststoffe aus der Tierhaltung (Gülle) verwendet werden. Organische Abfälle aus der Industrie und den Haushalten sowie Deponiegas, Klärgas- und -schlamm können für die Energieerzeugung benutzt werden [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 37f]. Eine besondere Bedeutung kommt aus ökonomischen Gründen den Reststoffen zu. Diese fallen häufig kostenlos an und verursachen im besten Fall keine oder bedingt durch den Transport zum Einsatzort geringe Brennstoffkosten [vgl. Nitsch et al 2004, S. 35].

Es gibt eine Reihe von Umwandlungstechniken, um Biomasse als Brennstoff nutzbar zu machen. In erster Linie kommen folgende Verfahren zur Anwendung:

- mechanische Verfahren (Zerkleinerung, Verdichtung),
- physikalisch-chemische Verfahren (Pressung/Extraktion, Umesterung),
- thermochemische Verfahren (Vergasung, Verflüssigung, Verkohlung),
- biochemische Verfahren (aerober und anaerober Abbau, Gärung).

Als Produkt aus den Umwandlungsverfahren werden feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe gewonnen. Unter dem Begriff feste Brennstoffe sind z. B. Pellets, Briketts oder Hackschnitzel zu fassen. Als flüssige Brennstoffe können Ethanol oder Öl aufgeführt werden, die als Kraftstoff im Fahrzeugbereich oder zur Stromerzeugung in BHKWs einsetzbar sind. Das aus dem anaeroben Abbau organischer Biomasse stammende Biogas kann z. B. für die Verbrennung oder aber für den Einsatz in Brennstoffzellen verwendet werden, wobei der Einsatz in Brennstoffzellen noch in den Anfängen seiner Entwicklung steckt [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 38]. Die Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse sind in Abbildung 5.11 dargestellt.

Die Anwendungsbereiche von Biomasse zur Stromerzeugung können generell in die Bereiche direkte Verfeuerung, Beimischung und Vergasung unterteilt werden. Die direkte Verfeuerung entspricht dem Prinzip, auf dem die meisten mit fossilen Energieträgern betriebenen Kraftwerke ruhen. Durch die Verbrennung der Biomasse wird die benötigte Energie zur Erzeugung von Hochdruckdampf bereitgestellt. Der Dampf wird anschließend analog zum Vorgang in einem konventionellen Kraftwerk zur Stromerzeugung über eine Dampfturbine und einen Generator verwendet [vgl. Remme 2004, S. 51].

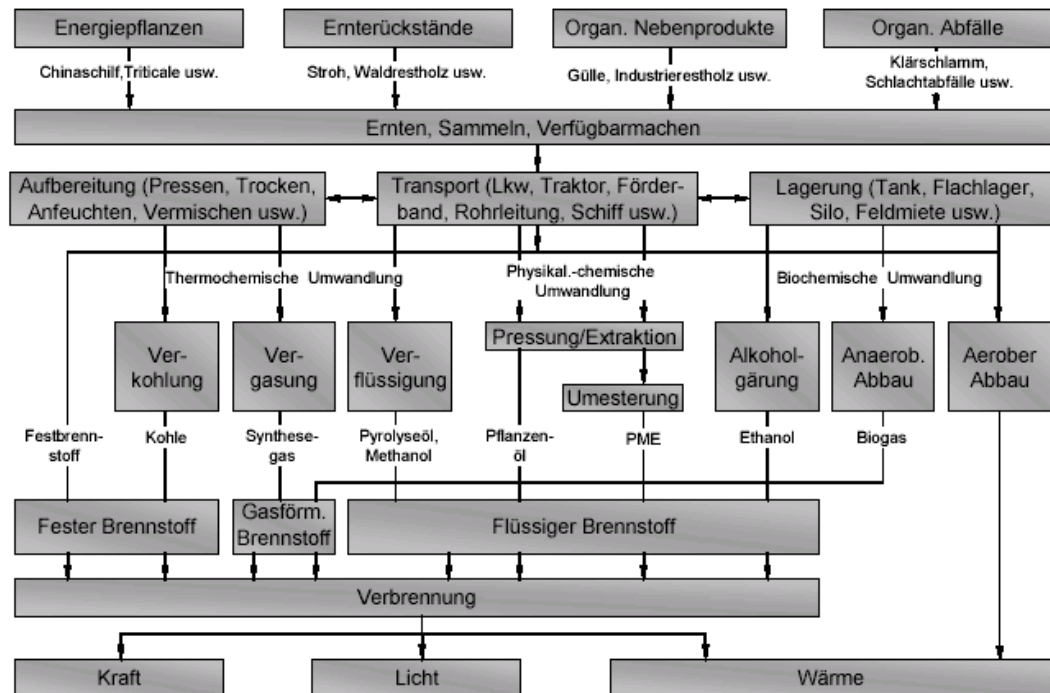


Abbildung 5.11: Möglichkeiten der Bereitstellung von Energie aus Biomasse.

Quelle: Kaltschmitt 2003 in Remme 2004, S. 50.

Die Beimischung umfasst den Ersatz von Kohle durch eine bestimmte Menge Biomasse zur Verfeuerung in einem bestehenden Kraftwerk. Im Vergleich zur direkten Verfeuerung können bei der Beimischung von Biomasse viele Kraftwerkskomponenten unverändert beibehalten werden. Ein Kraftwerksneubau ist nicht erforderlich und ein hoher Investitionsaufwand kann somit vermieden werden. Je nach zugeführter Menge kann die Biomasse bei kleinen Mengen direkt mit der Kohle vermischt werden. Bei größeren Anteilen sollte die Biomasse fein zermahlen über gesonderte Brenner verfeuert werden. Während für die Beimischung kleinerer Mengen Biomasse nicht mit hohen investiven Aufwänden zu rechnen ist, verursachen bei einem höheren Biomasseanteil die Zerkleinerung und Zuführung der Biomasse sowie die Anpassung der Brenner höhere Investitionskosten. Ein Vorteil der Beimischung ist die durch die Substitution von Kohle erreichte Reduktion der Schwefel- und Stickstoffemissionen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 37, Remme 2004, S. 53, Deimling et al 2000, S. 103ff].

Bei der Vergasung wird feste Biomasse über entsprechende Verfahren in ein brennbares Synthesegas umgewandelt. Gegenüber der festen Biomasse hat das Synthesegas den Vorteil, dass es zur Stromerzeugung in Technologien mit höherem Wirkungsgrad als dem von Dampfturbinenanlagen eingesetzt werden kann. Hierfür kommen Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Gasmotor oder Kraftwerke mit kombiniertem Gas- und Dampfturbinenprozess in Frage. Eine weitere Option besteht mit dem Einsatz des erzeugten Gases in Brennstoffzellen. Neben den drei beschriebenen Einsatzmöglichkeiten

lassen sich auch über biochemische Verfahren mit Hilfe von Mikroorganismen Sekundär- bzw. Endenergieträger aus Biomasse herstellen. Beim anaeroben Abbau organischer Stoffe wird unter Sauerstoffabschluss und Aktivität bestimmter Bakterien ein Mischgas erzeugt, das zu 55 bis 70% aus Methan besteht. Das Mischgas kann in Gasbrennern oder Motoren zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt werden [vgl. Deimling et al 2000, S. 19ff].

5.5.1 Stand der Entwicklung

Die Nutzung der Biomasse zur Erzeugung von elektrischer Energie ist in Deutschland relativ gut dokumentiert. Ähnlich wie die zuvor dargestellten erneuerbaren Energieträger Wind- und die direkte Nutzung der Solarenergie hat sich die installierte elektrische Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse erst seit Beginn der 90er Jahre langsam erhöht. Mit der Erhöhung ist auch die Stromerzeugung aus Biomasse gestiegen. Die Entwicklung der Stromerzeugung und der installierten elektrischen Leistung von Biomasseanlagen von 1990 bis 2008 ist in Abbildung 5.12 zu sehen. Die beiden Kurven zeigen die Veränderung von Biomasse und des biogenen Müllanteils zusammengefasst in jeweils einer Kurve für die Stromerzeugung und einer für die installierte Leistung. Eine Trennung in Biomasse und den biogenen Anteil des Mülls erfolgt in dieser Abbildung nicht.

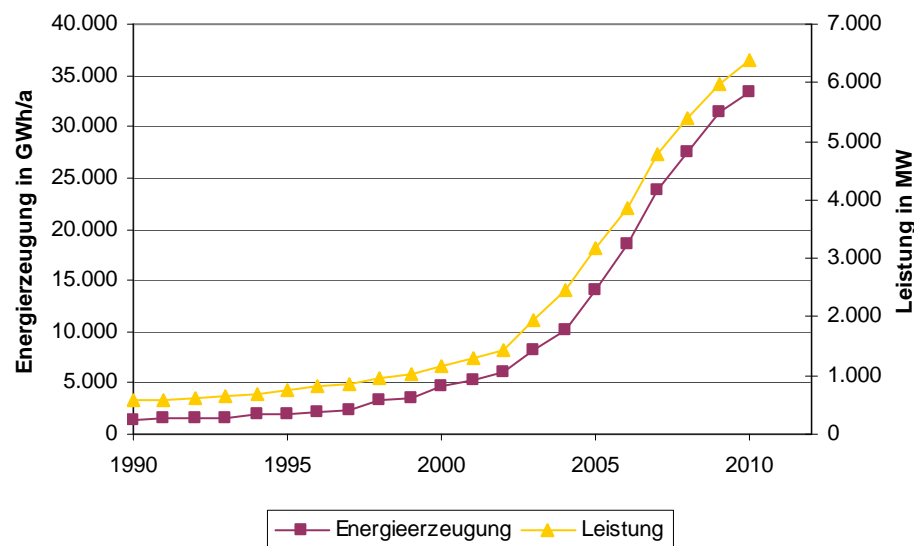


Abbildung 5.12: Entwicklung der Stromerzeugung und installierten Leistung aus Biomasseanlagen in Deutschland (Biomasse und biogener Anteil des Mülls).

Quelle: BMU 2011, S. 10f.

Der Anteil des biogenen Abfalls zur Stromerzeugung hat sich im Unterschied zur Biomasse erst seit 1997 merklich erhöht. Bis zu diesem Jahr beruhen die Zunahmen in der

Stromerzeugung und der installierten Leistung im Wesentlichen auf neue Biomasseanlagen. Eine deutlich stärkere Zunahme der Leistung und Stromerzeugung ist wie auch bei den erneuerbaren Energieträgern Wind und Photovoltaik in den Jahren 2000 bis 2010 zu verzeichnen. Seit 2002 wurden jährlich mehr als 100 MW_{el} an neuer Leistung installiert (s. Abbildung 5.12).

Als Grund für den Anstieg dürfen auch hier im Wesentlichen die günstigen Rahmenbedingungen gesehen werden, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geschaffen wurden. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energieträgern wie z.B. der Windenergie haben sich die großen Energieversorgungsunternehmen und kleinere regionale Energieversorger relativ früh für die Stromerzeugung aus der Biomasse interessiert und betreiben oder planen heute eigene Anlagen.

Im Jahr 2010 betrug die Stromerzeugung aus Biomasse und dem biogenen Anteil des Mülls ca. 33,5 TWh und hatte damit einen Anteil von ca. 5,4% an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland. Der Strom stammt aus über 2.800 Anlagen, die zusammen eine elektrische Leistung von etwa 6.400 MW haben. Eine Übersicht zur installierten Leistung, der Anlagenanzahl sowie der Stromerzeugung für das Jahr 2010 zeigt Tabelle 5.12. Die Anzahl der Anlagen dürfte dabei in 2010 höher sein, da sich die Werte auf einen älteren Zeitpunkt beziehen.

Tabelle 5.12: Biomassenutzung zur Stromerzeugung in Deutschland 2010.

Installierte Leistung	MW	6.390
Anzahl Anlagen	-	>2.800
Biogasanlagen		>2.700
Heizkraftwerke		>100
Stromerzeugung	TWh	33,5
Biomasse	TWh	28,7
Biogene Anteil des Mülls	TWh	4,8
Anteil an Bruttostromerzeugung	%	5,4

Quelle: BMU 2011, S. 10f, DENA 2006, BMWi 2011.

5.5.2 Technisches Potential der Biomassenutzung

Die Angaben in der Literatur zum technischen Potential der Biomasse weisen eine hohe Spannbreite auf. So gibt der wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung das Potential der Biomasse mit einer Bandbreite von insgesamt

977-1.355 PJ/a an. Diese Werte beruhen nicht auf eigenen Berechnungen, sondern basieren auf einer Literaturlauswertung [vgl. WBGU 2003b, S. 61ff].

Deutlich darunter liegen die Angaben zum technischen Potential in einer Untersuchung im Auftrag des Bundesumweltministeriums aus dem Jahr 1999. Dort wird das gesamte technische Potential der energetischen Biomassenutzung mit 730 PJ/a angegeben. Dabei handelt es sich um einen Referenzwert, der aus einer Literaturlauswertung stammt. Die in der Untersuchung des BMU (1999) zitierte Literatur umfasst Potentialangaben, die sich in einer Spannbreite von 355 bis 1.500 PJ/a bewegen [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 136]. Nochmals geringer als der Referenzwert des BMU (1999) bewertet die „Enquete Kommission nachhaltige Energieversorgung“ das technische Potential der thermischen Nutzung der Biomasse. Als maximaler Wert wird dort von 695 PJ/a ausgegangen. In Bezug auf die Erzeugung von elektrischer Energie wird das maximale technische Potential mit 205 PJ/a entsprechend ca. 57 TWh_{el}/a beziffert [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 491ff]. Das BMU (1999) liegt mit seiner Einschätzung des Stromerzeugungspotentials unter den Angaben der Enquete Kommission. Dort liegt unter Berücksichtigung einer gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme aus der zur Verfügung stehenden Biomasse das technische Stromerzeugungspotential bei 46 TWh/a [vgl. Fishedick und Nitsch 1999, S. 134].

Ursache für die abweichenden Potentialangaben sind z. B. unterschiedliche Annahmen über die Flächennutzung und über die aus der industriellen, landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Produktion anfallende Menge an Reststoffen. Die Flächenkonkurrenz beruht in der Regel auf unterschiedlichen Annahmen zur augenblicklichen und zukünftigen Flächenbeanspruchung aus den Bereichen Ökolandbau, Flächenversiegelung, Naturschutz, Kompensationsflächen, Gewässer- und Bodenschutz.

Neben der Flächenkonkurrenz bestimmt auch die Nutzungskonkurrenz das technische Stromerzeugungspotential der Biomasse. Differenzen in den Potentialangaben können desweiteren durch unterschiedliche Annahmen für die Anwendung der Biomasse hervorgerufen werden. Es ist zu unterscheiden, welche Anteile der Bioenergieträger zur reinen Strom- bzw. Wärmeerzeugung, als Kraftstoff oder der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme verwendet werden. Wird z. B. unterstellt, dass 100% der anfallenden Biomasse für die Kraftstoffproduktion eingesetzt werden, ergibt sich daraus ein Strom- und Wärmeerzeugungspotential von Null.

Eine Untersuchung durch Nitsch et al (2004) gibt das Stromerzeugungspotential der rein stationären Anwendung von Biomasse mit 180 TWh_{el}/a an. Diese Zahl unterstellt, dass sämtliche anfallende Biomasse für die Stromproduktion eingesetzt wird und keine Biomasse für die Erzeugung von biogenen Kraftstoffen abfällt. Dieser Ansatz widerspricht dem Ziel des Europäischen Parlaments bis zum Jahr 2020 im Verkehrssektor 10% des Energieverbrauchs durch erneuerbare Energiequellen zu decken [vgl. Europäische Uni-

on 2009, Abs. 13] und kann daher aus gegenwärtiger Sicht lediglich einen theoretischen Maximalwert darstellen. Die Erzeugung von Wärme wird durch die Annahme gesichert, dass die Nutzung der Biomasse zu 75% in KWK-Anlagen erfolgt. Daraus resultiert ein technisches Potential der Wärmeerzeugung von 1.130 PJ/a. Wird auf der anderen Seite angenommen, dass sämtliche Energiepflanzen zur Herstellung von Kraftstoffen eingesetzt werden, reduziert sich das technische Stromerzeugungspotential auf 85 TWh_{el}/a und das der Wärme auf 525 PJ/a [vgl. Nitsch et al 2004, S. 165].

Unter der Vorgabe höherer Naturschutzaufgaben erfolgt eine weitere Reduktion der technischen Potentiale. Bei Vernachlässigung des mobilen Sektors beträgt die untere Grenze des technischen Stromerzeugungspotentials dann 135 TWh_{el}/a. Auf einen etwas geringeren Wert kommen Hille und Pfaffenberger (2004). In ihrer Untersuchung beziffern sie das technische Stromerzeugungspotential auf 128 TWh_{el}/a [vgl. Hille und Pfaffenberger 2004, S. 5-11]. Wird wiederum eine Nutzung der Biomasse im Verkehrssektor unterstellt, reduziert sich das Stromerzeugungspotential weiter. Das technische Potential beträgt nach Nitsch et al (2004) 70 TWh_{el}/a, wenn die Energiepflanzen komplett der Kraftstoffproduktion zugeführt werden. Im Minimalfall kann das Stromerzeugungspotential null betragen, wenn wie oben erwähnt sämtliche Bioenergieträger im mobilen Bereich eingesetzt werden [vgl. Nitsch et al 2004, S. 165].

Tabelle 5.13 gibt die Bandbreite der technischen Potentiale der Biomassenutzung zur elektrischen und thermischen Energieerzeugung wider. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die Literaturangaben zum technischen Stromerzeugungspotential in einer Spannbreite von 46 bis 180 TWh_{el}/a bewegen. Für diese Arbeit werden die Potentialeangaben der neueren Untersuchungen verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass sich das technische Stromerzeugungspotential je nach unterstellten Annahmen zum Einsatzbereich und Naturschutz zwischen 70 und 180 TWh_{el}/a liegt.

Tabelle 5.13: Technisches Potential der Biomassenutzung in Deutschland.

	Anmerkung	Techn. Potential TWh_{el}/a	Techn. Potential PJ_{th}/a
Stationäre Nutzung	Nutzung zu 75% in KWK Anlagen	128-180	845-1.130
Stationäre u. mobile Nutzung	Energiepflanzen für Kraftstoffe	70-85	425-525

Quelle: auf Basis von Nitsch et al 2004, S. 165, Hille und Pfaffenberger 2004, S. 5-11.

5.5.3 Kosten der Biomassenutzung

Die Kosten von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung können ähnlich den zuvor dargestellten erneuerbaren Energietechnologien unterteilt werden in Investitions- und Betriebskosten. Die Investitionskosten umfassen Ausgaben für die Maschinenteknik, Elektrotechnik, Gebäude und Brennstofflager. Je nach verwendeter Technologie zur Stromerzeugung verursachen die Komponenten unterschiedliche Investitionskosten. Nach Remme (2004) bewegen sich die spezifischen Investitionskosten von Holz-Heizkraftwerken mit Dampfturbine zwischen 2.600 und 7.000 €/kW_{el}. Holz-Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung benötigen einen investiven Aufwand von 1.850 bis 2.200 €/kW_{el}. Die Investitionskosten von Blockheizkraftwerken variieren je nach elektrischer Leistung und eingesetztem Bioenergieträger zwischen etwa 2.000 und 5.000 €/kW_{el}. In einer Bandbreite von 2.100 bis 4.900 €/kW_{el} bewegen sich die spezifischen Investitionskosten von Biogas-Kraftwerken mit Gas- und Dampfturbinenprozess [vgl. Nitsch et al 2004, S. 40ff, Remme 2004, S. 53ff]. Generell ist auch bei den Biomasse-Einheiten zur Stromerzeugung der Trend zu beobachten, dass bei Anlagen mit größerer elektrischer Leistung die Gesamtinvestitionen steigen, während die spezifischen Kosten sinken. Die Abbildung 5.13 zeigt die Bandbreite der Investitionskosten unterschiedlicher Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse.

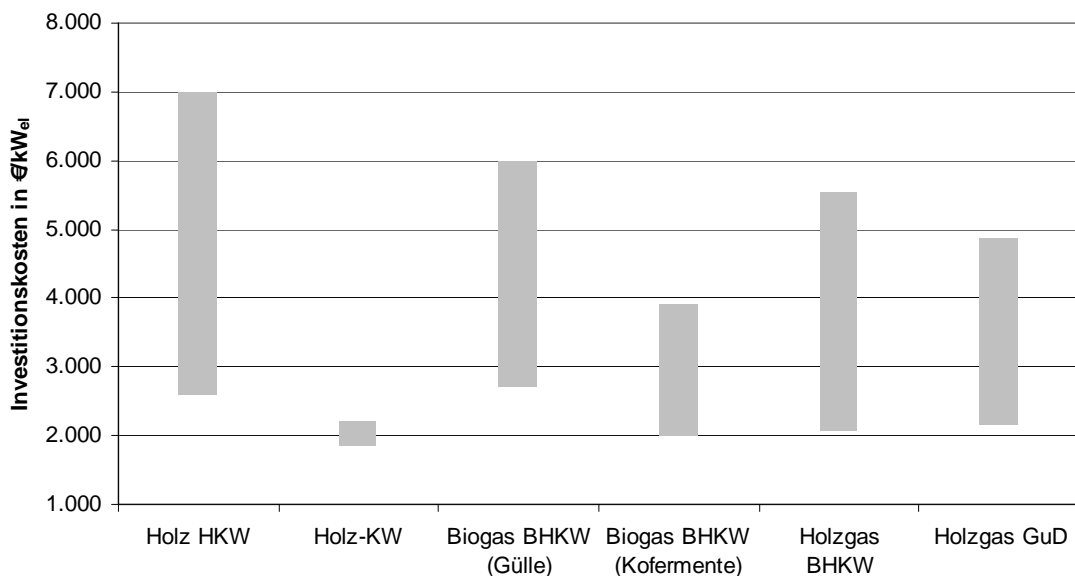


Abbildung 5.13: Investitionskosten von Biomassenanlagen zur Stromerzeugung.

Quelle: Anhang A.6.

Die Betriebskosten teilen sich auf in die Brennstoffkosten sowie variable und fixe Kosten. Zu den variablen Kosten zählen Ausgaben für Betriebsmittel und Reststoffentsorgung. Die fixen Kosten umfassen Wartung, Instandhaltung, Versicherung, Verwaltung und Personalkosten [vgl. Nitsch et al 2004, S. 39]. Typische jährliche Betriebskosten für

Holzgas-Anlagen (BHKW, GuD-Kraftwerk) liegen etwa zwischen 7 und 10% der Investitionskosten. Im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energieträgern können für Biomasse-Kraftwerke auch Brennstoffkosten anfallen. Je nach Verfügbarkeit, Aufwendungen für die Aufbereitung und Anbaubedingungen können die Biomassekosten stark variieren. Es sind deutliche Preisspannen zwischen den einzelnen Bioenergieträgern, aber auch innerhalb gleicher Biomassen festzustellen [vgl. Fichtner 2002, S. 22].

Nach Fichtner (2002) lagen die Preise für

- Waldrestholz zwischen 40 bis 75 €/t,
- unbehandeltes Alt und Industrierestholz zwischen 10 bis 40 €/t
- behandeltes Alt- und Industrierestholz zwischen -20 bis 5 €/t
- kontaminiertes Altholz zwischen -70 bis -10 €/t.

Demnach fallen für bestimmte Biomassen keine Kosten an, sondern durch die Entsorgung können noch Erlöse erzielt werden. Weiterhin werden in der gleichen Quelle Angaben zu den Brennstoffkosten von Biogasanlagen gemacht. Für Kraftwerke, die Gülle als Bioenergieträger einsetzen, wird ein kostenneutraler Bezug der Gülle unterstellt. Insbesondere für größere Anlagen mag diese Annahme nur begrenzt zutreffen, da für die größeren Güllemengen Transportkosten zu berücksichtigen sind. Für Mais als Stellvertreter für andere nachwachsende Rohstoffe werden 26 €/t angegeben. Biogene Abfallstoffe z.B. aus der Lebensmittelindustrie weisen deutliche regionale Unterschiede auf. Während im Süden Deutschlands die Bioabfälle kostenneutral abgegeben werden oder noch Erlöse bis zu 50 €/t erzielt werden können, müssen in Norddeutschland zwischen 0 und 20 €/t für den Bezug von Bioabfällen aufgewendet werden [vgl. Fichtner 2002, S. 22ff].

In den nachfolgenden Tabellen sind typische Investitionskosten von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung dargestellt. Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Biomasse werden die Kosten zur Stromerzeugung anhand von Referenzanlagen aufgezeigt. Neben den rein investiven Kosten und der technischen Grunddaten wie z. B. installierte elektrische Leistung sind in den Tabellen Fixkosten (Kosten für Wartung, Reparatur, Versicherung), variable Kosten (Betriebsmittel, Reststoffentsorgung), Personalkosten und Biomassebezugskosten enthalten. Zur Bestimmung der Personalkosten wird ein Faktor von 50.000 € pro Personenjahr angesetzt. Die Stromgestehungskosten bewegen sich für

- ein Dampfturbinen-Heizkraftwerk zwischen 5,9 und 28,4 ct/kWh,
- ein Dampfturbinen-Kraftwerk zwischen 5,4 und 12,1 ct/kWh,
- ein Biogas-BHKW (Gülle) zwischen 7,4 und 16,2 ct/kWh,
- ein Biogas-BHKW (Kofermente) zwischen 5,1 und 16,3 ct/kWh,
- ein BHKW (Holzvergaser) zwischen 4,5 und 17,7 ct/kWh und

- eine GuD-Anlage zwischen 2,1 und 14,1 ct/kWh.

Aufgeführt sind nur die Kosten von Neuanlagen. Der Ersatz von Kohle durch Biomasse in bestehenden Kraftwerken wurde nicht berücksichtigt, da die Kosten sehr standort-spezifisch sind. Die Kosten hängen neben dem zur Verfügung stehenden Platz für die Lagerung und Trocknung von Biomasse auch vom Umfang der Veränderungen am Kessel ab. Die große Spannweite der Stromgestehungskosten basiert im Wesentlichen auf unterschiedlichen Annahmen über die Brennstoffkosten und der Wärmeabsatzbedingungen der im KWK-Betrieb gefahrenen Biomasseanlagen.

Einer der entscheidenden Faktoren für den wirtschaftlichen Betrieb von Biomasse-Anlagen sind die Bezugskonditionen des eingesetzten Brennstoffs. Die Brennstoffkosten weisen je nach Brennstoffart und Herkunft eine große Bandbreite auf. Die Kosten fester Bioenergieträger können von negativen Werten – für die vermiedenen Entsorgungskosten in Deponien – bis zu 2,6 ct/kWh für nachwachsende Rohstoffe wie z. B. Miscanthus oder Getreideganzpflanzen reichen [vgl. Staiß 2003, S. II-43]. Die Auswirkung unterschiedlich hoher Biomassebezugskosten auf die Stromgestehungskosten ist in den Tabellen 5.14 bis 5.16 dargestellt. Für ein Holzkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 1 MW und Biomassekosten von 1,8 ct/kWh betragen die Stromgestehungskosten 18,8 ct/kWh. Unter sonst gleichen Annahmen aber ohne Bezugskosten der eingesetzten Biomasse reduzieren sich die Stromgestehungskosten auf 5,9 ct/kWh. Unterstellt ist bei dieser Anlage die Auskopplung der Wärme, die mit 2 ct/kWh_{th} die Stromgestehungskosten positiv beeinflusst. Bei Wegfall der Wärmegutschrift würden die Stromgestehungskosten auf 15,5 (keine Bezugskosten für die Biomasse) bis 28,4 ct/kWh_{el} steigen. Es ist zu erkennen, dass neben den Bezugskosten für die Biomasse die Erlöse durch den Verkauf der erzeugten Wärme einen bedeutenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen im KWK-Betrieb haben. (s. Tabelle 5.14).

Tabelle 5.14: Kosten ausgewählter Referenzanlagen (Dampfturbine) zur Stromproduktion aus Biomasse.

Typ		Holz-HKW				Holz-KW	
El. Nennleistung	MW _{el}	1	1	5	5	20	20
Th. Nennleistung	MW _{th}	4,8	4,8	23,9	23,9		
Nutzungsgrad, el.	%	14	14	14	14	27	27
Gesamtnutzungsgrad	%	81	81	81	81		
Ausnutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	6.000	6.000	7.000	7.000
Gesamtinvestition	€/kW _{el}	4.400	4.400	3.850	3.850	2.200	2.200
Fixe Kosten	%Inv./a	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Variable Kosten	€/MWh _{el}	3,8	3,8	3,8	3,8	6,2	6,2

Personalbedarf	Pjahre/a	6	6	13	13	18	18
Biomassekosten	ct/kWh	0	1,8	0	1,8	0	1,8
Wärmegutschrift	ct/kWh _{th}	2	2	2	2		
Stromkosten	ct/kWh _{el}	5,9	18,8	1,8	14,7		
Stromk. o. Wärme- gutschrift	ct/kWh _{el}	15,5	28,4	11,4	24,3	5,4	12,1

6% Zinsen, 15a Abschreibung, 50.000€ pro Personenjahr.

Quelle: eigene Tabelle, Datengrundlage Anhang A.6

Tabelle 5.15: Kosten ausgewählter Referenzanlagen (BHKW Biogas) zur Stromproduktion aus Biomasse.

Typ		BHKW Gülle			BHKW Kofermente			
El. Nennleistung	MW _{el}	0,025	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5
Th. Nennleistung	MW _{th}	0,043	0,174	0,639	0,165	0,722	0,165	0,722
Nutzungsgrad, el.	%	30	31	36	31	36	31	36
Gesamtnutzungsgrad	%	82	85	88	85	88	85	88
Ausnutzungsdauer	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
genutzte Wärme	MWh _{th} /a	33	51	108	348	1444	348	1.444
Gesamtinvestition	€/kW _{el}	6.000	3.800	2.700	3.150	2.000	3.150	2.000
davon BHKW	€/kW _{el}	2.400	1.350	800	1.350	800	1.350	800
Fixe Kosten	%Inv./a	5	5	5	5	5	5	5
Variable Kosten	€/MWh _{el}	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Personalbedarf	Pjahre/a	0,1	0,3	1	0,3	1	0,3	1
Biomassekosten	ct/kWh	0	0	0	2,2	2,2	0	0
Wärmegutschrift	ct/kWh _{th}	2	2	2	2	2	2	2
Stromkosten	ct/kWh _{el}	15,8	10,5	7,4	15,3	11,2	8,2	5,1
Stromk. o. Wärme- gutschrift	ct/kWh _{el}	16,2	10,6	7,5	16,3	12,1	9,2	6

6% Zinsen, 15a Abschreibung, 50.000€ pro Personenjahr.

Quelle: eigene Tabelle, Datengrundlage Anhang A.6.

Tabelle 5.16: Kosten ausgewählter Referenzanlagen (Biogas) zur Stromproduktion aus Biomasse.

Typ		BHKW Holzvergaser				GuD Holzgas			
El. Nennleistung	MW _{el}	0,155	0,155	1,9	1,9	8	8	7,2	7,2
Th. Nennleistung	MW _{th}	0,26	0,26	2,5	2,5	12,44	12,44	8,75	8,75
Nutzungsgrad, el.	%	31	31	38	38	36	36	42	42
Gesamtnutzungsgrad	%	83	83	88	88	92	92	92	92
Ausnutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Gesamtinvestition	€/kW _{el}	5.540	5.540	3.120	3.120	2.245	2.245	4.865	4.865
Betrieb, Wartung	%Inv./a	2	2	2	2	2	2	2	2
Betrieb, Wartung Vergaser	%Inv./a	4	4	4	4	4	4	4	4
Biomassekosten	ct/kWh	0	1,8	0	1,8	0	1,8	0	1,8
Wärmegutschrift	ct/kWh _{th}	2	2	2	2	2	2	2	2
Stromkosten	ct/kWh _{el}	9,4	17,7	4,5	11,3	2,1	8	9	14,1

6% Zinsen, 15a Abschreibung, 50.000€ pro Personenjahr.

Quelle: eigene Tabelle, Datengrundlage Anhang A.6.

Neben der Höhe der Wärmevergütung und der Biomassekosten haben weitere Parameter in unterschiedlichem Ausmaß Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen. Zur Veranschaulichung, wie sensibel die Gestehungskosten auf Veränderungen der Eingangsgrößen reagieren, wurden in Abbildung 5.14 wesentliche Parameter am Beispiel einer Referenzanlage (5 MW_{el}) variiert. Für die „Sensitivitätsanalyse“ wurden die Eingangsgrößen Investitionskosten, Betriebskosten, Nennlaststunden, Abschreibungsdauer und Zinssatz jeweils in Zehnerschritten bis maximal plus und minus 30% variiert. Eine nähere Erläuterung zur Bedeutung des Verlaufs und der Steigung der Kurven ist auf Seite 133 dieser Arbeit gegeben.

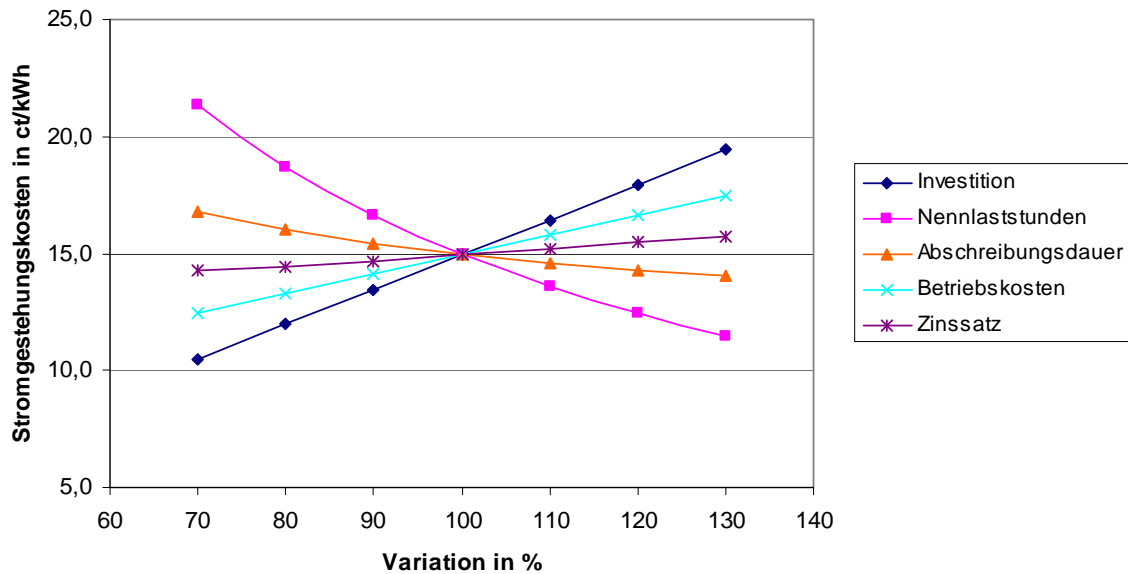


Abbildung 5.14: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten eines Holz-HKW (5 MW_{el}).

Quelle: Eigene Berechnung.

Unter den betrachteten Parametern verursacht eine Veränderung der Nennlaststunden und der Investitionen die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. An dritter Stelle folgen die Betriebskosten. Eine Variation der Wärmevergütung wurde in dieser Analyse nicht berücksichtigt, da die Auswirkung bereits in den Tabellen 5.14 bis 5.16 dargestellt ist. Die Brennstoffkosten sind in den Betriebskosten enthalten und werden somit indirekt in der Sensitivitätsanalyse mit abgedeckt. Eine Verringerung der Nennlaststunden um z.B. 20% erhöht die Stromgestehungskosten um ca. 25%. Dagegen reagieren die Gestehungskosten auf eine Veränderung des zugrunde gelegten Zinssatzes relativ träge. Hier bewirkt ein Anheben des Zinssatzes um 20% ein Ansteigen der Stromgestehungskosten um etwa 4 Prozent.

5.5.4 Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale

Im Bereich der Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit größerer elektrischer Leistung war in letzter Zeit keine bedeutsame technische Entwicklung zu verzeichnen. Diese Anlagen beruhen überwiegend auf dem klassischen Dampfturbinenkonzept. Große Entwicklungspotentiale bestehen in Verbindungen mit neuen Vergasertechnologien (thermochemische Vergasung) und einer Anwendung des Biogases in Gasturbinen bzw. längerfristig in Brennstoffzellen. Dadurch stünden andere Technologien zur Erzeugung elektrischer Energie mit einem höheren Wirkungsgrad als der klassische Dampfturbinen-Prozess zur Verfügung. Neben einer Verbesserung des Wirkungsgrads wird vor allem der Aufbau von Nahwärmenetzen eine grundlegende Bedingung für die erweiterte Anwendung von Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung

sein. Weitere Bemühungen gehen dahin, Biomasse zum Betrieb von Stirlingmotoren einzusetzen [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 489].

Die Auswahl an Studien, die den historischen Verlauf der Lernkurven von Stromerzeugungsanlagen speziell für den Einsatz der Biomasse aufzeigen, ist eher begrenzt. Ohne hin ist nach Neij (2008) eine Festlegung bei der Vielzahl an biogenen Stromerzeugungspfaden schwer möglich [vgl. Neij 2008, S. 2208]. In einer Untersuchung der Internationalen Energieagentur (IEA) wird der Lernfaktor von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit 0,15 zwischen 1980 und 1995 angegeben [vgl. IEA 2000, S. 21]. Anhand von Fallstudien aus Schweden und Dänemark ermitteln Junginger et al (2006) die Lernfaktoren für Biomasse KWK- und Biogasanlagen. Nach dieser Untersuchung liegen die Lernfaktoren bei den Investitionskosten von KWK-Anlagen zwischen 0,03 und 0,25 [vgl. Junginger et al 2006, S. 4031. Für die Biogasanlagen geben die Autoren einen Lernfaktor von 0,12 an [vgl. Junginger et al 2006, S. 4035].

Auf eine weitere Abschätzung der Lernfaktoren kann zum Teil durch die Entwicklung von Blockheizkraftwerken oder Dampfturbinen geschlossen werden. Für BHKWs wird ein historischer Lernfaktor von 0,25 angegeben. Diesem hohen Lernfaktoren stehen geringere Abschätzungen einer Untersuchung von Fritsche et al (2004) zur zukünftigen Entwicklung der Biomasse-Stromerzeugungsanlagen gegenüber. Dort werden die Lernfaktoren für Anlagen mit einem herkömmlichen Dampfturbinenprozess bis 2010 mit 0,07, bis 2020 mit 0,05 und bis 2030 mit 0,03 beziffert. Etwas optimistischer im Sinne einer höheren Degression wird die Kostenentwicklung von Vergärungsanlagen, GuD-Prozessen und Vergasungsanlagen gesehen, die im gleichen Zeitraum (bis 2030) zwischen 0,1 und 0,17 liegt [vgl. Fritsche et al 2004, S. 36f]. Neij (2008) nennt einen durchschnittlichen Lernfaktor für die Konversionstechnologien (Erzeugung von Wärme, Strom und Kraftstoff) von 0,05 bis zum Jahr 2050 [vgl. Neij 2008, S. 2208].

Auf Basis der Abschätzungen von Fritsche et al (2004) ist eine umfangreiche Untersuchung von Nitsch et al (2004) zu den Kosten der biogenen Stromerzeugung durchgeführt worden. Darin enthalten ist eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Investitionskosten von Biomasseanlagen bis zum Jahr 2030. Diese Daten wurden für die Bestimmung der Stromgestehungskosten übernommen und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Die Tabelle 5.17 zeigt verallgemeinernd die Entwicklung der maximalen und minimalen Investitions- und Stromgestehungskosten. Es wird an dieser Stelle aus Gründen der Übersichtlichkeit keine Trennung in die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien vorgenommen, sondern nur nach festen und gasförmigen Bioenergieträgern unterschieden. Eine feinere Unterteilung in die einzelnen Erzeugungstechnologien ist in Anhang A.6 dargestellt.

Nach Tabelle 5.17 liegen die Stromgestehungskosten im günstigen Fall für gasförmige oder feste Biomasse zwischen 4 und 5 ct/kWh im Jahr 2050. Im ungünstigen Fall kann

es für bestimmte Technologien sogar zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten kommen. Dieser Effekt kann auftreten, wenn die steigenden Bezugskosten für die Biomasse nicht durch erwartete Reduktion der Investitionskosten oder einer Verbesserung des Wirkungsgrads kompensiert werden können. Bei Dampfturbinen-Anlagen ohne KWK-Betrieb ist dies möglich, da für diese Technologie von keiner wesentlichen Reduktion der Investitionskosten oder deutlicher Steigerung des Wirkungsgrads ausgegangen wird. Die maximalen Stromgestehungskosten belaufen sich auf etwa 13 bis 16 ct/kWh im Jahr 2050.

Wesentlich optimistischer wird die zukünftige Entwicklung der Kosten bei den Biogasanlagen insbesondere der Vergasung von fester Biomasse wie z.B. Holz gesehen. In der Literatur wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten der Vergasungstechnologie im günstigen Fall bis zum Jahr 2050 um etwa die Hälfte reduzieren können. Begründet wird die Annahme mit dem Entwicklungsstand der Vergasungstechnologie für feste Biomasse. Die Holzvergasung wurde bisher nicht im großen Maßstab eingesetzt [vgl. Kaltschmitt et al 2003a, S. 85, Lensu und Alakangas 2004, S. 51f]. Hier besteht durch weitere Entwicklungsarbeit, die Realisierung von Großanlagen und Optimierungen bei der Vergasungstechnologie die Möglichkeit, Kosten senkende Lerneffekte zu erzielen [vgl. Nitsch et al 2004, S. 41].

Tabelle 5.17: Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten von Biomasse- und Biogasanlagen.

			2000	2010	2020	2030	2050
			Feste Biomasse				
Investitionskosten	Min	€/kW _{el}	2.200	2.035	2.000	1.990	1.960
	Max		4.400	4.150	4.090	4.080	4.025
Erzeugungskosten	Min	ct/kWh	12,3	10,7	10,2	7,8	4,9
	Max		18,8	14,7	15,1	15,1	15,9
			Biogas/Holzgas				
Investitionskosten	Min	€/kW _{el}	2.245	1.740	1.415	1.265	1.075
	Max		6.000	5.345	5.100	5.015	4.905
Erzeugungskosten	Min	ct/kWh	7,4	6,3	6,4	5,4	4,2
	Max		17,7	14,2	13,5	13,2	12,8

Quelle: Datengrundlage Anhang A.6.

Die obere Kostengrenze für Biogas-Anlagen in Tabelle 5.17 bezieht sich auf BHKWs mit Gülle als Energieträger. Für diese Technologie wird im Vergleich zum Holzgas-BHKW ein eher verhaltener Rückgang der Investitionskosten erwartet. Der Rückgang

beruht im Wesentlichen auf dem Zubau weiterer Anlagen. Die erwartete Kostenreduktion fällt gegenüber der Holzvergasung geringer aus, da die Vergasung von Gülle bereits heute eine breitere Anwendung findet und Kostenreduktionseffekte, die in einem frühen Entwicklungsstadium auftreten können, hier nicht mehr erwartet werden.

5.6 Geothermie

Unter geothermischer Energie wird definitionsgemäß die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Erdoberfläche verstanden. Bis zu einer Tiefe von 10 bis 20 Metern ist die Temperatur des Erdreichs überwiegend durch solare Einstrahlung, Niederschlag und Grundwasser beeinflusst. Erst in tiefer liegenden Erdschichten beginnt der Temperaturanstieg gemäß des geothermischen Tiefengradienten, der für Deutschland etwa 3 K pro 100 m beträgt. Diese Wärme stammt aus radioaktivem Zerfall und dem Wärmestrom aus dem Erdkern [vgl. Rogge 2004, S. 4, Paschen et al 2003, S. 19].

In Gebieten mit so genannten thermischen Anomalien lassen sich Tiefengradienten finden, die deutlich größer sind als der genannte Wert. Solche Gebiete trifft man häufig im Zusammenhang mit Vulkanismus an wie z. B. auf Island oder in Italien. Dort ist die Nutzung der Geothermie sowohl zur Wärme- als auch Stromerzeugung Stand der Technik. Es existieren allerdings auch andere Regionen, in denen deutlich schlechtere Tiefengradienten erreicht werden. Als Beispiel sei Südafrika angeführt, wo sich erst ab ca. 3.000 m ein Temperaturniveau von ca. 30 °C einstellt. Der oben genannte Wert ist daher eher als grober Anhaltswert zu betrachten [vgl. Rogge, 2004, S. 3]. Für die Nutzung geothermischer Energie eignen sich Untergründe mit höheren Tiefengradienten besser, da zur Erreichung eines bestimmten Temperaturniveaus die Bohrungen nicht so tief ins Erdreich abgesenkt werden müssen. Das wiederum hat positive Auswirkungen auf die technische Durchführbarkeit, die Investitionskosten und somit auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des Vorhabens.

Als Voraussetzung für die Stromerzeugung aus geothermischen Quellen ist ein Temperaturniveau von mindestens 100 °C erforderlich. Diese Temperatur wird in Deutschland bei einer Tiefe von etwa 3.000 m erreicht. Eine Ausnahme bildet der Oberrheingraben. Aufgrund geothermischer Besonderheiten wird das erforderliche Temperaturniveau in diesem Bereich schon in geringerer Tiefe erreicht [vgl. Rogge 2004, S. 26]. Die geothermische Energie kann zur Erzeugung der Endenergieformen Wärme und Strom genutzt werden.

Geothermische Reservoirs, die für eine Nutzung der Untergrundwärme geeignet sind, lassen sich in Heißwasseraquifere, kristalline Gesteine und Störungszonen unterteilen. Heißwasseraquifere sind durchlässige Gesteinsschichten. Sie bestehen aus hochpermeablem Material, das in der Lage ist bedeutsame Mengen an Wasser zu speichern oder durchzuleiten [vgl. Paschen et al 2003, S. 26]. Zu den kristallinen Gesteinen zählen

magmatische und vulkanische Gesteine. Im Unterschied zu den Aquiferen weisen kristalline Gesteinsschichten eine geringe Durchlässigkeit auf, weshalb sie auch als „trockene, heiße Gesteine“ bezeichnet werden [vgl. Rogge 2004, S. 6]. Störungen sind Bruchzonen oder Bruchflächen, die durch das Einwirken tektonischer Kräfte entstehen. Störungen treten meist in der Nähe der Erdoberfläche auf und können deutlich höhere Durchlässigkeiten als das Nachbargestein aufweisen, was diese Bereiche für die geothermische Nutzung interessant macht. Insgesamt ist das Wissen über die Störungszonen noch sehr gering. In Deutschland werden Störungszonen zur Nutzung geothermischer Energie bisher nicht genutzt [vgl. Paschen et al 2003, S. 45].

Im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energiequellen unterliegt die Geothermie keinen ausgeprägten jahres- und tageszeitlichen Schwankungen. In der Regel lassen sich folgende geothermische Systeme unterscheiden:

- Nutzung oberflächennaher Geothermie,
- Erdwärmennutzung mit tiefen Erdwärmesonden,
- Hydrothermale Erdwärmennutzung,
- Nutzung heißer, trockener Gesteinsschichten (Hot Dry Rock).

Die ersten drei Systeme zur Nutzung geothermischer Energie dienen in der Regel der Wärmeversorgung einzelner Abnehmer oder der Einspeisung der gewonnenen Wärme in ein Nahwärmenetz. Für die Stromerzeugung aus geothermischer Energie zielen die Vorhaben in Deutschland auf die Nutzung von

- heißen Gesteinsschichten (Hot Dry Rock) mit Temperaturen bis zu 200 °C und
- hydrothermalen Systemen mit Temperaturen bis zu 150 °C.

Beiden Systemen ist gemeinsam, dass ein Trägermedium benötigt wird, um dem Erdinneren die Wärme zu entziehen. Dazu kommt in der Regel natürlich vorhandenes oder injiziertes Wasser zum Einsatz. Übertage wird dem Wasser die Wärme wieder entzogen und einer bestimmten Nutzung zugeführt. Das Hot Dry Rock-Verfahren (HDR) nutzt die in heißen Gesteinsschichten gespeicherte Wärme, indem Wasser in den Untergrund gepresst wird und das erwärmte Wasser an die Oberfläche gefördert wird. Für diesen Zweck werden im Untergrund großflächige und wasserdurchlässige Rissysteme genutzt. Bei gering ergiebigen Gesteinsschichten wie kristallinen Gesteinen können Stimulationsmaßnahmen des Gesteins notwendig sein, um eine energetische Nutzung zu ermöglichen. Aus der Erd- und Erdgasförderung ist hierzu das Hydraulic Fracturing-Verfahren bekannt. Bei diesem Verfahren wird eine Flüssigkeit in den Untergrund verpresst, um bestehende natürliche Risse auszuweiten oder neue künstliche Gesteinsrisse herzustellen. Das Ziel der Stimulationsverfahren ist es, eine Erhöhung der Permeabilität im stimulierten Gestein zu erreichen [vgl. Rogge 2004, S. 16].

Die Rissflächen dienen als Wärmetauscher. Über eine Bohrung wird kühles Wasser nach unten gepresst und wärmt sich beim Durchlaufen des Rissystems auf, bevor es über eine zweite Bohrung wieder nach oben gefördert wird. An der Oberfläche gibt das nach oben geförderte Wasser über einen weiteren Wärmetauscher seine Wärme an einen Sekundärkreislauf ab, bevor es erneut in den Untergrund verpresst wird. Die größte Herausforderung dabei ist, Rissysteme im Untergrund zu erzeugen, die eine erforderliche Durchlässigkeit besitzen. Hierzu bedarf es einer Weiterentwicklung der bestehenden Stimulationsverfahren zur Nutzung geothermischer Energie, die sich noch im Entwicklungs- und Forschungsstadium befinden [vgl. Rogge 2004, S. 16]. Ähnlich werden die HDR oder EGS (Enhanced Geothermal Systems) von Fridleifsson et al (2008) eingeschätzt. Auf Basis von Untersuchungen vor allem in den USA und Deutschland wird für diese Technologie weltweit ein großes technisches Potential vermutet. Allerdings werden für die Realisierung von EGS-Projekten noch wesentliche Probleme vor allem bei der Erzeugung und dem Betrieb der Rissysteme gesehen [vgl. Fridleifsson et al 2008, S. 69].

Mit Hilfe des Sekundärkreislaufes kann bei entsprechendem Temperaturniveau, ähnlich wie in konventionellen Kondensationskraftwerken Strom über einen Dampfkreislauf erzeugt werden. Eine weitere Möglichkeit ist Strom über einen Organic-Rankine-Prozess (ORC= Organic Rankine Cycle) zu erzeugen. Der Organic-Rankine-Prozess ist ein modifizierter Dampfkreislauf, bei dem ein Arbeitsmittel eingesetzt wird, das bei den vorherrschenden niedrigen Prozesstemperaturen geeignete Drücke, Dichten und Enthalpiedifferenzen aufweist. Der ORC wird zur geothermischen Stromerzeugung aus Wärmequellen mit einer Betriebstemperatur unter 200 °C eingesetzt. Neben einer erforderlichen Mindesttemperatur (100 °C) des zu Tage geförderten Heißwassers ist die Fließrate ein weiteres ausschlaggebendes Kriterium. Die Fließrate wird entscheidend von der Durchlässigkeit des Gesteins beeinflusst. Die Mindestanforderung an die Fließrate liegt bei ca. 50 m³/h [vgl. Paschen et al 2003, S. 64].

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Wärme aus hydrothermalen Quellen zur geothermischen Stromerzeugung zu nutzen. Bei der Nutzung hydrothermalen Systeme wird über eine Förderbohrung mit Bohrtiefen bis zu 5 Kilometern heißes Thermalwasser aus Wasser leitenden Gesteinsschichten – so genannte Heißwasseraquiferen – an die Oberfläche gefördert. Ähnlich dem Hot Dry Rock-Verfahren kann dem Thermalwasser über einen Wärmetauscher Wärme entzogen und einem Sekundärkreislauf zugeführt werden. Über einen Dampfkreislauf oder dem ORC-Verfahren kann anschließend über Turbine und Generator elektrische Energie erzeugt werden.

Aufgrund des Mengengleichgewichts und fehlender Entsorgungsmöglichkeiten des stark mineralisierten Thermalwassers wird dieses in einem Abstand von mindestens einem Kilometer über eine Injektionsbohrung wieder in den Untergrund gepresst [vgl. Kruck und Eltrup 2004, S. 32f].

5.6.1 Stand der Entwicklung

Die geothermische Stromerzeugung befindet sich in Deutschland noch in den Anfängen. Während 2005 weltweit die Stromerzeugung aus Erdwärme bei ca. 57 TWh lag und aus geothermischen Kraftwerken mit einer installierten elektrischen Leistung von 8,9 GW_{el} stammt [vgl. Fridleifson 2008, S. 61], wurden in Deutschland die geothermischen Quellen bisher größtenteils zur Bereitstellung von Wärme genutzt. Bei einem Pilotprojekt in Neustadt-Glewe wird seit 2003 erstmalig in einer geothermischen Anlage Strom erzeugt. Diese Anlage hat eine installierte elektrische Leistung von 210 kW_{el} und ist mit einer ORC-Turbine ausgerüstet. Um auf ein für die Stromerzeugung notwendiges Wärmeniveau zu gelangen, waren Bohrtiefen von über 2.000 m notwendig. In den Jahren 2006 und 2007 wurden ca. 0,4 GWh Strom aus geothermischen Anlagen bereitgestellt. Im Jahr 2009 wurde die installierte Leistung deutlich von 3 auf 7 MW und gleichzeitig die Stromerzeugung auf 18 GWh erhöht. Ohne weiteren Ausbau der Leistung in 2010 wurde nach Daten des BMU (2011) die von geothermischen Anlagen erzeugte Strommenge gegenüber 2009 erhöht. In 2010 wurden 27,2 GWh in geothermischen Anlagen erzeugt [vgl. BMU 2011, S. 11]. Der Grund für die Erhöhung der Energieerzeugung ohne einen Ausbau der Leistung liegt vermutlich darin, dass die Kapazitäten im Vorjahr fertiggestellt wurden aber erst in 2010 ihren Betrieb aufgenommen haben oder die Anlagen durch einen Wechsel vom Probetrieb in den regulären Betrieb ihre Vollbenutzungsstunden steigern konnten. Trotz der Zuwächse in den letzten Jahren leistet die Geothermie unter den eingesetzten regenerativen Energieträgern in Deutschland bisher den geringsten Beitrag zur Stromerzeugung. Tabelle 5.18 fasst den Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland zusammen.

Tabelle 5.18: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland 2010.

Installierte Leistung	MW	7,5
Anzahl Anlagen	-	-
Stromerzeugung	GWh	27,2
Anteil an Bruttostromerzeugung	%	0,04

Quelle: BMU 2011, S. 10f, BMWi 2011.

Weitere Projekte befinden sich in Planung, so dass in Zukunft auch hier von einer Erhöhung der installierten Leistung und der Stromerzeugung auszugehen ist. Nach Lenz und Kaltschmitt (2011) befinden sich etwa 15 Projekte zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in einem sehr fortschrittlichem Planungsstadium. Die elektrische Leistung der Projekte, die eine geplante Inbetriebnahme in 2012 haben, liegt bei ca. 20 MW_{el}. Die Bohrtiefen der geplanten bzw. realisierten Projekte liegen zum Teil deutlich

über der des Projektes in Neustadt-Glewe. Derzeit liegt das Maximum der Bohrtiefe der Geothermieprojekte in Deutschland bei ca. 4.400 m [vgl. Lenz und Kaltschmitt 2011, S. 48]. Aus technischer Sicht gelten heute Bohrtiefen bis maximal 7.000 m als realisierbar [vgl. Rogge 2004, S. 26]. Die technische Grenze wird bei Bohrtiefen von 9.000 bis 12.000 m gesehen [vgl. Paschen et al 2003, S. 59].

5.6.2 Technisches Potential der geothermischen Stromerzeugung

Das technische Gesamtpotential zur geothermischen Stromerzeugung wird nach Untersuchung von Paschen et al (2003) in Deutschland auf 320.000 TWh geschätzt. Davon entfällt mit 95% der größte Anteil auf kristalline Gesteine. Weitere 4% entfallen auf Störungszonen und 1% auf Heißwasser-Aquifere [vgl. Paschen et al 2003 S. 51ff]. Die drei Reservoirtypen weisen dabei unterschiedliche Wahrscheinlichkeiten zur Erreichung von wirtschaftlich vertretbaren Mindestgrößen bei der Mindestfließrate und den Reservoirtemperaturen auf. Für die Erschließung von kristallinen Gesteinen nach dem Hot Dry Rock-Verfahren ist die Abhängigkeit von natürlichen Bedingungen am geringsten und bei der Erschließung von Heißwasser-Aquiferen am größten.

Unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten bei der Nutzung des geothermischen Stromerzeugungspotentials, sollte das technische Potential über einen langen Zeitraum schrittweise erschlossen werden. Aufgrund des geringen natürlichen Wärmestroms ist eine Regeneration der geothermischen Ressourcen über einen kurzen Zeitraum nicht möglich. Eine einmal ausgekühlte Formation benötigt Jahrhunderte um wieder auf das ursprüngliche Temperaturniveau zu kommen [vgl. Paschen et al 2003, S. 53].

Wird für die Bestimmung des Potentials ein Erschließungszeitraum von 1.000 Jahren zugrunde gelegt, resultiert daraus ein technisches Angebotspotential von ca. 300 TWh/a. Unterstellt man des Weiteren Einschränkungen auf der Nachfrageseite in der Form, dass der gesamte Grundlastanteil der Stromerzeugung (zukünftig bei hohem Anteil erneuerbarer Energie verliert die Grundlast an Bedeutung, da die Deckung der Residuallast erforderlich wird; s. Kap.5.1] durch Geothermie bereitgestellt würde, ergäbe sich ein technisches Nachfragepotential von ca. 290 TWh/a. Wird zudem die aus ökonomischer und ökologischer Sicht wünschenswerte Kraft-Wärme-Kopplung zugrunde gelegt, begrenzt sich das Stromerzeugungspotential durch die im System nutzbare Wärmemenge. Wird weiter davon ausgegangen, dass die gesamte Niedertemperaturwärme, die über Wärmenetze bereit zu stellen wäre, durch geothermische KWK-Anlagen geliefert würde, ergäbe sich daraus eine geothermische Stromproduktion von ca. 66 TWh/a. Damit verbunden wäre ein erheblicher Ausbau des Wärmeverteilnetzes. Wird das bestehende Wärmeverteilnetz in die Betrachtung mit einbezogen, würde sich eine geothermische Stromproduktion von ca. 10 TWh/a ergeben (s. Tabelle 5.19). Diese Ergebnisse zeigen, dass die theoretische Obergrenze der geothermischen Stromerzeugung durch Ein-

schränkungen auf der Wärmeseite begrenzt wird. Die im System abnehmbare Wärmemenge und das Wärmeverteilnetz haben wesentlichen Einfluss auf das technische Angebotspotential zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.

Ein Abgleich dieser Werte mit den Ergebnissen anderer Untersuchungen zu den Potentialen der Nutzung geothermischer Energie gestaltet sich eher schwierig, da in der Vergangenheit in der Regel nur die technischen Wärmeerzeugungspotentiale in diesen Untersuchungen eingeschlossen wurden. Als Vergleichswert können die Ergebnisse zur Potentialbestimmung aus einer Studie des Bremer Energieinstituts (2004) und einer Untersuchung von Rogge (2004) dienen. Das Bremer Energieinstitut (2004) beziffert das technische Angebotspotential der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland mit 321 TWh/a [vgl. Hille und Pfaffenberger 2004, S. 5-11].

Tabelle 5.19: Technisches Potential zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.

	Anmerkung	TWh/a	Anteil Stromerzeugung (2010) %
Techn. Angebotspotential	Zur Stromerzeugung	300	48
Techn. Nachfragepotential	Deckung der gesamten Grundlast (stromgeführt)	290	47
Techn. Nachfragepotential	Gesamte Niedertemperaturwärme und KWK	66	11
Techn. Nachfragepotential	Berücksichtigung bestehender Wärmeverteilnetze	10	1,6

Quelle: auf Grundlage von Paschen et al 2003, S. 53ff.

In Rogge (2004) wird das theoretische und technische Potential zur Stromerzeugung für bestimmte Regionen in Deutschland ermittelt. Die Unterteilung erfolgt in die Regionen Norddeutsches Becken, Oberrheingraben sowie in mittel- und süddeutsches Kristallinegebiet. Für die Regionen wird das Potential unterteilt in die Reservoirtypen Heißwasseraquifere, Störungzonen und kristalline Gesteine dargestellt. Das technische Angebotspotential unter der Bedingung einer 1.000-jährigen Nutzung wird für Deutschland zu ca. 323 TWh bestimmt. Unter den Restriktionen der Wärmeauskopplung über die KWK-Technologie und die Verwendung bestehender Fernwärmeleitungen reduziert sich das technische Potential zur Stromerzeugung auf ca. 10 TWh [vgl. Rogge 2004, S. 60ff].

Auf Basis der inhaltlich zitierten Studien ergibt sich ein technisches Angebotspotential der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland von 300 bis 323 TWh/a. Das technische Nachfragepotential unter Berücksichtigung der Wärmeabnahme über existierende Fernwärmenetze liegt übereinstimmend in den Untersuchungen bei 10 TWh/a [vgl. Rogge 2004, S. 60ff, Paschen et al 2003, S. 53ff].

5.6.3 Kosten der geothermischen Stromerzeugung

Die Kosten der geothermischen Stromerzeugung unterteilen sich in Investitions- und Betriebskosten. Zu den Investitionskosten zählen Ausgaben für die unter- und obertägigen Systemkomponenten sowie die Planung. Die Ausgaben für die untertägige Anlage setzen sich aus der eigentlichen Bohrung, der Bohrlochverrohrung, Bohrplatzvorbereitung und je nach Untergrund eine Stimulation des Gesteins zusammen. Den größten Anteil an den Investitionskosten hat die Bohrung. Die Bohrlochkosten liegen nach Legarth (2001) für Tiefen zwischen 3.500 und 5.000 m im Mittel bei etwa 1.150 €/m. Dieser Preis besitzt nur für die angegebene Tiefe Gültigkeit. Für tiefere oder flachere Bohrungen kann kein linearer Zusammenhang mit den Kosten unterstellt werden. Für Bohrungen zwischen 5.000 m und 5.500 m Tiefe fallen Bohrlochkosten von etwa 1.800 €/m an. Auf der anderen Seite fallen für Bohrungen mit einer Tiefe von 2.500 m Bohrlochkosten von ca. 820 €/m an [vgl. Legarth 2001 in Rogge 2004, S. 69f]. Daraus ist zu erkennen, dass mit zunehmender Bohrtiefe die Bohrlochkosten exponentiell ansteigen. Die Kosten einer Bohrung werden dabei wesentlich durch die Bohranlagenmiete (einschließlich Personal und Energie) beeinflusst. Im Durchschnitt betragen sie etwa 36% der Gesamtkosten einer Tiefbohrung [vgl. Rogge 2004, S. 69]. Von hoher Bedeutung für den wirtschaftlichen Betrieb ist in diesem Zusammenhang das Fündigkeitsrisiko. Unter dem Begriff des Fündigkeitsrisiko versteht man das bestehende Risiko, dass durch die Bohrung nicht die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Temperaturen und Fließraten erzielt werden [vgl. Paschen et al 2003, S. 5]. Die Wirtschaftlichkeit eines Geothermie-Projekts wird also maßgeblich durch die Kosten für die Bohrung beeinflusst.

Die Kosten für die Stimulation des Untergrunds variieren stark und sind mit einigen Unsicherheiten behaftet, da je nach Gegebenheiten vor Ort unterschiedliche Techniken, Materialien und Verpressmengen zum Einsatz kommen. Hinzu kommt, dass die eingesetzten Verfahren zwar als Stand der Technik in der Erd- und Erdgasindustrie anzusehen sind, dies jedoch für die Geothermie nicht zutreffend ist. Nach Rogge (2004) bewegen sich die Stimulationskosten zwischen 360.000 € und 550.000 € [vgl. Rogge 2004, S. 71]. Nitsch et al (2004) beziffern die Stimulationskosten mit 550.000 € [vgl. Nitsch et al 2004, S. 48].

Die Investitionskosten der obertägigen Komponenten bestehen aus der Anlage zur Strombereitstellung inklusive Steuer- und Regelungstechnik sowie Gebäude, dem

Grundstück und der Rohrleitungen. Im Fall einer zusätzlichen Wärmeauskopplung sind bei den Investitionskosten noch Spitzenlastkessel und ein Nahwärmenetz zu berücksichtigen. Die Kosten einer 1 MW_{el} ORC-Anlage werden von Nitsch et al (2004) und Rogge (2004) in guter Übereinstimmung mit etwa 1,7 Mio. € angegeben [vgl. Nitsch et al 2004, S. 48, Rogge 2004, S. 71f].

Die Datenlage zu den Gesamtinvestitionskosten ist gegenüber den anderen erneuerbaren Energieträgern etwas dürftiger und spiegelt den Pilotcharakter dieser Erzeugungsoption wider. Die vorhandenen Daten aus der Literatur liefern eine große Spannweite der spezifischen Gesamtinvestitionskosten geothermischer Kraftwerke. Je nach Bohrtiefe, unterstellter Technologie sowie installierter elektrischer Leistung der Anlage bewegen sich die Angaben zwischen 5.000 und ca. 17.000 €/kW_{el}. Bei der Geothermie ist ebenso wie bei den anderen erneuerbaren Energiequellen ein Trend zu geringeren spezifischen Anlagenkosten bei größeren Leistungen zu beobachten (s. Abbildung 5.15). In eine Betrachtung der Gesamtkosten gehören weitere Kostenarten wie z.B. die Betriebskosten. Zu den Betriebskosten zählen Ausgaben für Personal, Instandhaltung und Wartung. Bei KWK-Anlagen, die mit einem Spitzenlastkessel ausgestattet sind, können zusätzliche Brennstoffkosten entstehen. Nitsch et al (2004) geben die Betriebskosten einer ORC-Anlage zur reinen Stromerzeugung mit etwa ein Prozent der Gesamtinvestitionskosten an [vgl. Nitsch et al 2004, S. 48].

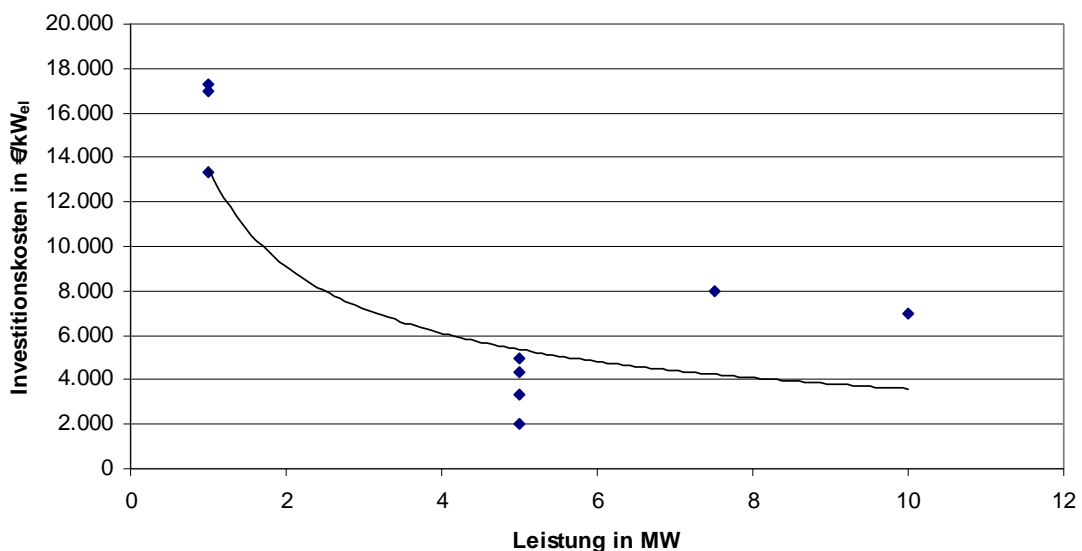


Abbildung 5.15: Spezifische Investitionskosten geothermischer Anlagen zur Stromerzeugung in Abhängigkeit der Anlagengröße.

Quelle: Anhang A.5, Kruck und Eltrop 2004, S. 33, Kruska und Mey 2005, S. B-1.

Die Tabelle 5.20 enthält technische und wirtschaftliche Daten einer Hot Dry Rock-Referenzanlage mit ORC-Turbine. Bei einer unterstellten Vollaussnutzung von 7.500 h/a betragen die Gestehungskosten der dargestellten Referenzanlage ca. 20 ct/kWh. Wird

die Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung in die Kalkulation einbezogen, steigen die Gesamtinvestitionen. Aufgrund der Wärmevergütung sinken aber insgesamt die Gesteungskosten auf 18,6 ct/kWh. Kann die erzeugte Wärme zudem in einem bestehenden Nahwärmenetz aufgenommen werden, können die Stromgestehungskosten weiter reduziert werden. Daraus folgt, dass geothermische Anlagen nach Möglichkeit in der Nähe einer Wärmesenke realisiert und in ein bestehendes Wärmesystem einspeisen sollten. Zu Kosten ähnlicher Größenordnung kommen die Berechnungen von Kruck und Eltrop (2004) sowie von Rogge (2004). In Kruck und Eltrop (2004) werden die Gesteungskosten der geothermischen Stromerzeugung über eine hydrothermale Nutzung und Organic Rankine Cycle zwischen 17 und 22 ct/kWh angegeben [vgl. Kruck und Eltrop 2004, S. 33].

Tabelle 5.20: Kosten der geothermischen Stromerzeugung ausgewählter Referenzanlagen.

Typ	Hot Dry Rock, ORC Anlage		
Elektr. Leistung	MW _{el}	1	1
Therm. Leistung (Geothermie)	MW _{th}		2,8
Therm. Leistung (Kessel)	MW _{th}		6
Bohrtiefe	m	4.500	4.500
Volllaststunden	h/a	7.500	7.500
Stromerzeugung	MWh _{el} /a	5.820	5.820
Wärmeerzeugung (geotherm.)	MWh _{th} /a		13.530
Wärmeerzeugung (Kessel)	MWh _{th} /a		720
Investitionskosten	Mio. €	13,3	17,3
Bohrlochkosten	Mio. €	10,4	10,4
weitere Kosten	Mio. €	2,9	6,9
Betriebskosten	Mio. €/a	0,17	0,33
Brennstoffkosten	Mio. €/a		0,2
Vergütung Wärme	ct/kWh _{th}		4,6
Stromgestehungskosten	ct/kWh _{el}	20,2	18,6

6% Zinsen, 30a Abschreibung Bohrloch und Stimulation, sonst 20a.

Quelle: Nitsch et al 2004, S. 48

Rogge (2004) schließt in die Berechnung der Erzeugungskosten ORC-Systeme zur reinen Stromversorgung und die KWK-Anwendung mit ein. Dazu zählen die reine Strom-

versorgung von Haushalten, die gekoppelte Versorgung von Haushalten mit Strom und Wärme sowie die Versorgung industrieller Betriebe mit Prozesswärme und Strom. Die betrachteten Varianten erreichen Erzeugungskosten zwischen 16 und 22 ct/kWh, wobei das obere Ende der Spannbreite der reinen Stromversorgung von Haushalten zuzuordnen ist [vgl. Rogge 2004, S. 67ff].

Obwohl bei den aufgeführten Untersuchungen die Stromerzeugungskosten in guter Übereinstimmung liegen, ist die Ermittlung der Kosten hauptsächlich aufgrund des Pilotcharakters geothermischer Vorhaben in Deutschland momentan noch mit großen Unsicherheiten verbunden. Die Kosten der geothermischen Stromerzeugung werden wesentlich von den Faktoren Temperatur des Thermalfluids, dem Thermalfördevolumen und der Tiefe der Bohrungen bestimmt [vgl. Nitsch et al 2004, S. 47]. Genau wie andere erneuerbare Energietechnologien wie z. B. Wind- oder Wasserkraft unterliegen die Kosten der Erdwärmekraftwerke somit standortspezifischen Gegebenheiten.

Neben der Wahl des Standortes haben weitere Parameter in unterschiedlichem Ausmaß Einfluss auf die Stromgestehungskosten von geothermischen Stromerzeugungsanlagen. Zur Veranschaulichung, wie sensibel die Gestehungskosten auf Veränderungen der Eingangsgrößen reagieren, wurden in Abbildung 5.16 wesentliche Parameter am Beispiel einer Referenzanlage (1 MW_{el}) variiert. Für die „Sensitivitätsanalyse“ wurden die Eingangsgrößen Investitionskosten, Betriebskosten, Nennlaststunden, Abschreibungsdauer und Zinssatz jeweils in Zehnerschritten bis maximal plus und minus 30% variiert. Eine nähere Erläuterung zur Bedeutung des Verlaufs und der Steigung der Kurven ist auf Seite 134 gegeben.

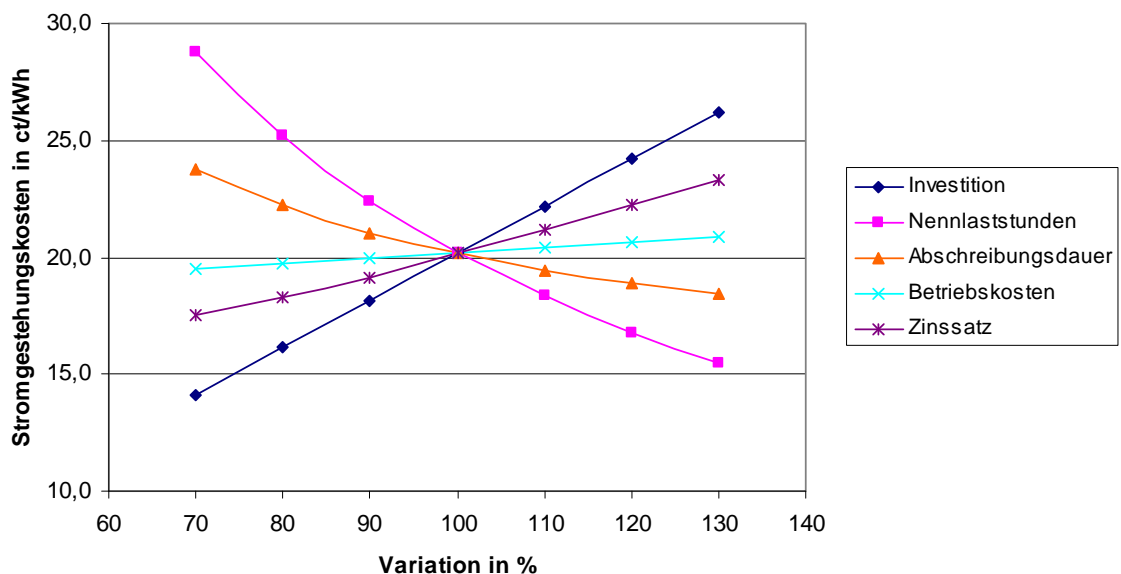


Abbildung 5.16: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer ORC-Anlage (1 MW_{el}).

Quelle: Eigene Berechnung.

Unter den betrachteten Parametern verursacht eine Veränderung der Nennlaststunden und der Investitionen die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. An dritter Stelle folgt eine Änderung des Zinssatzes. Dies ist mit den im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energietechnologien relativ hohen investiven Aufwendungen für die Geothermie zu erklären. Eine Verringerung der Nennlaststunden um z.B. 20% erhöht die Stromgestehungskosten um ca. 25%. Dagegen reagieren die Gestehungskosten auf eine Veränderung der zugrunde gelegten Betriebskosten relativ träge. Hier bewirkt ein Anheben des Zinssatzes um 20% ein Ansteigen der Stromgestehungskosten um etwa 2 Prozent.

5.6.4 Technische Entwicklungs- und Kostenreduktionspotentiale

Aufgrund der Tatsache, dass sich die geothermische Stromerzeugung noch in einem sehr frühen Stadium der Entwicklung befindet, wird davon ausgegangen, dass zukünftig erhebliche Kostensenkungspotentiale erschlossen werden können. Dies kann durch effizientere Bohr- und Stimulationsverfahren oder aber durch eine Verbesserung der Wirkungsgrade bei den Stromerzeugungskomponenten erfolgen. Von besonderer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung ist wegen der hohen Kosten von Tiefenbohrungen eine Minimierung des Fündigkeitsrisikos einer Bohrung. Das könnte auch eine Verbesserung der Stimulationsverfahren beinhalten, die im Idealfall hohe Förderraten zuverlässig und dauerhaft sowie unabhängig von den geothermischen Bedingungen im Untergrund garantieren können [vgl. Paschen et al 2003, S. 66f]. Zudem wird erwartet, dass größere Anlagen eine Kostendegression mit sich bringen. Problematisch dürfte sich allerdings die Frage der Wärmenutzung bei größeren geothermischen Kraftwerken entwickeln [vgl. Nitsch et al 2004, S. 47].

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten bestehen bei der ORC-Technik. So kann durch eine Anpassung des Arbeitsmittels an die jeweilige Thermalwassertemperatur eine Wirkungsgradverbesserung erzielt werden [vgl. Nitsch et al 2004, S. 46]. Höhere Wirkungsgrade verspricht man sich ebenfalls vom Kalina-Prozess. Bei diesem Prozess wird ein Gemisch aus Wasser und Ammoniak als Arbeitsmittel eingesetzt. Im Vergleich zum ORC-Verfahren sollen bei geringeren Vorlauftemperaturen höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Im Vergleich zu ORC sollen Wirkungsgradsteigerungen von 10 bis 60% bei einer gleichzeitigen Kostenreduktion von bis zu 30% möglich sein [vgl. Paschen et al 2003, S. 70].

Eine Abschätzung der Entwicklung der Stromgestehungskosten geothermischer Kraftwerke anhand von Lernkurven ist nur sehr schwer möglich, da – obwohl weltweit einige Tausend MW_{el} installiert sind – in der Literatur keine Lernkurven der geothermischen Stromerzeugung dokumentiert sind. In einer Untersuchung des Bundesumweltministeriums (2004) wird von einem Lernfaktor der geothermischen Stromerzeugung von 0,25 bis zum Jahr 2020 ausgegangen. Der Lernfaktor stammt aus einer Untersuchung zu den

Lernfaktoren aus der Ölindustrie und wird von den Autoren der BMU-Studie mit der Begründung übernommen, dass bei der Geothermie die Bohrkosten einen hohen Anteil der Gesamtinvestitionskosten ausmachen. Dieser Analogieansatz ignoriert, dass die Erfahrungen mit den Bohrtechnologien aus der Erdöl- oder -gasindustrie auch für die Geothermie zugänglich sind. Da bereits seit mehr als 100 Jahren nach Erdöl- und -gas gebohrt wird, dürften von daher eigentlich keine große Kostenreduktionen zu erwarten sein. Eine unreflektierte Übernahme der Lernfaktoren in der Untersuchung würde daher eine eher optimistische Annahme darstellen. Der Lernfaktor verringert sich nach Angaben der BMU-Studie (2004) sukzessive bis zum Jahr 2050 auf 0,1. Insgesamt folgt aus diesen Annahmen eine Kostenreduktion der geothermischen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 von 54% im Vergleich zu 2000 [vgl. Nitsch et al 2004, S. 22ff].

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Kostenreduktion geothermischer Stromerzeugung bis zum Jahr 2020, wie sie von der Enquete-Kommission (2002) unterstellt wird. Der deutliche Unterschied zwischen den Stromgestehungskosten von ca. 8 bis 10 Cent pro Kilowattstunde (im Vergleich zu Tabelle 5.20) erklärt sich dadurch, dass die Enquete-Kommission (2002) von deutlich geringeren spezifischen Investitionskosten ausgeht. Der Tabelle kann entnommen werden, dass bis 2020 Gestehungskosten der geothermischen Stromerzeugung von knapp über 3 ct/kWh erreicht werden können (s. Tabelle 5.21). In der Tabelle ist nicht aufgeführt, dass sich die elektrische Leistung der betrachteten Referenzanlagen über den dargestellten Zeitraum von 5 MW_{el} im Jahr 2005 auf 50 MW_{el} in 2020 verzehnfacht. Als wesentlicher Faktor der Kostenreduktion können also Skalierungseffekte unterstellt werden.

Tabelle 5.21: Entwicklung der Investitions- und Gestehungskosten geothermischer Anlagen bis 2020.

		2005	2010	2020
		Geothermie		
Investitionskosten	€/kW _{el}	4.340	3.530	2.302
Erzeugungskosten	ct/kWh	10	5,9	3,3

Quelle: Datengrundlage Anhang A.5.

5.7 Zusammenfassung erneuerbare Energiequellen

Wie in Tabelle 5.22 gezeigt wird, lag der Anteil erneuerbarer Energieträger im Jahr 2010 an der Stromerzeugung insgesamt bei ca. 16 Prozent. Damit sind die regenerativen Energiequellen relevanter Bestandteil der deutschen Stromerzeugung. Den größten Anteil unter den erneuerbaren Energieträgern bilden Windenergie und Biomasse. Kurzfris-

tig ist zu erwarten, dass die Windenergie weiter ausgebaut wird und dann mit Abstand den größten Anteil zur Stromerzeugung der erneuerbaren Energieträger liefern wird, da eine Erschließung der Offshore-Potentiale bevorsteht. Weiterhin wird aus der Übersicht deutlich, dass in Deutschland das Potential der erneuerbaren Energieträger – mit Ausnahme der Wasserkraft – nur ansatzweise genutzt wird.

Das technische Gesamtpotential der erneuerbaren Energiequellen liegt in Deutschland zwischen 444 und 743 TWh/a. Rein theoretisch könnte also die Stromerzeugung zu ca. 67% im Fall der unteren Potentialgrenze und der Gesamtstromerzeugung im Jahr 2010 durch regenerative Energiequellen abgedeckt werden. Wird der obere Wert des Gesamtpotentials unterstellt, wären die erneuerbaren Energiequellen in der Lage mehr Strom zu liefern, als in Deutschland 2010 insgesamt erzeugt wurde. Nitsch et al (2004 geben in einer Studie für das Bundesministerium für Umwelt das technische Potential mit einer Spannbreite von 350 bis 775 TWh/a an [vgl. Nitsch et al 2004, S. 165]. Der Anteil an der Stromerzeugung läge dann in einer Bandbreite von 56 bis 125% in Bezug auf das Jahr 2010. Unberücksichtigt sind dabei die Stromimporte erneuerbarer Energien aus dem europäischen Ausland oder anderen Kontinenten. Aufgrund der transeuropäischen Verbindung im Bereich des Stromtransports werden vermehrt die Einsatzmöglichkeiten von regenerativem Strom aus dem Ausland diskutiert, die zur Deckung der Nachfrage an elektrischer Energie in Deutschland im Rahmen einer gesamteuropäischen Nachhaltigkeitsstrategie dienen könnten.

Tabelle 5.22: Zusammenfassung regenerative Energiequellen.

	Wasserkraft	Wind	Photovoltaik	Biomasse	Geothermie	Summe
Nutzung^a in TWh/a	19,7	36,5	12,0	33,5	0,02	101,7
Anteil Stromerzeugung^b in %	3,2	5,9	1,9	5,4	0,0	16,4
Techn. Potential in TWh/a	28-42	175-320	105-135	70-180	66	444-743
Ausnutzung Potential in %	47-70	11-21	0,9-1	19-48	0,0	14-23
Stromgestehungskosten in ct/kWh	4,5-22,1	6,4-12,4	53,8-92	5,6-28,4	18,6-20,2	

^a Anteil in 2010 ^b Bruttostromerzeugung in 2010: 620,8 TWh.

Ein häufig genanntes Beispiel in diesem Zusammenhang ist der Import von Solarstrom aus Südspanien oder Nordafrika über Hochspannungsgleichstromsysteme ins europäische Verbundnetz, da in diesen Regionen ein deutlich höheres Potential für die Nutzung der Solarenergie besteht. Auch der SRU (2011) hat in seiner Studie die Möglichkeiten des Stromaustauschs mit anderen Nationen untersucht. Bestandteil der Untersuchung des SRU (2011) war eine Analyse der Nutzung der skandinavischen Pumpspeicherpotentiale. Die Möglichkeiten der erneuerbaren Stromimporte stehen nicht im Fokus dieser Betrachtung. Sie deuten jedoch an, dass sich eine Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien in Deutschland langfristig realisieren ließe [vgl. SRU 2011, Klaus et al 2010].

Im Vergleich der Stromgestehungskosten fällt auf, dass die Kosten der Photovoltaik im Minimum und Maximum deutlich über den Kosten der anderen erneuerbaren Energiebereitstellungstechnologien liegen. Im Unterschied zur Nutzung und dem Anteil an der Stromerzeugung beziehen sich die Kostendaten nicht auf das Jahr 2010 sondern basieren auf älteren Untersuchungen. Dieser Hinweis ist insbesondere für die Photovoltaik wichtig, da für diese Technologie in den vergangenen Jahren erhebliche Kostenreduktionen erzielt wurden.

6 CO₂-Abtrennung, -Transport und -Speicherung

Neben den aufgeführten Möglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung wie z.B. dem Wechsel zu emissionsärmeren Brennstoffen, der Nutzung regenerativer Energiequellen oder der Effizienzsteigerung besteht eine weitere Möglichkeit zur Emissionsreduktion in der Abtrennung und Speicherung des anfallenden CO₂. Der Grundgedanke dieses Ansatzes ist, das bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehende CO₂ über geeignete Verfahren abzutrennen und zu speichern, bevor es in die Atmosphäre gelangt. Im englischen Sprachraum hat sich für diese Option der Begriff des „Carbon Capture and Storage“ (CCS) eingebürgert. Gemeint sind damit neben der Abtrennung des auch der Transport zum Speicherort und die Lagerung des CO₂. Mit diesem Begriff geht inhaltlich die Bezeichnung der „CO₂-Sequestrierung“ einher.

Je nach Kraftwerkstyp und verwendetem Energieträger können für die Abtrennung unterschiedliche Verfahren zum Einsatz kommen. Da in den seltensten Fällen das CO₂ direkt am Entstehungsort gespeichert oder einer weiteren Verwertung zugeführt werden kann, ist es notwendig, das CO₂ zum Ort der Speicherung/Entsorgung zu transportieren. In Abhängigkeit der zu transportierenden Mengen und der Distanz zwischen Emissions- und Speicherort können Transportaufwand und -mittel unterschiedlich ausfallen. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, das CO₂ auf Straßen, Schienen, Wasserwegen oder in Rohrleitungen zu transportieren. Im dritten Schritt des „Carbon Capture and Storage“ kommt es mit der Speicherung zur eigentlichen Entsorgung des CO₂. Hier werden vor allem Bereiche unterhalb der Erdoberfläche als geeignete Lagerstätten angesehen.

6.1 Ziel, Ansatz und Anwendungsgebiete des CCS

Genau wie die anderen Vermeidungstechnologien ist es das Ziel der CCS-Technologien, ein Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre zu vermeiden und somit einen Beitrag zur Vermeidung weitreichender Auswirkungen des Klimawandels zu leisten. Der Ansatz zur Erreichung dieses Ziels unterscheidet sich jedoch grundlegend von den anderen Ansätzen. Während die Vermeidung der anderen in dieser Arbeit erwähnten Technologien darauf beruht kein CO₂ entstehen zu lassen, basiert CCS auf einer Entsorgung des erzeugten CO₂. Bei dem CCS wird das CO₂ also zunächst erzeugt und durch verfahrenstechnische Aufwendungen und Deponierung daran gehindert in die Atmosphäre zu gelangen. Eine CCS-Strategie muss sich also auch immer mit der Endlagerung und den damit einher gehenden Fragestellungen auseinandersetzen.

Ein bedeutender Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Ermittlung geeigneter Lagerstätten. Die Lagerstätten müssen erstens große Mengen CO₂ aufnehmen und zweitens das CO₂ so lange zurückhalten können, bis ein Entweichen keinen oder nur einen geringen Effekt auf das Klima und die Umwelt hat. Eine falsche Wahl birgt nicht allein ökologische Risiken, sondern bildet in der Nähe von Siedlungen auch für den Menschen eine potentielle Gefahrenquelle.

Als Beispiel für ein großes CO₂-Unglück kann der Gas-See Nyos im afrikanischen Staat Kamerun angeführt werden. Aus diesem See sind 1986 unbemerkt große Mengen CO₂ ausgetreten, die in einem Umkreis von 25 km zum Tod von ca. 1.700 Menschen und sämtlichem Weidevieh führten sowie gesundheitliche Schäden bei weiteren 800 Menschen hervorriefen. Ein weiteres Beispiel für unbemerktes Austreten von Gasen ist der Monoun See. Hier verursachte 1984 das unbemerkte Austreten großer CO₂-Mengen den Tod von 34 Menschen. Diese Unglücke stehen zwar nicht im direkten Zusammenhang mit der Speicherung von CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Sie zeigen jedoch, dass ein unbemerkter Austritt großer Mengen dieses Gases verheerende Folgen nach sich ziehen kann und verdeutlichen die Wichtigkeit absolut verlässlicher Speicher sowie einer ständigen Kontrolle der CO₂-Lagerstätten [vgl. Duckat et al 2004, S. 32, Gough et al 2005, S. 18].

Zu den Einsatzgebieten der CCS-Technologie zählen vorzugsweise stationäre CO₂-Emissionsquellen mit hohem CO₂-Ausstoß. Zu dieser Gruppe gehören Kohle- und Gaskraftwerke, Zement- sowie Stahlwerke. Eine deutlich größere Herausforderung besteht in der Anwendung dieser Technologie bei kleinen mehr verstreuten CO₂-Emissionsquellen wie z. B. im Verkehrssektor oder im Haushaltsbereich. Die Schwierigkeiten liegen hier vor allem darin, das CO₂ nach der Abtrennung zu sammeln und zu entsorgen. Für die Haushalte wäre ein weit verzweigtes Pipeline-Netz oder ein der Hausmüllentsorgung ähnliches System notwendig. Eine weitere Möglichkeit bestünde darin, die Haushalte aus zentralen Anlagen mit Wärme und Strom zu versorgen. Dieser Ansatz würde zwar ein weit verzweigtes Entsorgungssystem vermeiden. Notwendig wäre aber der Aufbau eines Netzes zur Versorgung mit Wärme.

Fahrzeuge müssten das CO₂ zunächst „onboard“ speichern, bevor es der längerfristigen Deponierung zugeführt werden kann. Auch hier bedarf es neben der CO₂-Abtrennung zusätzlicher Technologien und einer aufwendigen Entsorgungsinfrastruktur.

Ein möglicher Weg zur CO₂-Vermeidung im Verkehrssektor könnte durch den Einsatz von CO₂-freien Energieträgern wie zum Beispiel Wasserstoff erreicht werden. Allerdings wäre die Energie zu Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energieträgern oder aus fossil befeuerten Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung bereitzustellen, um einen Beitrag zur CO₂-Verminderung zu leisten. Neben Wasserstoff kämen ebenfalls

andere regenerative Kraftstoffe oder Elektrofahrzeuge in Verbindung mit einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung in Frage.

6.2 Status quo CCS-Demonstrations- und Forschungsvorhaben

Eines der bekanntesten Projekte im Bereich des „Carbon Capture and Storage“ ist das Sleipner Projekt. Bei dieser Erdgasplattform in der norwegischen Nordsee wird bereits seit 1996 CO₂ in unterirdische Formationen verpresst. Das CO₂ stammt aus dem vor Ort geförderten Erdgas. Über chemische Absorptionsverfahren wird das CO₂ zum Teil vom Erdgas getrennt über Injektionsleitungen einer wasserführenden Sandsteinformation 1.000 m unter dem Meeresgrund zugeführt. Der CO₂-Gehalt des Erdgases wird dadurch von 9% auf 2,5% verringert. Täglich werden ca. 2.800 t_{CO₂} auf diese Weise dem Erdgas entzogen und unterirdisch eingelagert. Das entspricht einer jährlichen Einlagerung von ca. 1 Mio. t_{CO₂}. Das Sleipner Projekt ist zurzeit das einzige Projekt weltweit, bei dem große Mengen CO₂ in einem Aquifer gespeichert werden.

Der Grund für die Speicherung im Sleipner Projekt liegt in den norwegischen Steuerbestimmungen. Aufgrund des hohen CO₂-Gehalts wäre das im Sleipner Feld geförderte Erdgas mit einer CO₂-Steuer zu belasten gewesen, die das Erdgas verteuert und gegenüber der Konkurrenz schlechter dargestellt hätte. 1996 lag der Steuersatz für jede Tonne emittierten CO₂ bei ca. 50 € und wurde Anfang 2000 auf ca. 38 € gesenkt. Von 1996 bis 1999 hätten die Unternehmen jährlich mehr als 50 Mio. € an Steuern zahlen müssen, wenn das CO₂ in die Atmosphäre gelangt wäre. Demgegenüber standen Investitionskosten von ca. 80 Mio. € für die Verdichtungsanlage und die Kohlendioxidspeicherung. Die Investition in diese Anlage hat sich also bereits nach wenigen Jahren ausgezahlt [vgl. Herzog et al 2000, S. 50f].

In anderen Teilen der Erde werden bereits ähnlich Projekte geplant. Ein Beispiel ist das Natuna Feld im südchinesischen Meer. Kommt es zu einer kommerziellen Ausbeutung des Feldes, ist vorgesehen, das überschüssige CO₂ im Untergrund zu speichern. Das Erdgas in diesem Feld hat einen CO₂-Gehalt von 71 % [vgl. Göttlicher 1999, S. 9].

Weitere praktische Erfahrungen mit der Einleitung von CO₂ in den Untergrund bestehen mit dem „enhanced oil recovery“ (EOR). Dabei wird CO₂ in erschlossene Öllagerstätten über eine zweite Bohrung gepumpt, um die Produktivität der Lagerstätte zu erhöhen. Vor allem in den USA findet dieses Verfahren Anwendung. Dort wurden 1998 zum Zwecke der besseren Ausbeutung mehrere Millionen Tonnen CO₂ im Rahmen von 65 Projekten in die Erde injiziert [vgl. Herzog et al 2000, S. 51]. Da im Gegensatz zum Sleipner Projekt das CO₂ nicht unmittelbar am Standort des Ölvorkommens entsteht bzw. abgetrennt wird, muss es zum Teil über größere Distanzen transportiert werden. Dies geschieht vorwiegend über Rohrleitungen. Insgesamt befinden sich in den USA

CO₂-Pipelines mit einer Länge von 3.000 Kilometer und einer Kapazität von 44,7 Mio. t_{CO₂} in Betrieb. Damit ist der Transport von CO₂ in Pipelines längst über den Status der Forschung und Demonstration hinaus und als bekannte Technik anzusehen [vgl. BMWA 2003, S. 59, Duckat et al 2004, S. 16].

Die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen von Kraftwerken findet ebenfalls bereits Anwendung. Seit 1991 wird im 300 MW-Heizkraftwerk Shady Point (Oklahoma, USA) CO₂ abgetrennt. Dort fallen täglich zwischen 200 und 400 t_{CO₂} an, die der Lebensmittelindustrie und der Erdölförderung zugeführt werden. Ein weiteres Beispiel ist das 50 MW-Erdgaskraft in Lubbock (Texas, USA), bei dem in der Zeit von 1982 bis 1986 ca. 1.000 t_{CO₂} pro Tag aus dem Rauchgas abgetrennt und in den benachbarten Ölfeldern zur Produktionssteigerung eingesetzt wurden. Der Betrieb wurde wegen niedriger Ölpreise und dadurch resultierender schlechteren wirtschaftlichen Bedingungen eingestellt [vgl. Göttlicher 1999, S. 9].

Weitere Erfahrungen bestehen mit der CO₂-Abtrennung aus dem Bereich der Herstellung von Ammoniak. Die CO₂-Abtrennung erfolgt bei der Ammoniakherstellung durch chemische Absorption. Radgen et al (2006) berichten, dass für die Herstellung von 3.000 t Ammoniak eine Kapazität zur CO₂-Abtrennung von etwa 158 t_{CO₂} pro Stunde erforderlich ist. Überträgt man diese CO₂-Menge auf ein Kohlekraftwerk, käme das ungefähr den CO₂-Emissionen eines Kraftwerks mit einer elektrischen Leistung von 207 MW gleich [vgl. Radgen et al 2006, S. 56]. Die momentan größte Anlage zur CO₂-Abtrennung auf Basis der chemischen Absorption befindet sich in Kalifornien und hat eine Abtrennleistung von 800 t_{CO₂} pro Tag. Das entspricht etwa 10% des Kohlendioxid- ausstoßes eines 500 MW Steinkohlekraftwerks [vgl. DTI 2000a, S. 3, IPCC 2005, S. 116, Damen 2007, S. 40].

In Europa und insbesondere in den USA existiert eine Vielzahl von Forschungsprojekten zur CO₂-Abtrennung, -Transport und -Speicherung. In Deutschland ist dabei insbesondere auf das Forschungsprojekt am Kraftwerksstandort „Schwarze Pumpe“ hinzuweisen. Bei diesem Projekt ist vorgesehen, bei einer kleineren Pilotanlage das CO₂ abzutrennen. Größere Mengen CO₂ möchte der Kraftwerksbetreiber bei einem Demonstrationsprojekt in der Nähe von Köln bewegen. Hier ist vorgesehen, ca. 2,6 Mio t_{CO₂} jährlich abzutrennen und in einer ca. 600 km entfernten Untergrundstruktur in Schleswig-Holstein einzulagern.

In den folgenden Kapiteln werden aus der CCS-Prozesskette die Möglichkeiten zur Abtrennung, zum Transport und zur Speicherung von CO₂ vorgestellt. Neben den technischen Verfahren zur Abtrennung des CO₂ werden Mittel zum CO₂-Transport und mehrere Speicheroptionen des CO₂ identifiziert. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf einer Anwendung des „Carbon Capture and Storage“ in fossil befeuerten Kraftwerken. Eine

Reihe der vorgestellten Prozesse ließe sich auch in anderen Industriebereichen mit einem hohen CO₂-Ausstoß anwenden.

6.3 CO₂-Abtrennung

Der CO₂-Anteil im Rauchgas liegt in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs und des Kraftwerkstyps zwischen 3 und 15 Vol.-% [vgl. Fishedick et al 2007, S. 52, IPCC 2005, S. 113]. Bei Kohlekraftwerken liegt die CO₂-Konzentration im Rauchgas zwischen ca. 12 und 14 Vol.-%, während die Konzentration bei einem GuD-Kraftwerk 3 bis 4 Vol.-% beträgt [vgl. IPCC 2005, S. 79, Linßen et al 2006, S. 9]. Um einen möglichst reinen CO₂-Gasstrom zu erhalten und große Gasströme zu vermeiden, ist es notwendig das CO₂ über zusätzliche Verfahren aus dem Rauchgas zu separieren. Das CO₂ kann auch aus Gasströmen vor der Verbrennung (Brenngas) abgesondert werden. Im Brenngas liegt der CO₂-Anteil deutlich über den Anteilen im Rauchgas. Für ein Kraftwerk mit Kohlevergasung beträgt der CO₂-Anteil im Brenngas ca. 40% und für ein Gasturbinenkraftwerk etwa 24% [vgl. Thambimuthu et al 2002, S. 26]. Auch hier müssen für die Abtrennung zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden. Die Abtrennung des CO₂ kann also an unterschiedlichen Punkten im Kraftwerksprozess vorgenommen werden. Es wird unterschieden in:

- die CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung,
- die CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung und
- die Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre.

Für die eigentliche Abtrennung des CO₂ können verschiedene Verfahren zum Einsatz kommen. Die CO₂-Abtrennverfahren lassen sich prinzipiell in Nieder- und Hochtemperaturverfahren einteilen. Damit besteht neben dem Ort der Abtrennung ein weiteres Unterscheidungskriterium. Zusätzliche Merkmale zur Unterscheidung sind wie bei herkömmlichen Kraftwerken auch die Art des eingesetzten Brennstoffes und der Kraftwerkstyp. Insgesamt kann sich je nach Unterscheidungskriterium eine Vielzahl von CCS-Varianten ergeben. Linßen et al (2006) weisen in ihrer Studie auf insgesamt ca. 50 CCS-Technologierouten hin [vgl. Linßen et al 2006, S. 9]. Außer Acht gelassen wurden bei dieser Betrachtung die unterschiedlichen Möglichkeiten des CO₂-Transports und der CO₂-Lagerung. Eine zusätzliche Berücksichtigung dieser beiden Merkmale würde die Anzahl an möglichen CCS-Varianten nochmals erweitern.

6.3.1 Energy penalty

Alle Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung haben gemeinsam, dass sie aufgrund der Abtrennung einen erhöhten Eigenbedarf haben und dadurch geringere Wirkungsgrades aufweisen als Kraftwerke ohne CCS. Als Referenz dient der Wirkungsgrad eines vergleichba-

ren Kraftwerks ohne CO₂-Abtrennung. In der Literatur wird die Verschlechterung des Wirkungsgrades durch das CCS als „energy penalty“ oder „capture penalty“ bezeichnet. Die „energy penalty“ wird durch den zusätzlichen Energiebedarf in Form von elektrischer und thermischer Energie für die CO₂-Abtrennung hervorgerufen. Die zusätzlich notwendige Energie dient z. B. der Regeneration des eingesetzten Lösungsmittels, dem Betrieb von Pumpen, der Bereitstellung von Sauerstoff und auch der Konditionierung des CO₂ für den Weitertransport [vgl. IPCC 2005, S. 117 und S. 142]. Der zusätzliche Energiebedarf und somit auch die Leistungsminderung können je nach Abtrennverfahren in unterschiedlicher Form anfallen. Während bei den meisten Verfahren die Kraftwerksleistung direkt durch mechanische bzw. elektrische Eigenbedarfsleistung reduziert wird, beruht die Verminderung der elektrischen Leistung bei der chemischen Absorption auch darauf, wie der Wärmebedarf zur Regeneration des Lösungsmittels gedeckt wird. Erfolgt die Deckung des benötigten Wärmebedarfs z.B. aus dem Dampfkreis des Kraftwerks, hat dies direkten Einfluss auf die Turbinenleistung. Alternativ könnte die benötigte Wärme auch über einen externen Kessel bezogen werden. Bei Kombikraftwerken müssen die Arbeitsverluste berücksichtigt werden, die durch den verminderten Volumenstrom durch die Gasturbine entstehen. Durch die Entfernung des CO₂ reduziert sich der Volumenstrom durch die Gasturbine und dadurch die Arbeit, die bei Entspannung des Gasstroms in der Turbine entsteht [vgl. Göttlicher 1999, S. 12, S. 45].

Für die Ermittlung der „energy penalty“ (ep) bestehen in der Literatur unterschiedliche Ansätze. Eher genereller Natur ist die Darstellung der „energy penalty“ als Reduktion der Kraftwerksleistung in Prozent. Bezugspunkt ist dabei die Leistung eines vergleichbaren Kraftwerks ohne CO₂-Abtrennung. Für den Bereich der Kraftwerke scheint es allerdings sinnvoller, den Begriff der „energy penalty“ nicht allein auf den output zu begrenzen, da sich auch der input durch die CO₂-Abtrennung ändern kann. Die „energy penalty“ wird daher häufig auf Basis der Wirkungsgradunterschiede in einem Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung und einem vergleichbaren Kraftwerk ohne Abtrennung ermittelt. Die Wirkungsgradeinbuße kann in einfacher Form, wie in der folgenden Gleichung dargestellt, durch Bildung der Differenz der beiden Wirkungsgrade geschehen.

$$ep_1 = \eta_{REF} - \eta_{CCS}$$

Mit: η_{CCS} : Wirkungsgrad eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung und

η_{REF} : Wirkungsgrad des Referenzkraftwerks ohne CO₂-Abtrennung

Andererseits kann die „energy penalty“ auch als relative Änderung des Wirkungsgrades eines Kraftwerkes ohne CO₂-Abtrennung dargestellt werden.

$$ep_2 = 1 - \left(\frac{\eta_{CCS}}{\eta_{REF}} \right)$$

Mit: η_{CCS} : Wirkungsgrad eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung und

η_{REF} : Wirkungsgrad des Referenzkraftwerks ohne CO₂-Abtrennung

Beide Darstellungsweisen zeigen die „energy penalty“ als Änderung des Wirkungsgrades entweder absolut in Prozentpunkten oder als relative Änderung in Prozent. Die beiden Gleichungen haben jedoch den Nachteil, dass nicht unmittelbar der zusätzliche Energiebedarf eines Kraftwerkes mit CO₂-Abtrennung bestimmt werden kann. In neueren Untersuchungen zu den Auswirkungen der CO₂-Abtrennung auf die Effizienz der Kraftwerke wird daher auf folgende Gleichung zur Ermittlung der „energy penalty“ zurück gegriffen [vgl. Ploetz 2003, S. 4, Rubin et al 2007, S. 4451, Rubin et al 2004, S. 7, IPCC 2005, S. 142, Thambimuthu et al 2002, S. 31]. Im Unterschied zu den ersten beiden Gleichungen nimmt die „energy penalty“ bei Verwendung der dritten Gleichung größere Werte an.

$$ep_3 = \left(\frac{\eta_{REF}}{\eta_{CCS}} \right) - 1$$

Mit: η_{CCS} : Wirkungsgrad eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung und

η_{REF} : Wirkungsgrad des Referenzkraftwerks ohne CO₂-Abtrennung

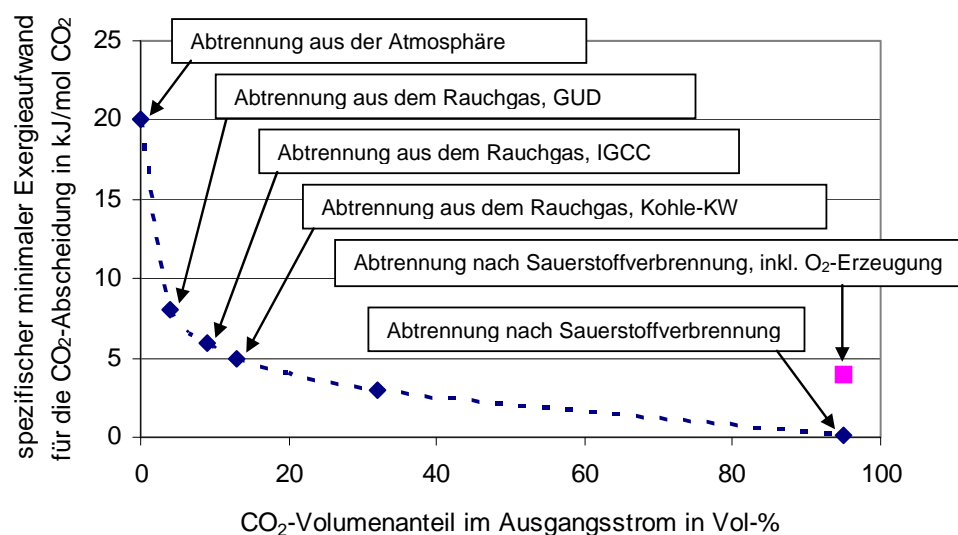


Abbildung 6.1: Minimaler spezifischer Exergieverbrauch für die CO₂-Abscheidung in Abhängigkeit der CO₂-Konzentration im Gasstrom.

Quelle: Radgen et al 2006, S. 55.

Ein wesentliches Kriterium für den zusätzlichen Energiebedarf allein für die Abtrennung ist dabei der Anteil des CO₂ im ursprünglichen Gasstrom. Je höher der Anteil des

CO₂, desto geringer fällt der zusätzliche Energiebedarf für die Abtrennung aus [vgl. Thambimuthu et al 2002, S. 27, Radgen et al 2006, S. 54]. Nach den Berechnungen von Radgen et al (2006) ist aus rein energetischer Sicht die Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre am günstigsten. Die Aussage relativiert sich, sobald neben dem Aufwand für die Abtrennung auch die benötigte Energie zur Bereitstellung des Sauerstoffs berücksichtigt wird. Einen deutlich höheren Energiebedarf verursacht die Abtrennung aus Rauchgasen (s. Abbildung 6.1).

Es wäre theoretisch ebenfalls möglich, dass CO₂ aus der Umgebungsluft abzutrennen. Die CO₂-Konzentration liegt hier etwa um das 100-fache oder mehr unter der Konzentration im Rauchgas. Aufgrund dieser im Verhältnis geringen CO₂-Konzentration würde sich der Aufwand zur Abtrennung gegenüber der Rauchgasabtrennung nochmals deutlich erhöhen. Daher ist mit Ausnahme der natürlich ablaufenden Prozesse zur Bindung von CO₂ aus der Atmosphäre wie der Biomassebildung und Lösung in Ozeanen die CO₂-Abtrennung aus der Atmosphäre eine wenig sinnvolle Option [vgl. IPCC 2005, S. 108, S. 6, Radgen et al 2006, S. 54].

Im Vergleich mit der herkömmlichen Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger ist die Stromerzeugung in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung durch einen höheren prozess-technischen Aufwand gekennzeichnet. Dieser Aufwand ließe sich im Prinzip reduzieren, indem der gesamte Abgasstrom gespeichert wird. Der Ansatz hätte zusätzlich den Vorteil, dass neben dem CO₂ auch andere Umwelt schädigende Gase zunächst nicht in die Atmosphäre gelangen würden. Dem verminderten Aufwand bei der Abtrennung stünde dann ein erhöhter Energieverbrauch bei der Kompression und dem Transport des Abgases gegenüber. Zudem wären bei den wesentlich größeren Gasmengen die Kapazitäten in Frage kommender Speicher eher erschöpft. Aus diesen Gründen kann dieser Ansatz nur als theoretische Idee gewertet werden, die kaum realistische Chancen zur Umsetzung in die Praxis erwarten lässt [vgl. Radgen et al 2006, S. 47].

6.3.2 Das „CO₂-freie Kraftwerk“

Häufig wird die CO₂-Sequestrierung inhaltlich mit dem CO₂-freien Kraftwerk oder der „clean coal“-Technologie in Verbindung gebracht [vgl. z.B. Lambertz 2005, S. 376ff]. In die gleiche Richtung deutet die Bezeichnung der Mitte des Jahres 2005 gegründeten EU-Technology-Plattform „Zero Emissions Fossil Fuel Power Plants“ [vgl. Brandes und Rüggeberg 2005, S. 10]. Beide Begriffe unterstützen die Vorstellung von Kraftwerken, die kein CO₂ mehr emittieren. Die Mehrzahl der Studien, die sich mit der Auslegung von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung beschäftigen, liefert hingegen ein anderes Bild. Diesen Untersuchungen zufolge liegt der Abtrenngrad von CO₂ bei den bekannten Verfahren zwischen 80 und 95% (s. Tabelle 6.1). Eine Restmenge CO₂ verbleibt nach der Abtrennung im Rauch- oder Brenngas und wird in die Umwelt emittiert. Eine nahezu vollständige Abtrennung ließe sich zwar aus technischer Sicht für alle bekannten Ver-

fahren realisieren, aber aufgrund der nochmals deutlich erhöhten Aufwendungen wird der Rückhaltegrad bei ca. 95% begrenzt. Einzig bei der Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre wäre eine nahezu komplette Vermeidung der CO₂-Emissionen bei vertretbarem Aufwand zu erreichen [vgl. Fishedick et al 2007, S. 30, Radgen et al 2006, S. 52, Göttlicher 1999, S. 57f].

Der Begriff des CO₂-freien Kraftwerks ist somit nicht treffend. Richtig wäre eine Bezeichnung der Kraftwerke mit Abtrennung als „CO₂-arme“ Kraftwerke oder als „quasi CO₂-freie“ Kraftwerke. Die Verwirklichung eines quasi CO₂-freien Kraftwerks dient als Grundansatz in dem von der Bundesregierung gebildeten Expertenkreis zum COORETEC-Programm [vgl. Brandes und Rüggeberg 2005, S. 8]. Auch wenn im COORETEC-Arbeitsbericht von der Formulierung CO₂-freies Kraftwerk oder „zero emissions plant“ Gebrauch gemacht wird, sind darunter gemäß Einschränkung der COORETEC-Arbeitsgruppe fossil befeuerte Kraftwerke zu verstehen, die weniger als 0,1 kgCO₂/kWh in die Atmosphäre emittieren [vgl. BMWA 2003, S. 1].

Tabelle 6.1: Literaturübersicht CO₂-Abtrenngrad nach Kraftwerkstyp.

Kraftwerkstyp	CO ₂ -Abtrenngrad in %	Verfahren
SK-Dampf-KW	85 - 95	Chem. Absorption
SK-IGCC KW	80 – 96	Physik. Absorption
Erdgas GuD KW	85 – 91	Chem. Absorption

Abk.: SK = Steinkohle, KW = Kraftwerk, IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle, GuD = kombinierter Gas- und Dampfprozess

Quelle: Anhang C.1-C.4.

6.3.3 CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung

Eine Möglichkeit zur CO₂-Abscheidung besteht in der Trennung des CO₂ nach der Verbrennung des fossilen Brennstoffs. Das CO₂ wird bei diesen Verfahren vom Rauchgas getrennt, bevor das Rauchgas über den Schornstein in die Atmosphäre entlassen wird. Ein Einsatz der CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung kann grundsätzlich in kohle-, öl-, und gasgefeuerten Kraftwerken stattfinden. Eine griffigere Formulierung für diese Art der CO₂-Abtrennung ist der Begriff der Rauchgasdekarbonisierung oder die im englischen Sprachraum verwendete Bezeichnung des „post-combustion capture“.

Wie bei den anderen Arten der CO₂-Abtrennung liegt der Zweck der Abtrennung nach der Verbrennung darin, einen möglichst reinen CO₂-Gasstrom zu erhalten. Da sich das Rauchgas je nach Brennstoff unterschiedlich zusammensetzt und der CO₂-Anteil zwi-

schen 3 und 15 Volumenprozent liegt, sind geeignete Verfahren anzuwenden, die das CO₂ vom übrigen Gasstrom trennen. In manchen Fällen bedarf es vor der Gastrennung zusätzlicher Schritte zur Reinigung des Gasgemisches, um Bestandteile herauszufiltern, die den Trennungsprozess negativ beeinflussen. In Abbildung 6.2 ist der prinzipielle Ablauf der Rauchgasdekarbonisierung dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit beschränkt sich die Abbildung auf die Darstellung der wesentlichen Komponenten.

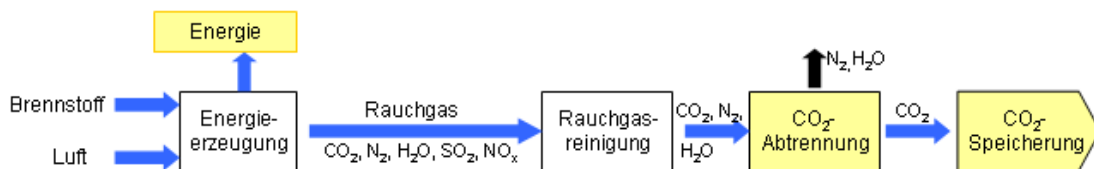


Abbildung 6.2: CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung.

Quelle: nach Scottish Enterprise 2005, S. 6, Radgen et al 2006, S. 51.

Zu den Gastrennverfahren bei der nachgeschalteten Abtrennung zählen physikalische und chemische Verfahren sowie eine Kombination aus beiden Verfahren. Eine weitere Möglichkeit zur Gastrennung sind Festkörper-Verfahren oder Membranverfahren. Insgesamt wurden für die Abtrennung mehr als elf unterschiedliche Technologiepfade identifiziert [vgl. BMWA 2003, S. 47]. Als gängigstes und am weitesten entwickeltes Verfahren wird in der Literatur die Absorption mit Aminen angesehen [vgl. Göttlicher 1999, S. 45, Turkovic 2002, S. 31, May und Turkovic 2003, S. 65]. Die CO₂-Abtrennung mit Hilfe von Aminen zählt zu der Gruppe der chemischen Absorptionsverfahren. Diese Verfahren haben den Stand der kommerziellen Nutzung bereits erreicht. Die Erfahrungen beruhen zum größten Teil auf Anwendungen in der chemischen Industrie. Eine Umsetzung der chemischen Absorptionsverfahren mit der für den Einsatz in Kraftwerken benötigten Größenordnung ist bisher noch nicht realisiert worden [vgl. IPCC 2005, S. 114].

Die wesentlichen Vorteile der CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas gegenüber den Alternativen sind der verhältnismäßig geringe Aufwand zur Integration in den Kraftwerksprozess, vergleichbar geringe Kosten bei gleichzeitig geringem Energieverbrauch und die Möglichkeit bestehende Kraftwerke nachzurüsten [vgl. Fishedick et al 2007, S. 53, IPCC 2005, S. 114]. Eine Darstellung der chemischen Absorptionsverfahren sowie weitere Vor- und Nachteile wird in Kapitel 6.3.6 vorgenommen..

6.3.4 CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung

Bei der vorgeschalteten Verbrennung wird das CO₂ vom fossilen Energieträger getrennt, bevor dieser dem Verbrennungsprozess zugeführt wird. Die Abtrennung erfolgt bei diesen Verfahren aus dem Brenngas. Feste Brennstoffe wie Stein- oder Braunkohle

müssen vor der eigentlichen CO₂-Abscheidung in einen gasförmigen Zustand überführt werden, da sonst die Abtrennung nicht erfolgen kann. Weitere Bezeichnungen für die vorgeschaltete Abtrennung sind „pre-combustion capture“, Brenngasdekarbonisierung sowie der von Bauer (2005) verwendete Begriff des Synthesegaskonzepts [vgl. Bauer, 2005, S. 183ff]. Der Ablauf der vorgeschalteten CO₂-Abscheidung ist in Abbildung 6.3 schematisch dargestellt.

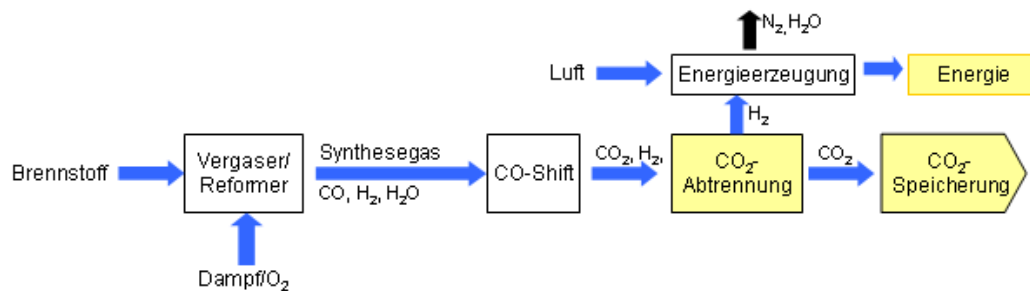


Abbildung 6.3: CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung.

Quelle: nach Scottish Enterprise 2005, S. 7, Ragden et al 2006, S. 51.

Bei der Entfernung des CO₂ vor der Verbrennung werden die fossilen Energieträger wie Kohle oder Erdgas in ein wasserstoffreiches Synthesegas umgewandelt. Die Verfahren zur Synthesegasherstellung unterscheiden sich je nach eingesetztem Energieträger. Für die Erzeugung des Synthesegases aus Kohle kommt die Kohlevergasung (partielle Oxidation) zum Einsatz, während für Erdgas oder Erdöl die Dampfreformierung angewendet wird.

Die Vergasung der Kohle erfolgt dabei mit Sauerstoff und Wasserdampf bei einer Temperatur von bis zu 1.300 °C und einem Druck zwischen 0,1 und 70 bar [vgl. IPCC 2005, S. 132]. In einigen Fällen wird auch Luft als Vergasungsmittel eingesetzt. Der Kohlenstoff des Energieträgers wird bei der Synthesegaserzeugung zunächst in CO umgewandelt. Der Anteil des CO₂ im Synthesegas ist äußerst gering. Erst durch einen zweiten Verfahrensschritt kann über Zufuhr von Wasserdampf der CO₂-Anteil durch Umwandlung des CO in CO₂ gesteigert werden. Gleichzeitig erfolgt eine Erhöhung der H₂-Konzentration. Sauerstoff aus dem Wasserdampf reagiert mit dem vorhandenen CO zu CO₂ reagiert wodurch H₂ freigesetzt wird und die H₂-Konzentration erhöht. Diese Reaktion wird als Shift-Reaktion oder CO-Konvertierung bezeichnet. Der Anteil des CO₂ liegt nach dem zweiten Verfahrensschritt bei ca. 30 bis 40 Volumenprozent [vgl. Turkovic 2002, S. 32, Göttlicher 1999, S. 21ff]. Damit liegt die Konzentration im Synthesegas oder Brenngas deutlich über der Konzentration des CO₂ im Rauchgas.

Das Verfahren ähnelt dem zur Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen. Der Unterschied liegt im eigentlichen Zweck des Verfahrens, der hier in der Abtrennung von CO₂ und nicht in der Erzeugung von Wasserstoff liegt.

Auch bei der vorgeschalteten CO₂-Abtrennung wird das CO₂ zusätzlich zur Kohlevergasung oder Dampfreformierung über spezielle Gastrennverfahren abgetrennt. Die Abtrennung kann über chemische, physikalische oder Festkörperv Verfahren erfolgen. Insgesamt bestehen momentan ca. 13 Technologierouten, die in der Literatur diskutiert werden [vgl. BMWA 2003, S. 47]. Die Technologierouten beinhalten nicht allein die unterschiedlichen Verfahren zur CO₂-Abtrennung, sondern decken auch unterschiedliche Kraftwerkskonzepte ab.

Als das viel versprechendste Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Synthesegasen wird in der Literatur die physikalische Absorption genannt. Der Vorteil der physikalischen Absorptionsverfahren gegenüber anderen Trennverfahren liegt in dem geringeren Energiebedarf zur Regeneration des eingesetzten physikalischen Lösungsmittels. Dass dieses Verfahren nicht bei der CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung Verwendung findet, wird mit dem zu geringen CO₂-Partialdruck im Rauchgas begründet. Für einen Einsatz der physikalischen Absorption wird ein Partialdruck von mehr als 10 bar benötigt. Die physikalische Absorption wird bereits in großtechnischem Maßstab durchgeführt [vgl. Fishedick et al 2007, S. 218f, Linßen et al 2006, S. 12]. Eine genaue Darstellung der Vorgänge bei der physikalischen Absorption erfolgt in Kapitel 6.3.6.

Prinzipiell kann die Brenngasdekarbonisierung für alle fossilen Energieträger angewendet werden. Der Eingriff in die Kraftwerksstruktur fällt im Vergleich zur CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung deutlich umfangreicher aus. Zum einen bedarf es einer Anlage zur Trennung des CO₂ sowie bei festen Brennstoffen zusätzlich einer Anlage zur Vergasung des Brennstoffs. Wird Erdgas als Brennstoff eingesetzt, wäre das Synthesegas über einen Reformationsprozess herzustellen. Zum anderen werden in Kombi-Kraftwerken modifizierte Gasturbinen benötigt, da das eingesetzte Gas nach der CO₂-Abtrennung zu einem großen Anteil aus Wasserstoff besteht und in den Eigenschaften nicht mehr denen von Erdgas oder vergaster Kohle entspricht. Der Betrieb von Gasturbinen mit Wasserstoff beschränkt sich bisher auf Erfahrungen mit den wasserstoffreichen Gasen bei Betriebstemperaturen, die deutlich unter den Temperaturen liegen, die nach dem Vergasungsprozess anfallen [vgl. IPCC 2005, S. 139].

Nach einer Untersuchung des Strategiekreises des Bundesministeriums für Wirtschaft (2005) liegen die Schwerpunkte in der Entwicklung von Gasturbinen für den Einsatz von wasserstoffreichen Gasen in einer Anpassung an die unterschiedlichen Gaseigenschaften. Dazu zählen unter anderem das unterschiedliche Zündverhalten, die höhere Flammgeschwindigkeit und die Materialbeständigkeit gegenüber höheren Temperaturen. Kühlung, Regelung und Sicherheitstechnik sind ebenso auf den Wasserstoffbetrieb einzustellen. Aufgrund des höheren Wasserdampfgehalts des Verbrennungsgases sind größere Anforderungen an die Korrosionsbeständigkeit der verwendeten Materialien zu stellen [vgl. Strategiekreis Wasserstoff 2005, S. 36f, Linßen et al 2006, S. 17]. Aus technischer Sicht wird die Umstellung der Gasturbine auf den Betrieb mit wasserstoff-

reichen Gasen als machbar angesehen [vgl. DTI 2000a, o. S.]. Es fehlt bisher die praktische Umsetzung für den Einsatz im Kraftwerksbetrieb.

Alternativ könnte das wasserstoffreiche Gas zukünftig in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Die Brennstoffzelle gilt als eine der Zukunftstechnologien im Bereich der Energieerzeugung. Abgesehen von einigen Feldversuchen befindet sich die Brennstoffzelle für die stationäre Energieerzeugung noch im Stadium der Entwicklung.

Ein potentieller Einsatzbereich des „pre-combustion capture“ ist zukünftig in Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung zu sehen, da hier bereits mit der Kohlevergasung eine wesentliche Verfahrenskomponente besteht. Momentan ist in Deutschland kein Kraftwerk mit integrierter Vergasung geplant und auch weltweit wurden bisher erst fünf Kraftwerke dieser Anlagentechnologie realisiert. Die Hauptaktivitäten im Bereich der IGCC-Kraftwerkstechnologie liegen zumindest in Deutschland im Bereich der Forschung und Entwicklung. Trotz vergleichbar höherer Wirkungsgrade wird der mittelfristige Einsatz dieser Technologie von verschiedenen Interessensgruppen ganz unterschiedlich eingeschätzt. Während der vom Bundeswirtschaftsministerium eingesetzte Arbeitskreis zur Untersuchung emissionsarmer fossil befeuerter Kraftwerke in den IGCC-Kraftwerken aussichtsreiche Konzepte sieht, wird zumindest der kurzfristige Einsatz dieser Technologie von einigen Kraftwerksbetreibern in Deutschland angezweifelt. Die Hauptargumente gegen ein Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung liegen in den höheren Kosten, der geringen Verfügbarkeit und der Integration der Kohlevergasung in den Kraftwerksbetrieb [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 451, Matthes 2003, S. 19, Ewers und Renzenbrink 2005, S. 47, BMWA 2003, S. 48ff].

6.3.5 Verbrennung in reiner Sauerstoffatmosphäre

Die dritte Variante zur CO₂-Abtrennung ist die Anhebung der CO₂-Konzentration im Abgas durch die Verbrennung der fossilen Brennstoffe in einer Sauerstoffatmosphäre. Eine alternative Bezeichnung dieses Ansatzes zur CO₂-Abtrennung lautet „Oxyfuel-Konzept“. Der Sauerstoff stammt aus einer vorgeschalteten Luftzerlegungsanlage. Zur Sauerstoffgewinnung kann entweder auf die Lufttieftemperaturzerlegung oder sauerstoffdurchlässige Membranverfahren zurückgegriffen werden. Während die erste Methode Stand der Technik ist und bereits seit Anfang des 20. Jahrhunderts durchgeführt wird, befindet sich die Sauerstofferzeugung über Membranen noch im Entwicklungsstadium. Die kryogene (Tieftemperatur-) Sauerstoffbereitstellung wird z.B. in der Stahlindustrie und in der Erzeugung von Kraft- bzw. Brennstoffen aus Erdgas eingesetzt [vgl. IPCC 2005, S. 127ff, Linßen et al 2006, S. 14f].

Aufgrund der Tatsache, dass fossile Brennstoffe überwiegend aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen, wird bei deren Verbrennung in einer Umgebung aus reinem Sauerstoff ein Abgas erzeugt, das sich überwiegend aus CO₂ und H₂O zusammensetzt. Der

CO₂-Anteil im Verbrennungsgas liegt zwischen ca. 80 und 98%. Im Vergleich dazu beträgt der CO₂-Gehalt bei der Verbrennung mit Luft etwa 3 bis 15% [vgl. IPCC 2005, S. 115]. Durch eine anschließende Kondensation des Wasserdampfes liegt CO₂ vor, das zur Endlagerung oder Weiterverarbeitung eingesetzt werden kann [vgl. Fishedick et al 2007, S. 56]. Abbildung 6.4 skizziert den prinzipiellen Prozessablauf.

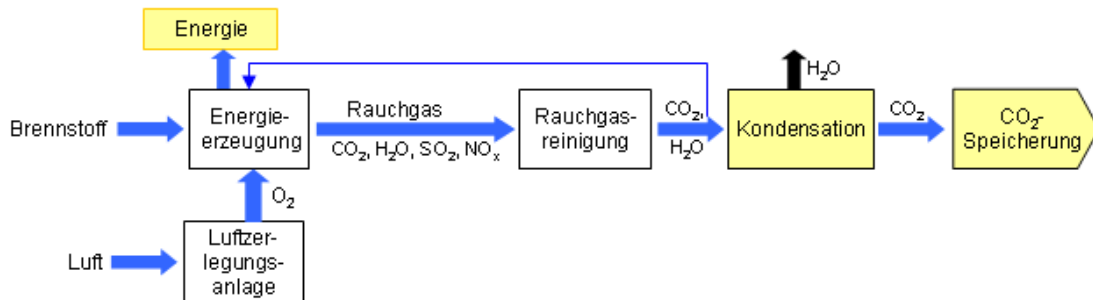


Abbildung 6.4: Verbrennung in reiner Sauerstoffatmosphäre.

Quelle: nach Scottish Enterprise 2005, S. 7.

Bedingt durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff und der daraus resultierenden hohen CO₂-Konzentration im Rauchgas ist es wahrscheinlich, dass die Anforderungen an die Rauchgasreinigung geringer ausfallen. Zusätzliche Verunreinigungen wie SO_x oder NO_x können trotzdem über die Zusammensetzung des Brennstoffs oder Undichtigkeiten und das Eindringen von Luft während der Verbrennung im Rauchgas auftreten und eine zusätzliche Rauchgasreinigung erforderlich machen. Das Auskondensieren des Wasserdampfes ist erforderlich, um die Pipeline vor Korrosion zu schützen [vgl. IPCC 2005, S. 122].

Bedingt durch die hohen Temperaturen bei der Verbrennung des Brennstoffs in reiner Sauerstoffumgebung sind weitere Eingriffe in den Kraftwerksprozess notwendig. Um die Flammentemperatur auf dem Niveau einer luftgeblasenen Verbrennung zu halten und somit das Material zu schonen, wird ein Teil des CO₂-reichen Rauchgases nach dem Dampfprozess in die Verbrennungsanlage zurückgeführt. Dieser Vorgang wird auch als Rauchgasrezirkulation bezeichnet [vgl. Fishedick et al 2007, S. 56].

Neben der hohen CO₂-Konzentration im Abgas und einem folglich verminderten Aufwand zur Separierung des CO₂ im Vergleich zur CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung ist eine nahezu 100%ige Rückhaltung des CO₂ ein weiterer Vorteil des Verfahrens. Ein wesentlicher Nachteil ist der erhöhte Energiebedarf zur Erzeugung von reinem Sauerstoff. Der Energieaufwand zur Erzeugung von einem Kilogramm Sauerstoff beträgt etwa 0,221 bis 0,228 kWh_{el} für Dampfkraftwerke mit herkömmlicher LZA (Luftzerlegungsanlage) und Rauchgaszirkulation [vgl. Göttlicher 1999, S. 40]. Dieser Wert liegt in der Spannbreite von Angaben zum Energieaufwand, die in anderen Literatur-

quellen zu finden sind. Dort wird der Energieaufwand zur Sauerstofferzeugung mit Hilfe kryogener Verfahren zwischen 0,21 bis 0,29 kWh/kg_{O₂} beziffert [vgl. BMWA 2003, S. 54, Radgen et al 2006, S. 67]. Die dadurch verursachten Wirkungsgradverluste bewegen sich bei einem kohlebefeuerten Dampfkraftwerk zwischen 5 und 11 Prozentpunkten. Die energy penalty beträgt zwischen 18 und 43% [vgl. Turkovic 2002, S. 29, BMWA 2003, S. 68, Anhang C.1].

Zukünftig wird durch die Weiterentwicklung von Membranen von einem erheblich geringeren Energieaufwand zur Erzeugung von Sauerstoff ausgegangen. Probleme können zusätzlich durch die geänderte Gaszusammensetzung in der Brennkammer und das Eindringen von N₂ aus der Luftzerlegungsanlage entstehen [vgl. Bauer 2005, S. 178, Linßen et al 2006, S. 15].

Als weiterer Nachteil ist der hohe technische Aufwand zur Integration einer Luftzerlegungsanlage und einer reinen Sauerstofffeuerung in bestehenden Kraftwerken anzusehen. May und Turkovic (2003) gehen davon aus, dass ein nachträglicher Einbau in ein bestehendes Kraftwerk aufgrund des großen Aufwands kaum möglich sei [vgl. May und Turkovic 2003, S. 66]. Dem widersprechen Duckat et al (2004), die den Einsatz der Sauerstoffverbrennung als attraktive Option zur Nachrüstung bestehender Anlagen sehen und eine Nachrüstung als technisch durchführbar betrachten [vgl. Duckat et al 2004, S. 12]. Vermutlich wird dabei aber davon ausgegangen, dass der Sauerstoff von externen, möglicherweise bereits bestehenden Luftzerlegungsanlagen erzeugt und zur Verfügung gestellt wird. Fishedick et al (2007) betrachten das retrofit bestehender Kraftwerke mit einer Sauerstoffverbrennung ebenfalls als technisch möglich. Allerdings wird der Aufwand zur Integration einer Luftzerlegungsanlage und einer Rauchgasrezirkulation ähnlich wie von May und Turkovic (2003) als sehr hoch eingeschätzt [vgl. Fishedick et al 2007, S. 56].

Prinzipiell könnte die Sauerstoffverbrennung auch in Gasturbinen-Kraftwerken oder Kombi-Kraftwerken Anwendung finden. Das CO₂ könnte vor der Gasturbine unter hohem Druck oder vor den Eintritt in den Verdichter abgetrennt werden. Bei einer Abtrennung vor der Gasturbine ist die thermische Energie des heißen CO₂ bei kombinierten Kraftwerken in den nachfolgenden Dampfprozess zu integrieren. Aufgrund einer besseren Ausnutzung der thermischen Energie im Kombiprozess ist die Entnahme des CO₂ nach der Entspannung in der Gasturbine vorzuziehen [vgl. Göttlicher 1999, S. 34f]. Allerdings wären erhebliche Veränderungen an der Gasturbine notwendig, um diese mit einem CO₂-reichen Gas als Arbeitsmedium zu betreiben. Momentan sind solche Gasturbinen weder erhältlich noch in der Entwicklung. Ohne Modifikationen könnte eine herkömmliche Gasturbine nur mit einem deutlichen Leistungs- und Wirkungsgradverlust mit CO₂ als Arbeitmittel betrieben werden. Eine Nachrüstung bestehender konventioneller Gasturbinen erscheint daher zum jetzigen Zeitpunkt der Entwicklung wenig

sinnvoll und wird eben aufgrund der Unterschiede in den Arbeitsmitteln von Thambimuthu et al (2002) ausgeschlossen [vgl. Thambimuthu et al 2002, S. 28].

Genau wie bei Kraftwerken mit Dampfprozess liegt auch bei kombinierten Prozessen ein wesentlicher Nachteil im Energiebedarf zur Bereitstellung des Sauerstoffs. Der Energiebedarf liegt nach Literaturangaben für Kombi-Kraftwerke zwischen 0,36 und 0,445 kWh_{el}/kg_{O₂}. Diese Werte schließen die Verdichtung des Sauerstoffs vor Eintritt in die Brennkammer mit ein. Ohne Verdichtung liegt der Energiebedarf ähnlich wie bei den Dampfkraftwerken zwischen 0,24 und 0,29 kWh_{el}/kg_{O₂} [vgl. Göttlicher 1999, S. 41].

6.3.6 Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Gasen

In dieser Arbeit wurden bisher drei unterschiedliche Ansätze zur Erreichung eines CO₂-armen Kraftwerks dargestellt. Es kann unterschieden werden in die CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung, die Abtrennung nach der Verbrennung und die Verbrennung in einer reinen Sauerstoffatmosphäre. Die eigentliche CO₂-Separierung vom übrigen Gasstrom muss über ein gesondertes Gastrennverfahren durchgeführt werden. Eine Ausnahme bildet die Verbrennung der Brennstoffe in einer reinen Sauerstoffumgebung. Durch das Vorliegen eines Verbrennungsgases mit einem hohen CO₂-Anteil werden keine weiteren Trennverfahren benötigt. Das CO₂-reiche Gas kann nach der Trocknung direkt zur Verdichtung für den Transport geführt werden. Für den Ansatz der vor- bzw. nachgeschalteten CO₂-Abtrennung ist es hingegen notwendig, das CO₂ über ein geeignetes Abtrennverfahren aus dem Rauch- bzw. Brenngas zu entnehmen. Generell können die in Frage kommenden Verfahren zur CO₂-Abtrennung aus Gasen in Nieder- und Hochtemperaturverfahren unterteilt werden.

6.3.6.1 Niedertemperaturverfahren

Die Niedertemperaturverfahren sind dadurch gekennzeichnet, dass der ursprüngliche Gasstrom vor der Abtrennung des CO₂ abgekühlt wird und das Wasser auskondensiert werden muss. Zu den Niedertemperaturverfahren zählen:

- das Absorptionsverfahren,
- das Adsorptionsverfahren,
- das Membranverfahren und
- die kältetechnischen Verfahren.

Die aufgelisteten Verfahren spiegeln die in der Literatur vordergründig dargestellten Prozesse zur CO₂-Abtrennung wider. Verfahren, die zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Arbeit nur peripher Eingang in die fachliche Diskussion gefunden haben, werden nicht berücksichtigt. Technologische Verbesserungen bzw. Neuentwicklungen können in der Zukunft durchaus dazu führen, dass eine größere Anzahl von Verfahren zu beach-

ten ist. Prinzipiell können alle aufgezählten Verfahren in kohle-, öl- und gasgefeuerten Kraftwerken eingesetzt werden. Bei einigen Verfahrenstypen müssen ergänzende Maßnahmen getroffen werden, um verunreinigende Gasbestandteile wie Schwefeldioxid oder Stickoxide zu entfernen bzw. zu reduzieren. In den folgenden Kapiteln werden die oben aufgeführten Verfahren zur CO₂-Abtrennung näher analysiert. Nach einer Darstellung der Niedertemperaturverfahren erfolgt eine Darstellung der Hochtemperaturverfahren.

6.3.6.1.1 Absorptionsverfahren

Eine Möglichkeit zur Abtrennung des CO₂ besteht mit den Absorptionsverfahren. Als Absorption wird die Anlagerung eines gasförmigen Stoffes an eine Flüssigkeit bezeichnet. In Verbindung mit dem Verbrennungsprozess in Kraftwerken spricht man davon, dass das CO₂ aus dem Rauchgas „gewaschen“ wird. Das CO₂ wird für den Fall des „post-combustion capture“ im Anschluss an den Verbrennungsprozess aus dem Rauchgas mit Hilfe eines Absorbers entfernt. Dies geschieht, indem es physikalisch oder chemisch reversibel an eine Flüssigkeit gebunden wird. Durch Erhitzung oder Entspannung kann das CO₂ wieder freigesetzt und der eingesetzte Absorber regeneriert werden. Das CO₂ liegt nun als Gas mit entsprechend hoher Reinheit vor und kann der weiteren Verwendung oder Lagerung zugeführt werden. Der Absorber kann nach der Regenerierung wieder zur Aufnahme von CO₂ eingesetzt werden. Eine vollständige Wiederherstellung des eingesetzten Absorbers ist allerdings nicht möglich und es bedarf der Zuführung neuer Absorbiermittel. Die Möglichkeit der Regeneration hat dennoch den Vorteil, dass sich bei der Abtrennung großer Mengen CO₂ der Verbrauch und die Kosten für Absorbiermittel in Grenzen halten.

Die Absorptionsverfahren können in physikalische, chemische Verfahren und Kombinationen aus beiden eingeteilt werden. Der große Vorteil der Absorptionsverfahren liegt darin, dass sie industriell erprobt, die am weitesten verbreitete Technik zur CO₂-Abscheidung sind und je nach Verfahren Rückhaltegrade zwischen 80 und bis zu 95 % erreichen können. Zudem erreichen die Absorptionsverfahren hohe Reinheitsgrade des erzeugten Gasstroms. Es fehlt allerdings an Referenzanlagen, die mit CO₂-Gasmengen in der Größenordnung von Kohlekraftwerken arbeiten [vgl. IPCC 2005, S. 151, May und Turkovic 2003, S. 65f].

6.3.6.1.1.1 Physikalische Absorption

Die physikalischen Absorptionsverfahren folgen dem Gesetz von Henry. Nach diesem physikalischen Zusammenhang lösen sich Gase, die an Flüssigkeiten grenzen, zum Teil in diesen. Das CO₂ kann bei dem Übergang in die Lösung als Molekül mit relativ geringen Bindungskräften erhalten bleiben. Dabei ist die Löslichkeit im Wesentlichen abhängig vom Partialdruck des Gases und der Temperatur der beteiligten Stoffe. Physika-

lische Absorptionsverfahren kommen erst ab CO₂-Partialdrücken von 10 bar zur Anwendung [vgl. Turkovic 2002, S. 14]. Neben einer Abkühlung des Gasstroms ist vor der Abtrennung darauf zu achten, dass der Gasstrom von Bestandteilen befreit wird, die den Abtrennungsvorgang negativ beeinflussen. Dazu zählen z.B. Verunreinigungen wie H₂S, SO₂ und NO_x [vgl. Radgen et al 2006, S. 58].

Zu den bekannten Verfahren der physikalischen Absorption zählen das Purisol-, Selexol-, Rectisol- und das Flour-Solvent-Verfahren. Aufgrund der schwachen Bindungskräfte zwischen Absorptionsmittel und CO₂, ist der Energiebedarf zur erneuten Abtrennung des CO₂ vom Absorptionsmittel bzw. Desorbition geringer als bei anderen Abtrennverfahren. Die Regeneration des Absorptionsmittels erfolgt durch Entspannung. In der Regel kann eine zusätzliche Erwärmung entfallen. Der zusätzliche Energieeinsatz wirkt sich negativ auf den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks aus [vgl. Göttlicher 1999, S. 12ff, Brand 1996, S. 32ff]. Der spezifische Energiebedarf liegt je nach Verfahren zwischen 0,05 und 0,1 kWh/kg_{CO2} (s. Tabelle 6.2). Von einem geringeren Energieverbrauch gehen Fishedick et al (2007) aus. Ohne genaue Angaben über das Absorbiermittel zu machen, wird der Energieverbrauch dort mit etwa 0,03 kWh/kg_{CO2} beziffert [vgl. Fishedick et al 2007, S. 219]. Nähere Informationen zu den Verfahren der physikalischen Absorption, der verwendeten Absorbiermittel und dem Energiebedarf zur CO₂-Abtrennung sind in Tabelle 6.2 enthalten.

Tabelle 6.2: Physikalische Absorptionsverfahren.

Verfahren	Absorber	CO ₂ -Partialdruck in bar	Rückhaltegrad in %	Energiebedarf in kWh/kg _{CO2}
Purisol	n-Methyl-2-Pyrrolidon (NMP)	>10	86-90	0,09
Selexol	Polyäthylenglykoldimethyläther	7-30	80-96	0,06-0,11
Rectisol	Methanol	>10	90	0,048
Flour-Solvent	Propylenkarbonat	-	-	-

Quelle: Datengrundlage Turkovic 2002, S. 14ff, Brand 1996, S. 32f, Göttlicher 1999, S. 27, S.162.

Für die Anwendung zur CO₂-Abtrennung aus Rauchgasen (nach der Verbrennung) gilt die physikalische Absorption als ungeeignet. Die Ursache ist der zu geringe Partialdruck des CO₂ im Rauchgas, der etwa zwischen 0,03 und 0,14 bar beträgt und damit unter den eingangs bereits erwähnten 10 bar liegt [vgl. Turkovic 2002, S. 30, Thambimuthu et al 2002, S. 15, IPCC 2005, S. 115]. Auch das Selexol-Verfahren, das mit einem geringem Partialdruck auskommt, ist für die CO₂-Abtrennung aus Rauchga-

sen nicht geeignet, da der benötigte CO₂-Partialdruck auch hier deutlich über dem CO₂-Partialdruck im Rauchgas liegt. Aus diesen Gründen wird das Einsatzgebiet der physikalischen Absorption im Kraftwerksbereich für die CO₂-Abtrennung eher vor der Verbrennung gesehen. In Kombi-Kraftwerken zum Beispiel entstehen bei der Vergasung von Kohle Synthesegase mit dem erforderlichen CO₂-Partialdruck [vgl. IPCC 2005, S. 135, Göttlicher 1999, S. 19].

In den Kraftwerksstudien zur vorgeschalteten CO₂-Entnahme wird überwiegend das Selexol-Verfahren berücksichtigt. Dieses Verfahren erreicht bei dem Einsatz in Kraftwerken Rückhaltegrade von 80 bis 96%. Deutlich schlechter ist die Datengrundlage für die anderen physikalischen Absorptionsverfahren. Die Purisol- bzw. Rectisol Verfahren können nach Angaben in der Literatur Rückhaltegrade von 87 bis 90% erzielen [vgl. Turkovic 2002, S. 15f, Göttlicher 1999, S. 27].

Der Wirkungsgradverlust durch den Einsatz der physikalischen Absorption beträgt zwischen 4 und 10 Prozentpunkten. Das entspricht einer „energy penalty“ zwischen 10 und 27%. Diese Daten basieren auf einer Literaturlauswertung und sind in Tabelle 6.3 enthalten. In die Auswertung für die physikalische Absorption wurden nur Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und das Selexol-Verfahren einbezogen.

Tabelle 6.3: Wirkungsgradverlust und „energy penalty“ physikalischer Absorption.

Kraftwerk	Verfahren	Wirkungsgradverlust in %-Punkten	„energy penalty“ in %
IGCC	Selexol	4-10	10-27

Quelle: Anhang C.3.

6.3.6.1.1.2 Chemische Absorption

Bei chemischen Absorptionsverfahren geht das CO₂ eine chemische Bindung mit dem Absorptionsmittel ein. Die Menge des einzusetzenden Absorptionsmittels ist dabei proportional abhängig von der Konzentration des CO₂ im Rauchgas. Chemische Verfahren wirken selektiv und kommen bei Partialdrücken unter 10 bar zum Einsatz. Aufgrund der chemischen Bindung ist das CO₂ stark an das Absorptionsmittel gebunden und eine Freisetzung des CO₂ bzw. eine Regeneration des Absorptionsmittels erfolgt durch Erhitzen [vgl. David 2000, S. 27f]. Im Vergleich zu den physikalischen Verfahren ist der Energieaufwand zur Wiederaufbereitung des Lösungsmittels deutlich höher. Der Energiebedarf zur Regeneration bewegt sich nach Angaben in der Literatur zwischen 0,23 und 0,78 kWh/kg_{CO₂}. Dabei wird ein CO₂-Rückhaltegrad zwischen 80 und 95% bei Kohlekraftwerken erzielt (s. Tabelle 6.4). Etwas geringer fällt der Rückhaltegrad bei

Erdgaskraftwerken aus (s. Anhang C.4). Als Absorptionsmittel werden häufig Amine oder Ammoniak verwendet.

Tabelle 6.4: Chemische Absorptionsverfahren.

Verfahren	Absorber	CO ₂ -Partialdruck in bar	Rückhaltegrad in %	Energiebedarf in kWh/kg _{CO2}
MEA	Monoethanolamin	<10	80-95	0,23-0,78

Quelle: Anhang C.1 und C.4, Fishedick et al 2007, S. 218f, Göttlicher 1999, S. 163.

Zu dem am häufigsten verwendeten Verfahren zählt das MEA-Verfahren, dessen Name auf dem eingesetzten Absorptionsmittel Monoethanolamin (MEA) beruht. Bei diesem Verfahren können Probleme im Rauchgas durch Verunreinigungen wie z.B. H₂S, NO_x und SO₂ hervorgerufen werden. Diese Verbindungen reagieren mit den Aminen zu stabilen Salzverbindungen, die durch Wärmezufuhr nicht wieder aufgebrochen werden können. Daher müssen die Salze vom Absorptionsmittel getrennt und entsorgt werden [vgl. Rao und Rubin 2002, S. 4469, Damen 2007, S. 40f]. Neben den Aufwendungen zur Abtrennung und Entsorgung der unerwünschten Salze kommt es zusätzlich zu einem Verlust von Absorptionsmitteln. Die SO₂-Konzentrationen im Rauchgas liegen etwa zwischen 300 und 5.000 ppmv. Benötigt werden SO₂-Konzentrationen von etwa 10 ppmv um den Verbrauch an Absorptionsmitteln auf einem verträglichen Niveau zu halten. Eine Abtrennung von CO₂ aus dem Rauchgas mit Hilfe von Aminen kann daher nur nach vorgeschalteter Rauchgasreinigung erfolgen, in der die genannten Bestandteile weitestgehend entfernt werden. Bei einer SO₂-Konzentration von 10 ppmv beträgt der Verbrauch von MEA etwa 1,5 bis 1,6 kg_{MEA} pro getrennter Tonne CO₂ [vgl. IPCC 2005, S. 117, Rao und Rubin 2002, S. 4469].

Weitere MEA-Verluste entstehen durch die Reaktion mit den im Gasstrom vorhandenen Sauerstoffanteilen. Sauerstoff senkt die Reaktivität und damit gleichzeitig die Absorptionfähigkeit von Aminen. Dies kann bei Kraftwerken im Vergleich zu chemischen Prozessen zu einer höheren Degradation führen, da zur Sicherstellung einer vollständigen Verbrennung die Feuerung stets mit einem geringem Luftüberschuss durchgeführt wird. Radgen et al (2006) und Singh et al (2003) beziffern die spezifische Degradation von MEA in Abhängigkeit des Verfahrens mit 0,35 bis 1,6 kg/t_{CO2}. Dazu käme noch der Verlust von MEA aufgrund von Verunreinigungen im Gasstrom. Für ein 1.000 MW_{th} Kraftwerk beträgt der Verlust aufgrund von Verunreinigungen ca. 10,6 t_{MEA} pro Jahr. Die Kosten für ein Kilogramm MEA werden in der Literatur in einer Spannbreite von 0,82 bis 1,25 €/kg angegeben [vgl. Radgen et al 2006, S. 58f, IPCC 2005, S. 117, Singh et al 2003, S. 3080, Rao et al 2004, S. 61].

Insgesamt beträgt der jährliche MEA-Einsatz für ein 237 MW_{el} kohlegefeuertes Kraftwerk ca. 2.740 t und ca. 2.000 t für ein gasgefeuertes Kraftwerk mit einer Leistung von 500 MW_{el}. [vgl. Desidere und Paolucci 1999 in Bauer 2005, S. 167]. Auf Basis dieser Zahlen beträgt der jährliche Aufwand für MEA in einem 237 MW Kraftwerk 2 bis 3 Mio. €. Umgerechnet auf die spezifischen Kosten pro kWh entspräche das etwa 0,2 bis 0,3 ct/kWh bei einer unterstellten Erzeugung von einer TWh. Obwohl die tatsächliche Höhe der zu erwartenden Lösungsmitteldegradation aufgrund fehlender Betriebserfahrungen mit großen Kraftwerken weitestgehend unbekannt ist, verdeutlichen die Zahlen, dass die zusätzlichen Aufwendungen für verbrauchte Absorptionsmittel einen nicht unerheblichen Kostenpunkt bei den Betriebskosten ausmachen können. Für den Einzelfall bedarf es daher einer Abwägung zwischen den Kosten einer Rauchgasreinigung und den Kosten durch den zusätzlichen Verbrauch an Absorptionsmitteln.

Die weltweit größte im Betrieb befindliche Anlage zur Abtrennung von CO₂ setzt Amine als Absorptionsmittel ein und hat eine Abscheideleistung von 800 t_{CO2} pro Tag. Dies entspricht in etwa 10% des CO₂ Ausstoßes eines 500 MW Steinkohlekraftwerkes [vgl. DTI 2000a, S. 3]. Das Beispiel zeigt, dass die heutigen Anlagengrößen noch Dimensionen unter den erforderlichen Anlagengrößen für einen Einsatz zur CO₂-Abtrennung in Kraftwerken liegen. Der Bau von Anlagen mit einer größeren, dem Einsatz in Kraftwerken entsprechenden Kapazität gilt zwar als umsetzbar, wird aber als nicht ganz unproblematisch eingeschätzt [vgl. Radgen et al 2006, S. 56]. Ähnlich wird das MEA-Verfahren von Klemes und Bulatov (2005) eingeschätzt. Grundsätzlich wird diese Technologie aufgrund der industriellen Anwendung als ausgereift angesehen, allerdings besteht auch noch Potential zur Verbesserung [vgl. Klemes und Bulatov 2005, S.26].

Mit Diethanolamin (DEA), Triethanolamin (TEA) und Diisopropanolamin (DIPA) stehen weitere Amine zur Verfügung, die als Absorptionsmittel eingesetzt werden können. Im Gegensatz zum MEA-Verfahren hat mit diesen Absorptionsmitteln noch keine Anwendung im großtechnischen Maßstab stattgefunden [vgl. Göttlicher 1999, S. 13ff, Brand 1996, S 28ff, Ploetz 2003, S. 3]. Weiterhin zählen zu den chemischen Absorptionsverfahren die Ammoniakwäsche, die Heißpottasche-Wäsche, das Metallhydroxid-Nasswaschverfahren und das Metalloxid-Trockenverfahren. Diese und auch Kombinationen aus physikalischen und chemischen Absorptionsmitteln wie das Sulfinol- und Amisol-Verfahren sowie aktivierte MDEA (Methyl-Di-Ethanol-Amin) gehören zur Gruppe der Absorptionsverfahren [vgl. David 2000, S. 28]. Die kombinierten Verfahren erreichen ebenfalls hohe Abtrenngrade und liegen mit einem Energieverbrauch von etwa 0,06-0,07 kWh/kg_{CO2} unter dem Verbrauch der chemischen Absorptionsverfahren [vgl. Göttlicher 1999, S. 163].

Tabelle 6.5 fasst die Ergebnisse einer Literaturstudie zu den Wirkungsgradverlusten und der „energy penalty“ getrennt nach unterschiedlichen Kraftwerkstypen zusammen. Die Tabelle enthält nur Angaben für das MEA-Verfahren. Zusätzliche Aussagen über weite-

re chemische Absorptionsverfahren waren aus der zugänglichen Literatur nicht abzuleiten. Zudem beschränkt sich die Tabelle auf die beiden Kraftwerkstypen Dampfkohlekraftwerk und GuD. Das IGCC-Konzept ist nicht aufgeführt, da sich für diesen Kraftwerkstyp die physikalischen Absorptionsverfahren zur CO₂-Entnahme besser eignen. Die Wirkungsgradverluste liegen für kohlegefeuerte Dampfprozesse in einer Spannbreite zwischen 7 und 13 und für Erdgas-GuD zwischen 5 und 11 Prozentpunkten. Entsprechend ist mit einem erhöhten Energieinput pro erzeugter kWh_{el} zwischen 19 und 52% bei Kohlekraftwerken und 11 und 24% bei Erdgas-Kombikraftwerken zu rechnen.

Tabelle 6.5: Wirkungsgradverlust und „energy penalty“ chemischer Absorption.

Kraftwerk	Verfahren	Wirkungsgradverlust in %-Punkte	„energy penalty“ in %
Kohle Dampf	MEA	7-13	19-52
GuD	MEA	5-11	11-24

Quelle: s. Anhang C.1 und C.4.

6.3.6.1.2 Adsorptionsverfahren

Mit den Adsorptionsverfahren bestehen neben der Absorption weitere Prozesse, die zur Abscheidung von CO₂ aus Gasen genutzt werden können. Unter Adsorption wird die Anlagerung oder Bindung bestimmter Bestandteile aus gasförmigen oder flüssigen Gemischen an die Oberfläche poröser grenzflächenaktiver Feststoffe verstanden. Unterschieden wird in die zu adsorbierende Komponente – dem Adsorptiv – und in den adsorbierenden Feststoff, der als Adsorbens bezeichnet wird. Als Adsorbentien oder Adsorptionsmittel kommen Aktivkohle, Aktivkoks, Kohlenstoffmolekularsiebe, Kieselgel, Aluminiumoxidgel oder Zeolith-Molekularsiebe zum Einsatz. Der Begriff Festkörperverfahren ist eine weitere Bezeichnung für die Gruppe der Adsorptionsverfahren [vgl. Turkovic 2002, S. 21f].

Die Anlagerung des Adsorptivs an den Adsorbens erfolgt entweder über physikalische oder chemische Bindungskräfte. Eine grobe Unterteilung der Adsorptionsverfahren kann entsprechend in die physikalische und chemische Adsorption vorgenommen werden.

Bei der physikalischen Adsorption wirken elektrostatische oder Van-der-Waals-Kräfte, um das Adsorptiv an den Adsorbens zu binden. Es kommt aufgrund der geringen Reichweite der beiden Kräfte nur zu einer schwachen Bindung des Adsorptivs an den Festkörper. Die Regeneration des Adsorbens erfolgt über Druckabsenkung, weshalb die

physikalische Adsorption Druckwechseladsorption oder auch „Pressure Swing Adsorption“ (engl. PSA) genannt wird [vgl. Göttlicher 1999, S. 14].

Im Unterschied zur physikalischen Adsorption wirken bei der chemischen Adsorption Valenzkräfte. Adsorptiv und Adsorbens gehen eine chemische Bindung ein. Aufgrund der stärkeren Bindungskräfte bedarf es zur Regeneration des Adsorbens eines größeren Energieaufwands. In der Regel erfolgt die Regeneration – falls überhaupt möglich – durch eine Temperaturerhöhung. Die chemische Adsorption wird daher auch als Temperaturwechseladsorption oder „Temperature Swing Adsorption“ (engl. TSA) bezeichnet.

Ein Vorteil der PSA gegenüber der TSA ist der geringere Energieverbrauch zur Freisetzung des Adsorptivs. Zur Regeneration des Adsorbens wird bei der TSA etwa zwei bis drei Mal soviel Energie benötigt wie bei der PSA. Als weiterer Nachteil der TSA gegenüber der PSA wird der wesentlich größere Flächenverbrauch angeführt, der in etwa bei dem zehnfachen einer PSA-Anlage liegt. Zusätzlich von Nachteil sind die höheren Investitionskosten der TSA-Anlage. Laut einer Untersuchung der Internationalen Energieagentur (1998) verursacht die Integration einer TSA-Anlage in ein Kraftwerk einen Investitionskostenzuschlag von 100%. Dies trifft sowohl auf herkömmliche Kohlekraftwerke als auch auf kohle- bzw. gasgefeuerte GuD-Anlagen zu. Eine Bestätigung findet dieser Wert in der Untersuchung von Göttlicher (1999). Die Investitionskosten eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung über die Adsorptionsverfahren belaufen sich dort mit 2.000 €/kW auf etwa das Doppelte der spezifischen Investitionskosten eines Referenzkraftwerkes ohne CO₂-Abtrennung. Im Vergleich dazu liegen die Investitionskosten einer PSA-Anlage je nach Kraftwerkstyp und eingesetztem Energieträger in etwa 10 bis 70% über den Investitionskosten eines vergleichbaren Kraftwerks ohne CO₂-Abtrennung. Aus diesen Gründen lag der Fokus in der Forschung bisher eher auf der PSA als auf der TSA [vgl. Göttlicher 1999, S. 61, IEA 1998, S. 12].

Erfolge konnten beim Energieverbrauch der PSA erzielt werden. Der ursprüngliche Energiebedarf von etwa 0,7 kWh/kg_{CO2} konnte in Testanlagen auf 0,56 kWh/kg_{CO2} gesenkt werden [vgl. Thambimuthu et al 2005, S. 20]. Neben der reinen PSA und TSA sind auch Kombinationen der Druckabsenkung und Temperaturerhöhung zur Regeneration möglich.

Der Rückhaltegrad der Adsorptionsverfahren kann bis zu 90% erreichen und liegt damit auf dem Niveau der Absorptionsverfahren [vgl. Fishedick et al 2007, S. 219]. Angaben zum Wirkungsgradverlust durch Einsatz der Adsorptionsverfahren sind nur in wenigen Veröffentlichungen enthalten. In Göttlicher (1999) z.B. werden die Verluste eines Kohlekombikraftwerkes mit ca. 16 Prozentpunkten angegeben. Es bleibt unerwähnt, für welche Art der Regeneration dieser Wert zutrifft [vgl. Göttlicher 1999, S. 61].

Sowohl PSA als auch TSA werden kommerziell für die Trennung von Gasen eingesetzt. Zu den Anwendungsgebieten zählen die Abtrennung von CO₂ aus Erdgas und die Erzeugung von Wasserstoff [vgl. Klemes und Bulatov 2005, S. 28]. Erfahrungen liegen bisher nur für Anlagen mit kleinem Gasstrom oder unter Laborbedingungen vor. Radgen et al (2006) sehen den Einsatz der Adsorptionsverfahren im Kraftwerksbereich am ehesten bei der pre combustion Abtrennung, da hier kleinere Gasvolumen zu hantieren sind als bei der Rauchgasabtrennung [vgl. Radgen et al 2006, S. 62].

Trotz der Fortschritte, z. B. bei dem Energieverbrauch, wird bei dem jetzigen Entwicklungsstand der Adsorptionsverfahren ein kommerzieller Einsatz zur CO₂-Abtrennung in der Stromerzeugung angezweifelt. Als Gründe dafür gelten neben dem Mangel an Erfahrungen mit realisierten Großanlagen die geringe Regenerationsrate, die geringe Kapazität sowie Selektivität der verfügbaren Adsorbentien und der im Vergleich zu anderen CO₂-Abtrennverfahren höheren Kosten. Hinzu kommt eine diskontinuierliche Prozessführung bei der Handhabung großer Gasmengen in Kraftwerken [vgl. Radgen et al 2006, S. 62, Reichle et al 1999, S. 2-7, Thambimuthu et al 2002, S. 30].

6.3.6.1.3 Membran-Verfahren

Einen weiteren Ansatz zur Abtrennung von CO₂ aus Gasen bildet der Einsatz von Membranen. Gegenwärtig ist eine Reihe von Membranen zur Gastrennung verfügbar. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den eingesetzten Membranen ist das verwendete Material. Es wird zwischen Polymer-, Palladium-, Keramik- und Hybridmembranen unterschieden.

Das Grundschema der Gastrennung läuft bei den unterschiedlichen Membrantypen identisch ab. Die Gastrennung durch Membranen beruht darauf, dass die in einem Gas-Mix enthaltenen Komponenten in unterschiedlicher Weise mit dem Membranmaterial interagieren. Die Membran bildet eine selektive Barriere. Einige Komponenten des Gasstroms können durch die Membran treten, während andere Komponenten zurückgehalten werden. Es kommt zu einer Teilung des ursprünglichen Gasstroms in zwei Gasströme. Rein begrifflich wird zwischen dem Retentat und dem Permeat unterschieden. Der Permeat besteht aus den Komponenten des ursprünglichen Gasstroms (oder auch Feed), die durch die Membran treten konnten. Entsprechend setzt sich das Retentat aus den von der Membran zurückgehaltenen Komponenten des Feedgasstroms zusammen.

Selektivität und Permeabilität sind die wesentlichen Größen, mit denen die Trenneigenschaften einer Membran beschrieben werden. Als Permeabilität einer Membran wird die Eigenschaft bezeichnet Gase bzw. Flüssigkeiten durchzulassen. Die Selektivität gilt als Maß für die Effektivität der Trennung durch die Membran. Sie gibt an, welcher Anteil bei einer chemischen Umsetzung eines Ausgangsproduktes in das gewünschte Zielprodukt umgesetzt wurde [vgl. Klemes und Bulatov 2005, S. 29].

Neben den Eigenschaften der Membran ist ein dritter den Prozess bestimmender Parameter das Druckverhältnis zwischen Permeat zu Feedgas. Das Druckgefälle von Feedgas zu Permeat kann entweder über das Anlegen eines Überdruckes auf der Feedgas-Seite oder über die Erzeugung eines Vakuums auf der Permeat-Seite hervorgerufen werden. Entsprechend können die beiden Seiten auch in Hochdruck- bzw. Niederdruckseite unterschieden werden. Die Güte der Trennung kann über diesen Parameter direkt beeinflusst werden. Um eine gute Trennung zu erreichen, ist ein hohes Druckverhältnis notwendig. Mit der Anhebung des Druckverhältnisses erhöht sich gleichzeitig die Verdichterarbeit und der dafür notwendige Energieaufwand [vgl. Turkovic 2002, S. 23ff].

Ein Problem der Gastrennung mit Hilfe von Membranen ist die geringe Selektivität der Trennschicht. Nach Göttlicher (1999) ist die erreichbare Selektivitäten von Membranen noch nicht ausreichend und liegt deutlich unter der benötigten Mindestselektivität [vgl. Göttlicher 1999, S. 17]. Zur Erreichung der notwendigen Abtrenngüte wären mehrere Membranstufen oder eine Kreisführung der Abgasströme erforderlich. Durch diesen zusätzlichen Aufwand wachsen mit der Komplexität der Anlagen auch die Kosten und der Energieaufwand [vgl. DTI 2000a, S. 5, Klemes und Bulatov 2005, S. 29]. Der spezifische Energieaufwand zur Trennung von einem Kilogramm CO₂ beträgt ca. 0,32 kWh [vgl. Fishedick et al 2007, S. 220].

Zudem unterliegen Membranen z.B. aus Palladium oder Polymeren einer Degradation. Hervorgerufen wird die Verschlechterung der Selektivität und Permeabilität durch aggressive Substanzen im Rauchgas. Die Degradation wiederum führt zu einem häufigen Austausch der betroffenen Schichten und gleichzeitig zu erhöhten Kosten. Um den Austausch der Membran zeitlich zu verzögern, wäre eine vorgeschaltete Reinigung des Rauchgases notwendig. Durch die Integration einer Reinigungsstufe steigt mit der Reinheit des Gasstromes zwar die Lebensdauer der Membranen aber gleichzeitig erhöhen sich die Kosten der Anlage. Einige Membranmaterialien wie z. B. Polymermembrane weisen zu geringe Hitzebeständigkeiten auf und können nur bei Temperaturen bis 200°C eingesetzt werden. Für einen Einsatz dieser Membrantypen im Kraftwerk wäre eine Vorkühlung des Rauchgases notwendig [vgl. Turkovic 2002, S. 23].

Bessere Ergebnisse werden von anorganischen Membranen aus metallischen oder keramischen Verbindungen erwartet. Untersuchungen haben gezeigt, dass anorganische Membrane auch unter hohem Druck, hohen Temperaturen und einer korrosiven Umgebung längere Lebensdauern erwarten lassen als Polymermembrane. Anorganische Membrane können in der Art hergestellt werden, so dass kleine Moleküle von größeren Verbindungen oder große Moleküle von kleineren Molekülen getrennt werden können. Das hat den Vorteil, dass das gewünschte Gas entweder auf der Hoch- oder Niederdruckseite der Membran gehalten werden kann und für die weitere Verwendung z.B.

der hohe Druck ausgenutzt wird. Nachteilig gegenüber den anderen Membranmaterialien sind die für die Herstellung höheren Kosten. Unter Umständen ist der Einsatz von mehreren Membranen mit unterschiedlichen Eigenschaften erforderlich, um einen CO₂-Gasstrom mit einer hohen Reinheit zu erzeugen [vgl. Reichle et al 1999, S. 2-8f, Thambimuthu et al 2002, S. 30].

Alternativ zur Gas-Separationsmembran können auch Gas-Absorptionsmembrane zur Abtrennung von CO₂ eingesetzt werden. In diesem Fall dient die Membran als Kontaktschicht zwischen einem Gasstrom und einer Flüssigkeit. Die Trennung bestimmter Komponenten vom Gasstrom wird durch die Selektivität der Flüssigkeit erreicht. Als Flüssigkeit kann z.B. MEA zum Einsatz kommen. Die Membran muss also im Gegensatz zur Gas-Separationsmembran nicht unbedingt eine Selektivität aufweisen. Sie dient in erster Linie dazu, eine Vermischung von Gas und Flüssigkeit zu verhindern [vgl. IEA 1998, S. 16, IPCC 2005, S. 120, Bauer 2005, S. 168f, Klemes und Bulatov 2005, S. 30].

Die CO₂-Abtrennung aus Rauchgasen mit Hilfe der Membranverfahren ist nicht Stand der Technik. Ein Einsatz in großtechnischem Maßstab wird nicht vor 10 bis 15 Jahren erwartet. Defizite liegen vor allem in der Selektivität, Permeabilität und Temperaturbeständigkeit der Membranen sowie in den im Vergleich zum MEA-Verfahren hohen Kosten. Für die Zukunft gilt die Membrantechnologie und hier insbesondere die Gas-Absorptionsmembran als sehr viel versprechende Option für die CO₂-Abtrennung. Die derzeitigen Mängel werden als überwindbar eingeschätzt. Ein Einsatz der Membrantechnologie ist sowohl bei der vor- als auch nachgeschalteten CO₂-Abtrennung in Kombikraftwerken denkbar. Allerdings bedarf es dazu einer intensiveren Forschung, zu der nicht allein die Weiterentwicklung bestehender Membranen, sondern auch die Entwicklung neuer Membranverbindungen zu zählen ist [vgl. Fishedick et al 2007, S. 220, DTI 2000a, S. 5, Damen 2007, S. 41].

Der Entwicklungsstand der Membrantechnologie zur CO₂-Abtrennung spiegelt sich letztendlich auch in der Dichte der verfügbaren Daten zu Rückhaltegraden und Wirkungsgradverlusten. Die meisten Kraftwerksstudien befassen sich mit der CO₂-Abtrennung über die chemische und physikalische Absorption. Einen ersten Anhaltspunkt zur Effizienz der Membrantechnologie liefert eine Übersicht in Göttlicher (1999). Ohne genauere Angaben zur Art der Membran kann anhand dieser Übersicht der Rückgang im Wirkungsgrad eines Dampfkraftwerks mit 13 Prozentpunkten bestimmt werden. Die spezifische Emissionsminderung liegt mit 34% deutlich unter den Werten, die bei Dampfkraftwerken mit MEA berechnet wurden. Bessere Abtrenngrade werden mit dem Membranverfahren in IGCC-Kraftwerken erreicht. Hier liegen die erreichbaren spezifischen Emissionsminderungen bei 75 bis 96% [vgl. Göttlicher 1999, S. 61].

6.3.6.1.4 Kältetechnische Verfahren

Eine weitere Möglichkeit zur Abtrennung von CO₂ bieten kältetechnische Verfahren. Diese Verfahren basieren auf der Tieftemperaturzerlegung von Gasen. CO₂ kann durch Abkühlung und Kondensation bei sehr niedrigen Temperaturen in flüssiger Form gewonnen werden. Für Temperaturen unterhalb -57 °C (Tripelpunkttemperatur von CO₂) sublimiert CO₂. In diesem Bereich sind geringere Drücke zum Ausfrieren des CO₂ erforderlich. Um z.B. ein Abtrenngrad von 90 % aus Synthesegasen zu erreichen, ist bei einer Temperatur von -56 °C ein Druck von 88 bar notwendig. Bei 0 °C wäre ein Druck von 592 bar erforderlich. [vgl. Turkovic 2002, S. 25, Göttlicher 1999, S. 89].

Kommerzielle Anwendung findet die Tieftemperaturzerlegung bei der Reinigung von Gasströmen mit einer hohen CO₂-Konzentration (>90 %). Eine weitere Voraussetzung für eine Anwendung dieser Verfahren ist, dass andere im Gasstrom enthaltene Komponenten nicht kondensierbar sind oder deren Kondensations- bzw. Sublimationstemperatur unter der von CO₂ liegt. Gegebenenfalls müssten eher kondensierende Bestandteile wie Wasser vorher aus dem Abgas entfernt werden, um erstens einen reinen CO₂-Strom zu erhalten und zweitens die Funktionstüchtigkeit der Anlage aufrecht zu halten.

Nach der Abtrennung liegt das CO₂ in flüssiger Form vor. Das hat den Vorteil, dass für einige Transport- bzw. Speicheroptionen des CO₂ wie z.B. der Schifftransport und die Speicherung in Ozeanen keine weitere Energie zugeführt werden müsste. Als nachteilig sind der hohe Energieaufwand zur Abkühlung sowie die eventuelle Reinigung des Abgases anzusehen. Der Energieverbrauch pro abgetrennten Kilogramm CO₂ beträgt etwa 1,2 kWh. Für die Abtrennung aus Kraftwerksgasen gibt es bisher keine Erfahrungen. Erste Berechnungen zeigen, dass eine CO₂-Abtrennung durch Tieftemperaturverfahren den Wirkungsgrad eines Kraftwerks um 14 bis 18% reduziert [vgl. Fishedick et al 2007, S. 220]. Eine Anwendung der CO₂-Abtrennung auf Basis der Tieftemperaturzerlegung im Stromerzeugungsbereich ist nach Einschätzung von Radgen et al (2006) als Brenngas- oder Rauchgasdekarbonisierung denkbar [vgl. Radgen et al 2006, S. 62]. Dem steht eine Aussage einer Untersuchung des DTI (2000a) entgegen, die den Einsatz eher in Gasen unter hohem Druck, wie z.B. den Synthesegasen sehen [vgl. DTI 2000a, S. 3].

6.3.6.2 Hochtemperaturverfahren

Eine weitere für die Zukunft als viel versprechend angesehene technische Option der CO₂-Abtrennung besteht mit den Hochtemperaturverfahren. Die Abtrennung erfolgt bei diesen Verfahren durch die Bindung von CO₂ mit Oxiden oder Silikaten. Ein deutlicher Vorteil besteht bei diesen Verfahren darin, dass die CO₂-Trennung bei hohen Temperaturen geschehen kann und im Gegensatz zu den Niedertemperaturverfahren keine Abkühlung der Gase notwendig ist. Dadurch können Effizienzverbesserungen gegenüber den anderen Abtrennverfahren erzielt werden, da die Brenngase ungekühlt auf die Tur-

bine geführt werden können. Mögliche Einsatzgebiete im Bereich der Kraftwerkstechnologie könnten bei GuD-, IGCC- oder Dampfkraftwerken liegen. Der Einsatz des CO₂-Absorptionsmaterials erfolgt entweder direkt in der Verbrennungs-, Reformierungs- sowie Vergasungsphase oder nachgeschaltet in z.B. der Shift-Reaktion. Erreichbar scheinen Rückhaltegrade, die in der Größenordnung der physikalischen und chemischen Absorptionsverfahren liegen. Der spezifische Energiebedarf zur Abtrennung beträgt ca. 0,2 kWh/kg_{CO₂}.

Bisher befinden sich die Hochtemperatur-Absorptionsmaterialien noch in der Entwicklung. Als aussichtsreich gelten natürliche Carbonate wie Kalk und Dolomite sowie natürliche oder künstliche Silikate. Eine wesentliche Anforderung an die Absorptionsmaterialien ist die Zyklenbeständigkeit. Durch wiederholte CO₂-Absorption und Regeneration verlieren die Absorptionsmittel mit der Zeit ihre Fähigkeit CO₂ aufzunehmen. Ziel der Forschung und Entwicklung muss sein, stabile Absorptionsmaterialien zu entwickeln, die möglichst viele Absorptions- und Regenerationszyklen zulassen [vgl. Fishedick et al 2007, S. 221].

6.3.7 Nachrüstung von Kraftwerken mit CCS

Die Möglichkeiten der Integration von CCS-Maßnahmen in Kraftwerken beschränken sich nicht allein auf den Neubau von Kraftwerken. CCS kann ebenfalls in bestehenden Kraftwerken nachgerüstet werden. In der Literatur hat sich dafür der Begriff des „retrofit“ von Kraftwerken etabliert.

In Deutschland besteht für die nächsten 15 bis 20 Jahre ein erheblicher altersbedingter Ersatzbedarf an konventionellen Kraftwerken. Gleichzeitig wird die kommerzielle Verfügbarkeit von CCS-Anlagen nicht vor dem Jahr 2020 gesehen [vgl. BMWA 2003, S. 67f, Linßen et al 2006, S. 71, Ewers und Renzenbrink 2005, S. 48, Deutscher Bundestag 2002, S. 481, Hassa 2005, S. 12, BMWi et al 2007, S. 24f]. Mit der Ausnahme von Prototypen und Demonstrationsanlagen werden die wenigsten neuen Kraftwerke im Investitionszyklus der nächsten 15 Jahre mit CCS ausgestattet. Vor dem Hintergrund der langen Kraftwerkslaufzeiten von 35 bis 40 Jahren und der Notwendigkeit die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung langfristig zu senken, kommt der nachträglichen Integration von CCS eine besondere Bedeutung zu. Anstehende Investitionsentscheidungen sollten daher bereits heute eine nachträgliche Integration von CCS mit in Betracht ziehen [vgl. Linßen et al 2006, S. 38].

Zum „retrofit“ von Kraftwerken werden in der Literatur vorwiegend zwei Möglichkeiten diskutiert. Das ist zum einen die post combustion CO₂-Abtrennung über MEA-Verfahren und zum anderen die CO₂-Abtrennung mit Hilfe der Verbrennung in einer reinen Sauerstoffatmosphäre. Beide Varianten haben Veränderungen am Kraftwerksaufbau zur Folge. Bei der Rauchgasabtrennung mittels der MEA-Verfahren äußern sich

die Veränderungen im Wesentlichen durch einen zusätzlichen Platzbedarf für die Rauchgasabtrennung, die Kolonnen zur Regeneration der Waschflüssigkeit, eine Möglichkeit zur Dampfantnahme aus der Turbine und Speichermöglichkeiten für die Absorptionsmittel. Die Abmessungen der beiden Hauptkomponenten einer Absorptionsanlage (Absorber- und Desorberkolonne) betragen für eine Abtrennleistung von 84 t_{CO₂} pro Stunde ca. 4 m im Durchmesser und 30 m in der Höhe. Nach Berechnungen von Radgen et al (2006) wären für ein 1.000 MW_{th} Kohlekraftwerk mit einem CO₂-Ausstoß von 340 t_{CO₂}/h sechs der beschriebenen Kolonnen notwendig. Fishedick et al (2007) schätzen den zusätzlichen Platzbedarf auf 50 bis 100%. Konkretere Angaben werden von Linßen et al (2006) gegeben. Das spezifische Bauvolumen für ein Steinkohlekraftwerk unter Berücksichtigung einer MEA-Anlage erhöht sich von 0,86 m³/kW auf 1,56 m³/kW [vgl. Radgen et al 2006, S. 56, Fishedick et al 2007, S. 62, Linßen et al 2006, S. 21].

Für die Nachrüstung zu einem Oxyfuel-Kraftwerk liegen die wesentlichen Maßnahmen in der Bereitstellung einer Luftzerlegungsanlage zur Erzeugung von Sauerstoff und in einer Anpassung des Kessels, um eine Rezirkulation des CO₂ zur Temperaturkontrolle der Verbrennung zu ermöglichen. Eine Anpassung bestehender Kraftwerke an eine Sauerstoffverbrennung wird als technisch machbar angesehen [vgl. IPCC 2005, S. 124, vgl. Fishedick et al 2007, S. 61]. Nach Fishedick et al (2007) zählen zu wichtigsten Voraussetzungen für ein „retrofit“

1. die Verfügbarkeit von ausreichend Platz zur Integration der CCS-Anlage,
2. ein möglichst hoher Wirkungsgrad (größer als 30 %), da ansonsten aus wirtschaftlichen Gründen eine Nachrüstung nicht sinnvoll ist und
3. Kraftwerksblöcke der oberen Leistungsklasse bis 1.000 MW [vgl. Fishedick et al 2007, S. 61f].

Der IPCC Sonderbericht zu CCS sieht das retrofitting von Kraftwerken als eine mögliche Option, wenn eine schnelle Einführung von CCS erforderlich scheint. Allerdings werden für das retrofit von Kraftwerken die folgenden Hindernisse genannt:

1. den bereits erwähnten zusätzlichen Platzbedarf für das capture Equipment,
2. eine ausreichende Restlebensdauer des Kraftwerks, um die Investitionen für CCS rechtfertigen zu können und
3. den geringen Wirkungsgrad alter Kraftwerke und in Verbindung damit die verhältnismäßig höheren Auswirkungen durch CCS auf die Kraftwerksleistung im Vergleich zu hocheffizienten Kraftwerksneubauten [vgl. IPCC 2005, S.111].

Diese Hindernisse könnten zum Teil umgangen werden, indem z.B. bei dem Bau von Kraftwerken ausreichend Platz zur Integration von Abtrennanlagen eingeplant wird und die Kraftwerke sozusagen „capture ready“ ausgelegt werden. Kraftwerke werden als

„capture ready“ bezeichnet, wenn bereits bei der Planung und dem Bau eine Integration von CCS zu einem späteren Zeitpunkt berücksichtigt wurde. Dieser Ansatz trifft allerdings nur auf anstehende Neubauten zu. Für existierende Kraftwerke ist das Vorhandensein von genügend Platz ein unumgängliches Kriterium für die Einbindung von CO₂-Abtrennungsanlagen. Eine Ausnahme bildet die Nachrüstung für die „Oxyfuel-Abtrennung“. Wesentliche Bestandteile wie z.B. die Anlage zur Erzeugung des Sauerstoffs könnten außerhalb des Kraftwerksgeländes auf einem separaten Platz errichtet werden.

Die zusätzlich genannten Hindernisse könnten durch weitere Umbaumaßnahmen am Kraftwerk vermieden werden. Alte Kessel und Turbinen könnten durch effizientere, moderne Kessel und Turbinen ausgetauscht werden. Dadurch ließe sich evtl. der Wirkungsgrad des Kraftwerks auf dem Niveau ohne CCS retrofit halten. Allerdings würden die zusätzlichen Maßnahmen weitere Kosten verursachen und insgesamt zu höheren Umbaukosten führen [vgl. IPCC 2005, S. 111].

Die Maßnahmen, um ein Kraftwerk „capture-ready“ zu machen, können zudem für Kohlekraftwerke die Wahl eines möglichst hocheffizienten Kessels und die Nähe zu einem geeigneten Speicherort umfassen. Für ein IGCC-Kraftwerk käme eine Überdimensionierung des Vergasers in Betracht, um auch mit der CO₂-Abtrennung genügend Brenngas für eine ausreichende Auslastung der Turbine bereitzustellen [vgl. Bohm 2006, S. 70ff, Bohm et al 2005, S. 3ff]. Weitere Umbaumaßnahmen sind in IEA 2007 enthalten [vgl. IEA 2007, S. 29ff].

Der Gedanke Kraftwerke „capture ready“ zu bauen, scheint auf den ersten Blick nachvollziehbar. Allerdings sind die genannten Maßnahmen mit zusätzlichen Kosten verbunden, die ökonomisch unter aktuellen Rahmenbedingungen schwer zu rechtfertigen sind. Allenfalls wären Maßnahmen möglich, die nur geringe Investitionen nach sich ziehen wie z.B. das Vorhalten von zusätzlichem Platz [vgl. Grünwald 2007, S. 64, IEA 2007, S. vi]. Nach Bohm et al (2005) belaufen sich die zusätzlichen Investitionen für ein IGCC-Kraftwerk auf 30 Millionen US\$. Diese Summe entspricht bei dem betrachteten Kraftwerk einem Anstieg der Gesamtinvestitionskosten von ca. 5 Prozent. Es bleibt unerwähnt, welche Maßnahmen mit dieser Summe abdeckt werden [Bohm et al 2005, S. 3ff]. Zu einer negativen Bewertung gelangt das MIT (2007), das in „capture ready“-Kraftwerken keine erfolgversprechende Option sieht [vgl. MIT 2007, S. XIV und S. 99]. Letztendlich kommt auch die IEA (2007) zu dem Schluss, dass die ökonomisch attraktiven Möglichkeiten für umfassende Vorabmaßnahmen sehr begrenzt sind. Allenfalls bei einer möglichst zeitnahen Umstellung von „capture ready“ auf CO₂-Abtrennung könnten sich Vorabinvestitionen rechnen [vgl. IEA 2007, S. vi].

Gibbins et al (2004) nennen sechs Regeln für eine optimale Integration von post combustion capture Anlagen in Kraftwerke. Die Untersuchung hatte zum Ziel, die Ef-

ektivität der CO₂-Abtrennung zu erhöhen und Verbesserungspotential gegenüber Studien aufzuzeigen, in denen die Regeln nicht oder nur teilweise befolgt wurden. Diese Regeln umfassen z.B. im Dampfkreislauf mit höchstmöglichen Temperaturen zu arbeiten, die Wärme für die Regeneration des Lösungsmittels auf einem möglichst geringen Temperaturniveau dem Dampf zu entnehmen, die Abwärme aus der Lösungsmittelregeneration zu nutzen und die besten Lösungsmittel einzusetzen. Anhand von Beispielen werden die Auswirkungen auf die Effizienz bei unterschiedlicher Berücksichtigung der Regeln erläutert. So wird für gleichzeitige Umrüstung auf einen Dampfprozess mit bestmöglichen Dampfzuständen und dem Einsatz neuer Lösungsmittel ein Wirkungsgrad von 34,5% errechnet. Demgegenüber würde ein Kraftwerk ohne Umrüstung und CO₂-Abtrennung nach dem MEA-Verfahren einen Wirkungsgrad von 24% erreichen. Die Effizienzeinbußen durch das retrofit liegen bei 9 bzw. 12 Prozentpunkten und die energy penalty beträgt 26 bzw. 50% [vgl. Gibbins et al 2004, S. 2ff]. Damit liegen die Berechnungen von Gibbins et al (2004) für die Effizienzeinbußen eher am unteren Ende der Spannweite von Ergebnissen anderer Untersuchungen zum retrofit von Kraftwerken. Nach der ausgewerteten Literatur liegen die Wirkungsgradverluste bei einer Nachrüstung mit dem MEA-Verfahren zwischen 9 und 15 Prozentpunkten. Für die energy penalty reichen die Ergebnisse von 26 bis 77% (s. Anhang C.2).

Im Vergleich zu Kraftwerksneubauten ist im Mittel die nachträgliche Integration von CCS in bestehenden kohlegefeuerten Kraftwerken durch deutlich höhere Wirkungsgradeinbußen und „energy penalties“ gekennzeichnet. Die nachträgliche Integration von CCS bei Steinkohlekraftwerken verursacht nach Literaturangaben im Mittel eine Wirkungsgradeinbuße von 12 Prozentpunkten und eine „energy penalty“ von 53%. Demgegenüber ist beim Neubau von kohlegefeuerten Kraftwerken mit einem Rückgang des Wirkungsgrads im Mittel von 10 Prozentpunkten und einer „energy penalty von 35% durch das CCS zu rechnen (s. Anhang C.1 und C.2). Eine Bestätigung findet die Höhe der Wirkungsgradeinbuße in einer Studie von Linßen et al (2006). Als Ursache für die höheren Effizienzverluste wird eine suboptimale Integration der MEA-Verfahren in den Kraftwerksprozess genannt [vgl. Linßen et al 2006, S. 20ff, IPCC 2005, S. 152].

Die nachträgliche Integration von CCS in Kraftwerken findet in der Literatur insgesamt weniger Beachtung als der Neubau von Kraftwerken mit CCS. Die meisten der Untersuchungen konzentrieren sich zudem auf die Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit Amin-Wäschen. Ausnahmen bilden Untersuchungen von z.B. Singh et al 2003, Alstom et al 2001 und IPCC 2005. In diesen Arbeiten sind auch Berechnungen für die Nachrüstung von Kraftwerken mit einer Sauerstoffverbrennung enthalten. Aussagen zu den Wirkungsgradeinbußen bzw. der „energy penalty“ lassen sich auf Basis der drei genannten Studien nicht treffen, da eine Analyse der Effizienzverluste nicht zum Inhalt der Untersuchungen zählte. Für die Nachrüstung von IGCC Kraftwerken liegen eben-

falls keine Daten in der Literatur vor. Die Ursache für das Fehlen entsprechender Daten ist, dass weltweit bisher nur wenige Anlagen dieses Typs im Betrieb sind.

Ebenso ausbaufähig gestaltet sich die Datenlage für das Nachrüsten von gasgefeuerten Kraftwerken. Lediglich eine Untersuchung konnte identifiziert werden, in der die Auswirkungen auf die Effizienz durch das retrofit mit einer MEA-Anlage untersucht werden. Demnach beträgt der Wirkungsgradverlust 9 Prozentpunkte und die „energy penalty“ liegt bei 19% [vgl. Marsh 2003, S. 37]. Bei einem Neubau läge nach Literaturangaben der Wirkungsgradverlust im Mittel ebenfalls bei 9 Prozentpunkten und die „energy penalty“ bei 20% (s. Anhang C.4).

6.3.8 Kosten der CO₂-Abtrennung

Der folgende Abschnitt analysiert die Kosten der CO₂-Abtrennung. Die Analyse basiert auf der Auswertung von Literaturdaten. Es erfolgt eine Untersuchung der Investitions-, Betriebs- und Stromerzeugungskosten. Die Kostendaten der verwendeten Literaturquellen sind in den Anhängen C.1 bis C.4 aufgeführt. Eine Analyse der CO₂-Vermeidungskosten erfolgt in Kapitel 7.

6.3.8.1 Investitionen

Es ist offensichtlich, dass bedingt durch die zusätzlich benötigten technischen Anlagenkomponenten für die CO₂-Abtrennung die Investitionskosten gegenüber einem herkömmlichen Kraftwerk steigen. Da es sich bei den Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Kraftwerken noch nicht um eine kommerziell verfügbare Technologie handelt, beruhen die Kostenangaben in der Literatur nicht auf tatsächlich vorhandenen, sondern auf rein hypothetischen Kraftwerken. Insofern sind die Kostenangaben auch eher als Größenordnung zu verstehen.

Die zusätzlichen Investitionen in eine CO₂-Abtrennungsanlage umfassen sämtliche Aufwendungen für die Planung, den Kauf und die Errichtung der Anlage. Darunter fallen auch die Luftzerlegungsanlage für die Verbrennung in einer reinen Sauerstoffatmosphäre sowie zusätzliche Gasreinigungsverfahren, die ohne CO₂-Abtrennung nicht notwendig wären, aber für den störungsfreien Betrieb der Abtrennung von Vorteil sind. Die Vergleichbarkeit der Investitionskosten wird dadurch erschwert, dass die Studien mitunter voneinander abweichende Kostenpositionen zu den Investitionen zählen oder wenig detaillierte Angaben zur Zusammensetzung der Investitionskosten gemacht werden. Der Vergleich kann zusätzlich durch fehlende Angaben zum Bezugsjahr der Investitionskosten sowie die Benutzung unterschiedlicher Faktoren zur Währungsumrechnung beeinträchtigt werden. Das Bezugsjahr kann über die Inflation oder über den Zeitpunkt und damit dem Entwicklungsstand der Technologie Einfluss nehmen. Handelt es sich z.B. bei den Angaben um ein Kraftwerk mit dem heutigen Entwicklungsstand oder um ein Kraftwerk, das zukünftig gebaut wird, bei welchem potentielle Lern- und Serieneffekte

bei den Kosten berücksichtigt werden, kann es zu Verzerrungen kommen. Wird das Bezugsjahr einer Untersuchung nicht angegeben, so sind die Kosten einer Technologie nicht vollständig vergleichbar. Die Wahl des CO₂-Abtrennverfahrens sowie die Effizienz des Kraftwerks haben weiteren Einfluss auf die Höhe der Investitionskosten.

Abbildung 6.5 zeigt die Investitionskosten für Kraftwerksneubauten ohne und mit CCS. In der Abbildung sind die Spannbreiten der Investitionskosten für unterschiedliche Kraftwerkstypen bzw. Abtrennverfahren enthalten. Die Investitionskosten für ein steinkohlegefeuertes Kraftwerk mit MEA-Verfahren betragen zwischen 1.500 und 3.200 €/kW_{el}. Bei einem Steinkohlekraftwerk ohne CCS liegen die Investitionskosten zwischen 800 und 1.950 €/kW_{el}. Gegenüber einem Referenzkraftwerk ohne CO₂-Abtrennung steigen die Investitionen durch die CO₂-Abtrennung zwischen 44 und 120% (s. Anhang C1). Im ungünstigen Fall kann es also zu mehr als einer Verdopplung der Investitionskosten durch die CO₂-Abtrennung kommen. Der Mittelwert der Investitionen liegt für eine Steinkohlekraftwerk mit CCS etwa bei 2.200 €/kW_{el}. Die mittleren Investitionskosten von Steinkohlekraftwerke ohne CCS betragen ca. 1.300 €/kW_{el}.

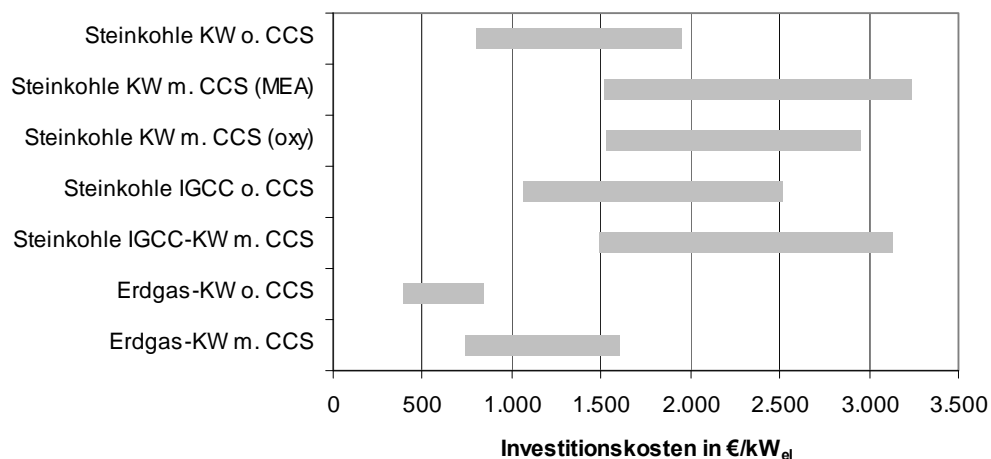


Abbildung 6.5: Investitionskosten für Kraftwerksneubauten ohne und mit CO₂-Abtrennung.

Quelle: Anhang C.1 bis C.4.

Für ein Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung über die Verbrennung in einer reinen Sauerstoffatmosphäre (Oxyfuel) belaufen sich die Investitionen auf ca. 1.500 bis 2.950 €/kW_{el} und liegen etwa 40 bis 90 % über den Investitionen eines vergleichbaren Kraftwerks ohne Sauerstoffverbrennung und CO₂-Abtrennung. Im Mittel liegen die Angaben zu den Investitionen für Kraftwerke mit dem Oxyfuel-Verfahren bei ca. 2.300 €/kW_{el}. Ein Kohlekraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abtrennung verursacht Investitionen zwischen 1.500 und 3.100 €/kW_{el}. Der Mittelwert beträgt ca. 2.000 €/kW_{el}. Kohle-IGCC Kraftwerke ohne CCS weisen Investitionskosten zwischen 1.050 und 2.500

€/kW_{el} auf. Die Spannweite der Investitionen für Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung reicht von etwa 700 bis 1.600 €/kW_{el}. Die Investitionskosten eines GuD-Kraftwerks ohne CCS liegen zwischen 400 und 850 €/kW_{el}. Das CCS verursacht einen Anstieg der Investitionen gegenüber einem Erdgas-GuD ohne Abtrennung von etwa 40 bis 130%. Der Mittelwert der Investitionskosten für ein Erdgas-GuD Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung über die ausgewerteten Studien beträgt ca. 1.000 €/kW_{el}.

Die großen Spannweiten in den Investitionen von 500 €/kW_{el} und mehr je nach betrachtetem Kraftwerkstyp zeigen, dass die Abschätzungen zu den Investitionskosten noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Im Vergleich der unterschiedlichen Kraftwerkstypen bzw. CO₂-Abtrennverfahren weisen die Erdgas-GuD-Kraftwerke insgesamt die geringsten Investitionen auf. Bezieht man sich alleine auf die Mittelwerte der Investitionskosten, verursachen unter den kohlebefeuerten Kraftwerksneubauten mit CO₂-Abtrennung die Kombi-Kraftwerke (IGCC) die geringsten investiven Aufwendungen.

Angaben zu den Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung sind in der Literatur deutlich seltener. Es liegen lediglich zwei Studien vor, in der Projektionen der Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke für das Jahr 2020 angegeben werden. Nach diesen Studien betragen die Investitionskosten für ein Braunkohledampfkraftwerk mit CO₂-Abtrennung 1.980-2030 €/kW_{el}, für ein Dampfkraftwerk mit Oxyfuel-Verbrennung 2.000 €/kW_{el} und für ein Braunkohle-Kombi-Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung über das Selexol-Verfahren 2.150 €/kW_{el} [vgl. Linßen et al 2006, S. 139, Viebahn et al 2010, S. 167]. Aufgrund der vergleichsweise sehr geringen Datenmenge zu den Kosten von Braunkohlekraftwerken mit CO₂-Abtrennung sind die Kostenangaben zu den Braukohlekraftwerke in Abbildung 6.5 nicht aufgeführt.

Im Unterschied zur Abbildung 6.5 enthält Abbildung 6.6 die im Vergleich zum Referenzkraftwerk zusätzlichen Investitionskosten für die CO₂-Abtrennung. Neben den Kraftwerksneubauten ist auch die Spannweite der Investitionen für das retrofit von Steinkohlekraftwerken enthalten. Als Referenzkraftwerk für das retrofit dient das Kraftwerk vor der Nachrüstung mit CO₂-Abtrennung. In der Regel werden dabei vollständig abgeschriebene Kraftwerke betrachtet. Aus diesem Grund ist der retrofit-Fall in der obigen Abbildung 6.5 nicht dargestellt.

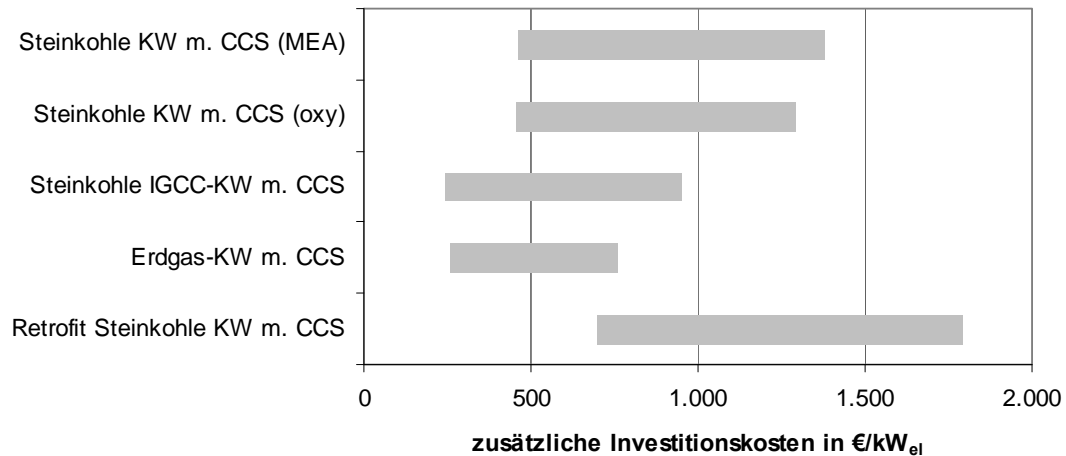


Abbildung 6.6: Zusätzliche Investitionen für die CO₂-Abtrennung.

Quelle: s. Anhang C.1 bis C.4.

Wie der Abbildung 6.6 zu entnehmen ist, liegen die spezifischen Investitionen für die Nachrüstung eines Steinkohlekraftwerks zwischen ca. 700 bis 1.800 €/kW_{el}. Der Mittelwert beträgt etwa 1.000 €/kW_{el} und liegt damit etwa 100 €/kW_{el} über dem Mittelwert der zusätzlichen Investitionen für ein neues Kohlekraftwerk mit CCS. Die Mittelwerte der anderen Kraftwerkstypen reichen von etwa 450 €/kW_{el} für Erdgaskraftwerke bis etwa 970 €/kW_{el} für Steinkohlekraftwerke mit Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre. Zu erwähnen ist, dass sich die Investitionsangaben für die Nachrüstung auf eine geringere Anzahl von Studien verteilen als es für Neubauten der Fall ist. Bei den mit Steinkohle gefeuerten Kraftwerksneubauten liegen die Kostenspannbreiten für das MEA-Verfahren und die Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre in etwa in der gleichen Größenordnung. Etwas günstiger können die Kosten bei einem IGCC-Kraftwerk ausfallen, das für eine günstigere Integrationsmöglichkeit der Abtrennungstechnologie in den Kraftwerksprozess spricht. Nach Literaturangaben können die spezifischen investiven Mehraufwendungen für die CO₂-Abtrennung in ein Kohle-Kombi-Kraftwerk unter den Kosten für ein GuD-Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung liegen. Insgesamt sind die zusätzlichen Investitionen für die Abtrennung wie auch die Angaben zu den Gesamtinvestitionen mit Einschränkung bei den GuD-Erdgaskraftwerken durch große Spannweiten gekennzeichnet. Die Spannbreiten können mitunter darauf basieren, dass die Angaben zu den Investitionskosten aus unterschiedlichen Jahren stammen und zu dem jeweiligen Zeitpunkt die Kosten sehr unterschiedlich eingeschätzt wurden. Zudem können die Annahmen zur Effizienz des Kraftwerks zu unterschiedlichen Kosten führen.

Für die Unsicherheit bezüglich der Kosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung spricht auch die Einstellung von geplanten Projekten zur kommerziellen Umsetzung der CO₂-Abtrennung. So wurde z.B. der Betriebsbeginn eines geplanten Kraftwerks mit

CCS in den USA aufgrund zu hoher Kosten auf 2015 verschoben. Es wird erwartet, dass durch eine Überarbeitung des Konzepts eine Kostenreduktion erzielt werden kann. Ebenfalls wegen zu hoher Kosten ruhen Projekte in Norwegen und Kanada. Die Investitionen für diese Projekte haben sich gegenüber anfänglichen Kostenschätzungen etwa um den Faktor zwei bis zweieinhalb erhöht [vgl. Bauer 2008, o. S.].

6.3.8.2 Betriebskosten

Laufende Ausgaben für den Betrieb von Kraftwerken werden verursacht durch Brennstoffkosten, Personal, Wartung, Versicherung, Rückstellungen für Reinvestitionen, Rauchgasreinigung und die Entsorgung von Verbrennungsrückständen. Die nicht brennstoffbezogenen Betriebskosten werden in der Regel in Prozent der Investitionskosten pro Jahr oder in € pro kW und Jahr angegeben. Im Unterschied zu herkömmlichen Kraftwerken ist bei Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung von erhöhten Betriebskosten auszugehen. Der Anstieg der Betriebskosten kann z.B. durch den Bezug des Absorptionsmittels entstehen. Weiterhin beeinflusst die energy penalty die Höhe der Betriebskosten. Durch den zusätzlichen Energiebedarf der Abtrennungsanlage verringert sich der Wirkungsgrad des Kraftwerks. Als Folge steigen der Brennstoffbedarf und die Brennstoffkosten. Falls die benötigte Energie zur Abtrennung über externen Anlagen bereitgestellt wird, erhöht sich zwar nicht direkt der Brennstoffbedarf des Kraftwerks. Da die Energie allerdings nicht kostenlos zur Verfügung gestellt wird, führt auch dieser Fall zu einer Erhöhung der Betriebskosten. Ähnlich verhält es sich bei der Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre, wenn der Sauerstoff von einer externen Quelle bezogen wird.

Die jährlichen Betriebskosten eines Steinkohlekraftwerks mit CO₂-Abtrennung betragen nach Literaturangaben ohne Berücksichtigung der erhöhten Brennstoffkosten 60 bis 160 €/kW. Im Mittel liegen die Betriebskosten pro Jahr etwa bei 100 €/kW. Demgegenüber belaufen sich die Betriebskosten bei Kraftwerken ohne CO₂-Abtrennung auf ca. 50 €/(kW·a) im Mittel. Im ungünstigsten Fall berechnet eine Studie einen Anstieg der Betriebskosten von 190% und im günstigsten eine Erhöhung von ca. 1% gegenüber einem Referenzkraftwerk. Im Mittel ist in etwa von einer Verdoppelung der Betriebskosten auszugehen (s. Anhang C.1).

Ein ähnlicher Anstieg der Betriebskosten ist bei Erdgas-GuD-Kraftwerken zu beobachten. Für diesen Kraftwerkstyp verdoppeln sich die Betriebskosten im Mittel von ca. 20 €/(kW·a) auf etwa 40 €/(kW·a) (s. Anhang C.4). Etwas gemäßiger fallen die zusätzlichen Aufwendungen für den Betrieb bei Kohle-Kombikraftwerken aus. Hier beträgt der Anstieg der Betriebskosten im Mittel etwa 40% (s. Anhang C.3). In den genannten Werten sind die Brennstoffkosten nicht enthalten. Die folgende Abbildung zeigt die Spannbreiten der Betriebskosten für unterschiedliche Kraftwerkstypen. Aufgrund mangelnder Informationen, sind die Betriebskosten von Kraftwerken mit einer Sauerstoffverbrennung und für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke nicht abgebildet. Die

Abbildung zeigt, dass die Betriebskosten nach den Angaben in der Literatur um den Faktor 2 bis 3 voneinander abweichen können. Die größte Spannweite ist, wie schon bei den Investitionskosten, für Steinkohlekraftwerke mit MEA-Verfahren zu beobachten. Nicht enthalten in den dargestellten Kosten sind die Ausgaben für den eingesetzten Brennstoff. Zur besseren Veranschaulichung der Auswirkungen durch CCS auf die Höhe der Betriebskosten sind die Betriebskosten der Kraftwerke ohne CCS ebenfalls in Abbildung 6.7 enthalten.

Deutlich wird, dass die CO₂-Abtrennung eine Steigerung der Betriebskosten verursacht. Die Spannweiten zeigen aber auch, dass die Daten zu den Betriebskosten mit einiger Vorsicht zu verstehen sind, da offenbar unterschiedlich intensive Auswirkungen auf die Betriebskosten erwartet werden.

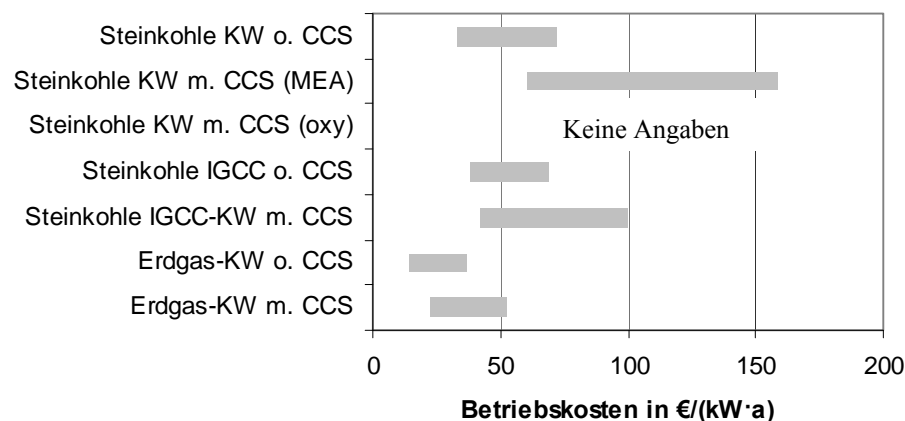


Abbildung 6.7: Betriebskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung (ohne Brennstoffkosten).

Quelle: Anhang C.1 bis C.4.

6.3.8.3 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungs- bzw. die Stromgestehungskosten eines Kraftwerks setzen sich aus den Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten zusammen. Ein weiterer wichtiger, die Höhe der Stromerzeugungskosten bestimmender Faktor ist der Kapazitätsfaktor oder die Auslastung des Kraftwerks pro Jahr. Die folgende vereinfachte Formel zeigt, wie die Stromerzeugungskosten bestimmt werden können:

$$SK = \left(\frac{KK + BK + BSK}{VBH \cdot P} \right)$$

Mit SK die Stromerzeugungskosten (€/MWh), KK die Kapitalkosten (€/a), BK die Betriebskosten (€/a), BSK die Brennstoffkosten (€/a), VBH die Vollbenutzungsstunden (h/a) und P die elektrische Netto-Leistung des Kraftwerks in MW.

Die Höhe der Stromerzeugungskosten kann weiterhin durch die Annahmen zur Bestimmung der Kapitalkosten beeinflusst werden. Dazu zählen z.B. der unterstellte Zinssatz und die Abschreibungsdauer der Anlage. Ferner ist es bei Investitionsplanungen üblich, einen bestimmten Faktor für unvorhergesehene Ausgaben bei den Kosten zu berücksichtigen. Je nach Höhe bzw. Annahmen zu den einzelnen Parametern können die Stromerzeugungskosten unterschiedlich ausfallen. Dies ist insbesondere bei einem Vergleich von Studien zur Berechnung von Stromerzeugungskosten zu bedenken, da keine Vorgaben für ein einheitliches Vorgehen vorliegen. Ein Vergleich der Stromerzeugungskosten aus unterschiedlichen Studien wird zudem weniger nachvollziehbar, wenn Annahmen zur Berechnung der Stromerzeugungskosten unerwähnt bleiben. Dies ist häufig für z.B. die Brennstoff- oder Betriebskosten der Fall.

Ferner ist zu bemerken, dass sich die Stromerzeugungskosten mit der Zeit verändern können. Die Ursache dafür kann z.B. in Schwankungen bei den Brennstoffbezugskosten, in erhöhten Aufwendungen für das Personal oder auch in Veränderungen bei der Auslastung des Kraftwerks liegen. Abbildung 6.8 fasst die Ergebnisse zahlreicher Studien zur Berechnung der Stromerzeugungskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung zusammen. Die Stromerzeugungskosten sind getrennt nach eingesetztem Brennstoff bzw. Kraftwerkstyp aufgeteilt. Zusätzlich zu den Neubauten sind auch die Erzeugungskosten für den Fall der Ertüchtigung mit einer CO₂-Abtrennung von bestehenden Kraftwerken enthalten. In den spezifischen Stromkosten sind nicht die Kosten für den Transport und Speicherung enthalten. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die Stromgestehungskosten für Steinkohlekraftwerke mit MEA-Verfahren zwischen 50 und 93 €/MWh, für Steinkohledampfkraftwerke mit einer Sauerstoffverbrennung zwischen 62 und 73 €/MWh, für Kombi-Steinkohlekraftwerke zwischen 52 und 88 €/MWh und für Erdgas-GuD-Kraftwerke zwischen 35 und 80 €/MWh liegen. Zusätzlich sind die Kosten für eine nachträgliche Integration der CO₂-Abtrennung in bestehende Kohlekraftwerke enthalten. In der Regel werden bei dem retrofit bereits abgeschriebene Kraftwerke betrachtet. Das bedeutet, dass im retrofit-Fall die Erzeugungskosten nicht durch die ursprünglichen Kapitalkosten des Kraftwerks beeinflusst werden. Insgesamt ist die Nachrüstung bestehender Kraftwerke durch eine große Spannbreite in den Erzeugungskosten gekennzeichnet, die von etwa 50 bis 120 €/MWh reicht.

Direkt vergleichbar sind die Werte nicht, da zur Bestimmung der Erzeugungskosten z.B. unterschiedliche Annahmen bezüglich Brennstoffkosten, Zinssatz, Abschreibungsdauern oder Vollbenutzungsstunden zur Berechnung unterstellt wurden. Aufgrund der Spannbreiten ist es nicht möglich, den Kraftwerkstyp mit den geringsten Erzeugungskosten explizit zu bestimmen. In der Tendenz liegen die Erzeugungskosten für Erdgas GuD am unteren Ende, die IGCC im Mittelfeld und die herkömmlichen mit Steinkohle gefeuerten Kraftwerke eher am oberen Ende der Erzeugungskosten. Je nach Annahmen zu den die Kosten bestimmenden Parametern kann sich das Bild grundlegend ändern.

Daher sind die Angaben auch vielmehr als Größenordnung zu verstehen, innerhalb derer die Erzeugungskosten liegen können.

Zum Vergleich sind die Stromerzeugungskosten der Kraftwerke ohne CCS ebenfalls in der Abbildung dargestellt. Herkömmliche Kohlekraftwerke ohne CCS erreichen Stromerzeugungskosten zwischen 34 und 56 €/MWh, Kohle-IGCC-Kraftwerke zwischen 38 und 68 €/MWh und Erdgas-GuD-Kraftwerke 25 und 56 €/MWh. Aus dieser Abbildung darf nicht falsch interpretiert werden, dass Kraftwerke mit CCS günstiger Strom erzeugen als Kraftwerke ohne CCS. Dieser Eindruck könnte durch die Darstellung in Abbildung 6.8 erzeugt werden. Tatsache ist aber, dass keine der analysierten Studien von einer Kostensenkung durch CCS ausgeht. Deutlich herausgearbeitet wird der durch CCS verursachte Anstieg der Stromerzeugungskosten in Abbildung 6.9, in der die Spannbreiten der Stromkostenerhöhung durch CCS in Prozent dargestellt sind.

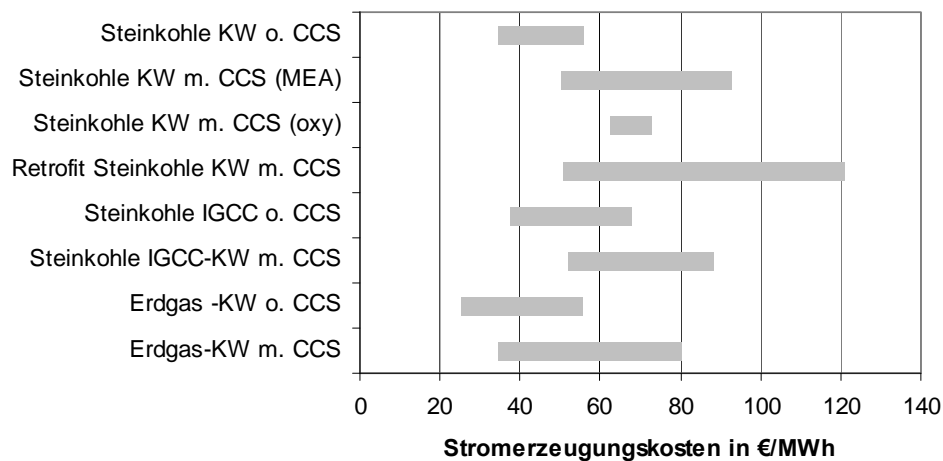


Abbildung 6.8: Stromerzeugungskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung.

Quelle: Anhang C.1 bis C.4.

Trotz der Schwierigkeiten beim Vergleich der Erzeugungskosten kann festgehalten werden, dass die CO₂-Abtrennung zu erhöhten Stromerzeugungskosten führt (s. Anhang C.1 bis C.4). Im Vergleich zu Steinkohledampfkraftwerken ohne CO₂-Abtrennung berechnen die betrachteten Studien im Mittel einen Anstieg der Erzeugungskosten von über 60%. Im ungünstigsten Fall steigen die Stromgestehungskosten um mehr als das Doppelte. Der geringste Anstieg wird auf etwa 40% beziffert. Etwas gemäßiger fällt der Anstieg bei IGCC-Kraftwerken aus. Für diesen Kraftwerkstyp berichtet die Literatur von Erhöhungen zwischen 20 und 55% gegenüber einem Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung. Die Erhöhungen bei Erdgas-GuD-Kraftwerken liegen zwischen 25 und 68%. Einen deutlich größeren Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten hat die CO₂-Abtrennung bei der Nachrüstung bestehender Kraftwerke. Im günstigsten Fall kommen die Berechnungen auf Basis von Literaturdaten zu einer Verdoppelung der

Erzeugungskosten. Im ungünstigsten Fall liegt ein Faktor sechs zwischen den Erzeugungskosten eines Kraftwerks ohne und einem Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung (s. Abbildung 6.9). Es ist dabei zu beachten, dass der Bezugspunkt für die Berechnungen ein abgeschriebenes Kraftwerk ist, das deutlich geringere Stromerzeugungskosten aufweist als ein vergleichbarer Kraftwerksneubau. Die nachträgliche Integration der CO₂-Abtrennverfahren in ein Erdgas-GuD-Kraftwerk wird in einer Studie von Marsh (2003) betrachtet. Nach den Berechnungen von Marsh (2003) liegen die Stromerzeugungskosten der Erdgas GuD mit CCS bei 36 €/MWh. Das entspricht in etwa einem Anstieg der Erzeugungskosten von ca. 40% [vgl. Marsh 2003, S. 37].

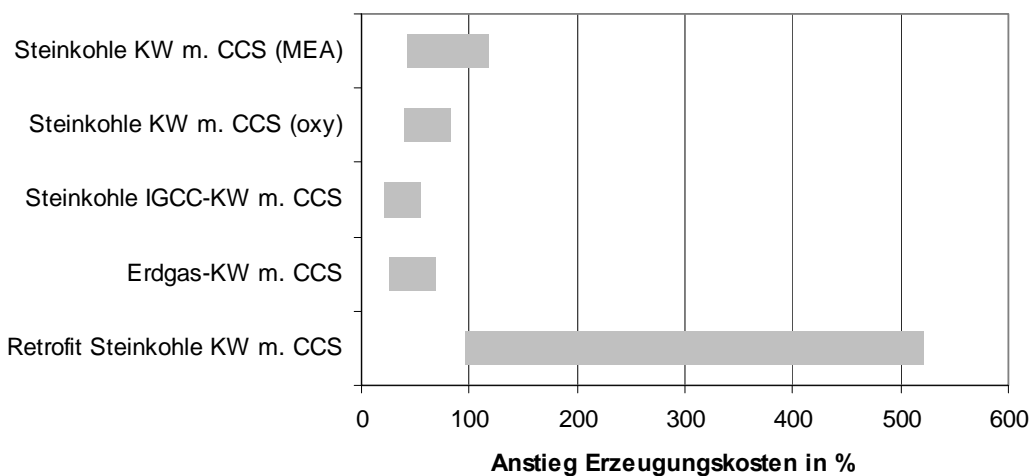


Abbildung 6.9: Anstieg der Stromerzeugungskosten durch die CO₂-Abtrennung.
Quelle: Anhang C.1 bis C.4.

6.3.9 Zusammenfassung CO₂-Abtrennung

Die CO₂-Abtrennung kann unterschieden werden in:

- die Abtrennung vor der Verbrennung,
- die Abtrennung nach der Verbrennung und
- die Abtrennung durch Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre.

Für die eigentliche Abtrennung werden in der Literatur vorwiegend das MEA- und das Selexol-Verfahren sowie in etwas geringerem Umfang die Abtrennung durch Verbrennung in einer Sauerstoffatmosphäre diskutiert. Weiterhin gilt auch das retrofit bestehender Kraftwerke oder der Bau von capture-ready Anlagen als attraktive Option insbesondere vor dem Hintergrund des in Deutschland anstehenden Bedarfs an neuen Kraftwerken. Allerdings scheinen die Daten zum Retrofit wenig belastbar, da die Angaben in der Literatur mitunter deutlich voneinander abweichen. Erwartet werden jedoch deutlich

größere Auswirkungen auf den Wirkungsgrad und die Stromerzeugungskosten durch das retrofit als bei Neubauten mit CCS.

Tabelle 6.6 fasst wesentliche, in dieser Arbeit ermittelten Kennzahlen zur CO₂-Abtrennung in Kraftwerken zusammen. Die CO₂-Abtrennung verursacht im Vergleich zu einem Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung:

- einen Rückgang des Wirkungsgrad,
- einen erhöhten Energiebedarf,
- einen deutlichen Anstieg der Investitionskosten und
- deutlich höhere Stromerzeugungskosten.

Der Literaturlauswertung zur Folge steigen die Stromerzeugungskosten im günstigsten Fall um 20% gegenüber einem vergleichbaren Kraftwerk ohne Abtrennung. Im ungünstigsten Fall liegen die Erzeugungskosten bei mehr als dem Doppelten.

Tabelle 6.6: Wirkungsgradverlust, „energy penalty“, Investitions- und Stromgestehungskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung.

Kraftwerk		Kohle Kondensa- tions-KW	Kohle Kondensa- tions-KW	IGCC	GuD
Verfahren		Oxyfuel	MEA	Selexol	MEA
Verlust im Wirkungs- grad	% Punkte	6-12	7-13	3-11	5-11
Energy penalty	%	18-43	19-52	10-35	11-24
Investitionskosten	€/kW	1.500- 2.950	1.500- 3.230	1.500- 3.135	700- 1.600
Stromgestehungskos- ten	€/MWh	62-73	50-93	52-88	35-80
Anstieg Investitions- kosten ^a	%	43-90	44-120	19-69	40-134
Anstieg Stromgeste- hungskosten ^a	%	39-82	42-118	20-55	25-68

^a gegenüber einem vergleichbaren Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung.

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis Anhang C.1 bis C.4.

6.4 CO₂-Transport

Die Option, das abgetrennte CO₂ direkt am Kraftwerksstandort zu lagern oder anderweitig am Entstehungsort zu verwenden, wird nur dann bestehen, wenn sich das Kraft-

werk in unmittelbarer Nähe zu einer CO₂-Lagerstätte oder zu einem Abnehmer befindet. Das wird in den seltensten Fällen zutreffen. Daher ist es notwendig, das CO₂ über geeignete Transportmittel zunächst zur Lagerstätte oder zum Ort der weiteren Verwendung zu befördern.

Für den Transport von CO₂ bestehen unterschiedliche Möglichkeiten. Es kann grundsätzlich unterschieden werden in den Transport über Rohrleitungen und in Transportbehälter für den Schienen-, Straßen- und den Schiffstransport. Die Transportmittel bzw. -wege weisen unterschiedliche Vor- und Nachteile auf und können auf unterschiedliche Erfahrungswerte im Transport von CO₂ zurückgreifen. Welches Transportmittel letztendlich zum Einsatz kommt, ist abhängig von der geographischen Lage des CO₂-Entstehungsortes zur Speicherstätte, relevanter Sicherheitsaspekte wie z.B. dem Pipeline-Transport durch dicht besiedelte Gebiete, den Transportkapazitäten und nicht zuletzt von den Transportkosten.

Neben einer Unterscheidung in die Transportmittel, kann der Transport von CO₂ auch in die einzelnen Aggregatzustände unterschieden werden. Es ist möglich, CO₂ in gasförmiger, flüssiger oder fester Form als Trockeneis zu transportieren. Bevor im Folgenden die einzelnen Transportmöglichkeiten analysiert werden, konzentriert sich das anschließende Kapitel auf eine Darstellung der Stoffeigenschaften von CO₂, da diese einen erheblichen Einfluss auf die Transportmöglichkeiten haben. Die Darstellung der Transportmittel umfasst den CO₂-Transport in Pipelines, auf Straßen und Schienen sowie auf Wasserwegen. Eine Untersuchung der Transportkosten erfolgt gesondert nach der Darstellung der Transportmittel.

6.4.1 Stoffeigenschaften von Kohlendioxid

Kohlendioxid (CO₂) ist eine farb-, geruchs- und geschmacklose sowie nicht brennbare Verbindung, die unter Normalbedingungen bei 15 °C und einem bar gasförmig vorliegt. Es kommt frei in der Luft vor. Der Anteil von CO₂ an der Atemluft beträgt ca. 0,04 Vol-%. Bei dieser Konzentration ist CO₂ ein ungiftiges Gas. Liegt das CO₂ allerdings in höheren Konzentrationen vor, wirkt es erstickend. Konzentrationen ab 7 % in der Atemluft führen innerhalb von 30 bis 60 Minuten zum Tod durch Ersticken. Da Kohlendioxid etwa 1,5 mal schwerer als Luft ist, sammelt es sich in hohen Konzentrationen am Boden. Der Gefrierpunkt von CO₂ liegt bei -78 °C [vgl. Fishedick et al 2007, S. 217]. Der Tripelpunkt von CO₂ liegt bei 5,8 bar und -57 °C. An diesem Punkt existieren alle drei Phasen (flüssig, fest, gas) gleichzeitig. Ein zweiter wichtiger Punkt im Zustandsdiagramm ist der kritische Punkt. Der kritische Punkt liegt für CO₂ bei 73,8 bar und 31 °C. Zwischen dem Tripelpunkt und dem kritischen Punkt liegt CO₂ in der flüssigen Phase vor. Oberhalb des kritischen Punktes bei Drücken größer als 73,8 bar und Temperaturen größer als 31 °C liegt in CO₂ in der superkritischen Phase und bei Temperaturen zwischen -60 und 31 °C in der dichten Phase vor. In einigen Veröffentlichun-

gen wird das Gebiet oberhalb des kritischen Punktes als überkritischer Zustand bezeichnet [vgl. Fishedick et al 2007, S. 217]. Die dichte als auch superkritische Phase sind im Fließverhalten einer Flüssigkeit ähnlich, haben aber eine höhere Dichte als flüssiges CO₂ [vgl. Radgen et al 2006, S. 78]. Eine höhere Dichte hat den Vorteil, dass für den Transport der gleichen Masse wesentlich geringere Volumenströme anfallen. Eine Verflüssigung und gleichzeitige Erhöhung der Dichte kann bei Umgebungstemperatur z.B. durch Kompression des Kohlendioxids erreicht werden. Im nachfolgenden CO₂ Zustandsdiagramm sind die Bereiche der unterschiedlichen Phasen, der Tripelpunkt sowie der kritische Punkt dargestellt (s. Abbildung 6.10).

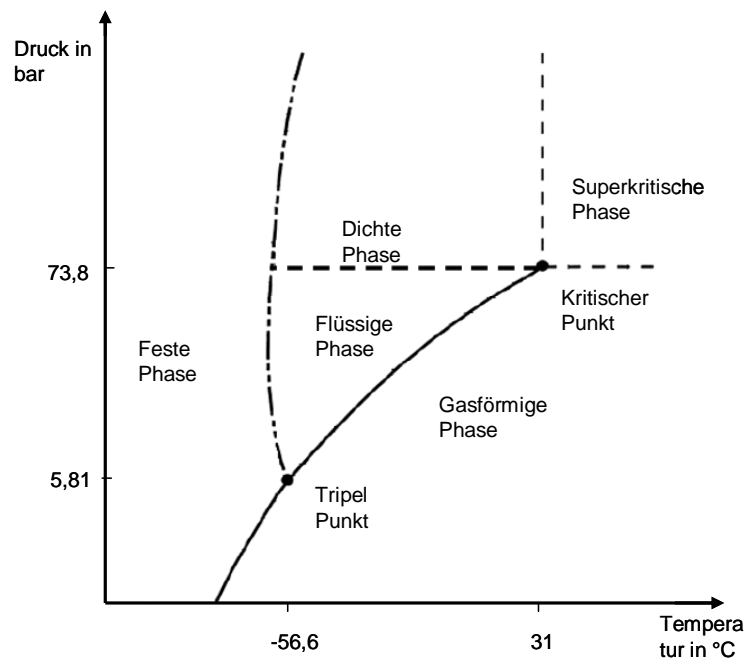


Abbildung 6.10: CO₂ Phasen-Diagramm (ohne Maßstab).

Quelle: Auf Basis von Bachu 2000 in Odenberger und Svensson 2003, S. 9.

6.4.2 Pipelinetransport

Weltweit besteht eine breite Erfahrung im Transport von Gasen über Rohrleitungen. Insbesondere Erdgas wird wie z.B. in Deutschland durch ein weit verzweigtes nationales Erdgasnetz transportiert. Da Deutschland selbst nur über sehr eingeschränkte eigene Erdgasressourcen verfügt, ist es auf Erdgasimporte angewiesen, die zum Teil aus dem europäischen Nachbarland oder aus weiter entfernten Regionen über Pipelines nach Deutschland befördert werden. Die Pipelines können dabei sowohl an Land über schwieriges Gelände als auch unter Wasser verlaufen. Der Transport von großen und geringen Mengen Erdgas über weite und kurze Entfernungen ist als Stand der Technik anzusehen (s. Kapitel 4.2.1).

Die Erfahrungen mit dem Transport von CO₂ in Pipelines konzentrieren sich hingegen auf Nordamerika. Die Angaben zur Gesamtlänge der Pipelines variieren in den Literatur zwischen ca. 2.500 und 3.100 km. Jährlich werden etwa 50 Mt_{CO₂} transportiert [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 15, BMWA 2003, S. 59, Gale 2002, S. 21, Gale und Davison 2004, S. 1320, Damen 2007, S. 20, IPCC 2005, S. 183, Zhang et al 2005, S. 3]. Im Wesentlichen dient das in den Pipelines transportierte CO₂ für die Verpressung in Erdöllagerstätten, um die Erdölförderrate zu erhöhen. In Deutschland selbst existieren zum jetzigen Zeitpunkt keine längeren CO₂-Transportleitungen.

Der CO₂-Pipelinetransport kann über unterschiedliche Aggregatzustände des CO₂ erfolgen. Es ist möglich, das CO₂ in gasförmigem, flüssigem Zustand, sowie in überkritischer Phase zu transportieren [vgl. Zhang 2005 et al, S. 3]. Der Pipeline-Transport von festem CO₂ ist nicht möglich. Entscheidend für den Aggregatzustand sind die Druck- und Temperaturverhältnisse in der Pipeline. Für den Pipelinetransport wird die Temperatur bei Verlegung im Erdreich durch die Bodentemperatur und bei Verlegung oberhalb des Erdreichs durch die Lufttemperatur bestimmt. Nach Skovholt (1993) variiert die Bodentemperatur in nordischen Ländern je nach Jahreszeit zwischen einigen Minusgraden und 8°C. In wärmeren Regionen kann die Bodentemperatur bis zu 20 °C betragen. Gegenüber den Bodentemperaturen an Land ist die Temperatur des Meeresbodens stabiler. Hier liegen die Temperaturen zwischen 5 und 7 °C in mittleren Meerestiefen [vgl. Skovholt 1993, S. 1096, Hendriks et al 2004, S. 10]. In Deutschland beträgt die Bodentemperatur im jährlichen Mittel etwa 10 °C [vgl. Bauer 2005, S. 221]. Bei dieser Temperatur und Umgebungsdruck liegt das CO₂ gasförmig vor. Aufgrund der Vorgabe der Umgebungstemperatur durch die Natur bleibt für den Transport von CO₂ in Pipelines im wesentlichen der Druck der einzige beeinflussbare Parameter.

Um den Transport einer großen Menge CO₂ durch Pipelines zu ermöglichen, muss das CO₂ in einer möglichst hohen Dichte vorliegen. So kann bei gleichem Durchmesser mehr CO₂ durch die Pipeline transportiert werden. Der Transport von gasförmigen CO₂ scheidet aus, da die Dichte und somit auch Durchsatz deutlich geringer sind. Lediglich für den Pipelinetransport von kleinen Mengen könnte sich der gasförmige Aggregatzustand anbieten. Dies könnte der Fall sein, wenn z.B. geringe Mengen CO₂ in Nebenleitungen zur Hauptpipeline geführt werden [vgl. Skovolt 1993, S. 1097].

Der Transport von flüssigen CO₂ durch Pipelines hätte aufgrund der hohen Dichte den Vorteil, dass große Mengen transportiert werden könnten. Allerdings ist bei der Auslegung der Verdichterstationen sowie der Pipeline darauf zu achten, dass der Druck in der Pipeline nicht unter den Dampfdruck von CO₂ fällt. Druckabfälle in der Pipeline können aufgrund von Höhenunterschieden im Verlauf der Pipeline vorkommen. Sollte es zu einem Druckabfall unter den Dampfdruck kommen, würde das CO₂ von den flüssigen in den gasförmigen Zustand übergehen. In der Pipeline läge dann ein Zwei-Phasen-Gemisch vor, dessen technische Handhabung als schwierig angesehen wird [vgl.

Skovholt 1993, S. 1097f]. Dieser Effekt kann durch eine entsprechende Druckerhöhung zu Anfang oder durch eine Zwischenverdichtung vermieden werden.

Aus den genannten Gründen wird in der Literatur der Pipeline-Transport von CO₂ in der dichten bzw. superkritischen Phase als der optimale Transportzustand angesehen [vgl. Skovholt 1993, S. 1098, Gale 2002, S. 21, Golomb 1997, S. 280]. In diesem Bereich treten keine Phasenübergänge mehr von flüssig nach gasförmig oder umgekehrt auf. Es ist allerdings dafür zu sorgen, dass der Druck im Inneren der Pipeline ständig oberhalb des kritischen Punktes von 73,8 bar gehalten wird. Bezogen auf die jährliche mittlere Bodentemperatur in Deutschland von 10 °C und 80 bar liegt die Dichte von CO₂ bei 800 kg/m³ [vgl. Bauer 2005, S. 221].

Bevor das CO₂ in die Pipeline eintritt, wird es mit Hilfe von Kompressoren auf den gewünschten Druck verdichtet. Für die Verdichtung muss zusätzlich Energie aufgewendet werden. Nach Göttlicher (1999) beträgt der Energieaufwand für die Verdichtung auf einen Druck von 110 bar zwischen 0,11 und 0,13 kWh/kg_{CO2} [vgl. Göttlicher 1999, S. 32]. Aufgrund von Reibung im Inneren der Pipeline kann es zu Druckverlusten und dadurch auch zu einem Wechsel des CO₂-Aggregatzustandes kommen. Eine Berechnung der Druckverluste für unterschiedliche Pipelinedurchmesser und Fließgeschwindigkeiten wurde von Göttlicher (1999) durchgeführt. Demnach liegt für einen Anfangsdruck von 110 bar der Druckabfall in Abhängigkeit vom Pipelinedurchmesser und der Fließgeschwindigkeit zwischen 9 und 70 bar/100 km (s. Tabelle 6.7). Weiterhin ist aus den Berechnungen zu erkennen, dass bei höheren Fließgeschwindigkeiten der Druckabfall steigt, während größere Pipelinedurchmesser einen geringeren Druckabfall verursachen.

Tabelle 6.7: Druckverlust beim Pipeline Transport.

Pipeline Ø in m	Fließgeschwindigkeit in m/s	Druckabfall je 100 km in bar
0,50	1,5	39,1
	2	69,4
0,75	1,5	23,5
	2	41,8
1,50	1,5	9,9
	2	17,6
1,60	1,5	9,1
	2	16,2

Quelle: Göttlicher 1999, S. 161, auszugsweise.

Neben der Wahl eines größeren Pipelinedurchmessers kann auch ein höherer Anfangsdruck gewählt werden, um Druckabfälle zu kompensieren. Um einen Wechsel des CO₂-Zustandes zu vermeiden, wird empfohlen, Pipelines mit einem Druck deutlich über 74 bar zu betreiben. Als Minimum wird ein Druck von ca. 82 bar gefordert. Der maximale Druck für Pipelines an Land wird mit ca. 177 bar beziffert [vgl. Göttlicher 1999, S. 12, Bauer 2005, S. 223, Damen 2007, S. 97]. Sowohl der höhere Druck als auch die Wahl eines größeren Durchmessers haben Einfluss auf die CO₂-Transportkosten. Insbesondere bei längeren Pipelines und bei Trassenverläufen über hügeliges Gelände können höhere Druckverluste auftreten. Aus wirtschaftlichen Gründen kann es in diesen Fällen erforderlich sein, das CO₂ über einen Zwischenverdichter erneut zu komprimieren.

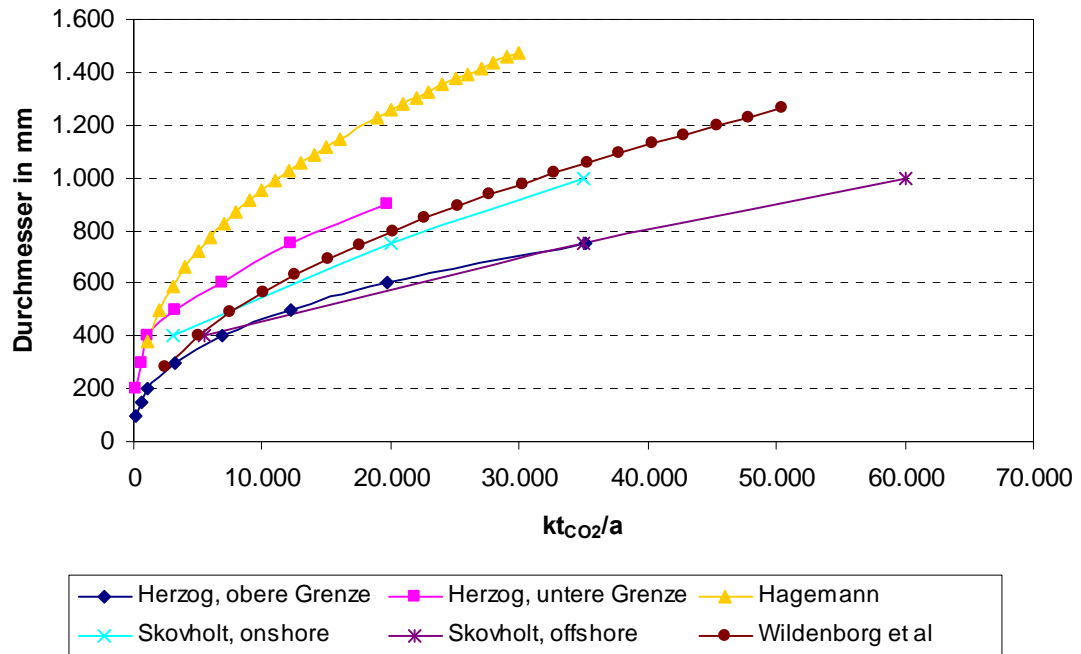
Die Transportdistanzen ohne eine erneute Verdichtung werden in der Literatur zwischen 100 und 250 km angegeben. Allerdings wurden bereits längere Transportdistanzen ohne Zwischenverdichtung realisiert; z.B. die 330 km lange Weyburn Pipeline von North Dakota nach Saskatchewan [vgl. Heddle et al 2003, S. 17, Damen 2007, S. 96].

Da im Offshore-Bereich eine erneute Verdichtung mit hohen Kosten verbunden ist, kann es sinnvoll sein, eine Zwischenverdichtung zu umgehen und einen Phasenwechsel des CO₂ durch einen größeren Durchmesser der Pipeline oder einen höheren Druck zu vermeiden. Der Betrieb mit einem Druck von 300 bar oder mehr wird als machbar angesehen [vgl. Hendriks et al 2004, S. 11].

Wie eingangs bereits erwähnt, sind Pipelines ein gängiges Instrument um große Massenströme zu transportieren. Die Auslegung der Pipeline hängt von unterschiedlichen Parametern wie z.B. Druck, Temperatur, Durchmesser, Anzahl der Verdichter, Trassenverlauf ab. Zhang et al (2005) schätzen den optimalen Pipelinedurchmesser für den CO₂-Transport von einem 600 MW-Erdgas-GuD-Kraftwerk auf 290 mm bei einem Druck von 150 bar, 40 °C und einer Transportkapazität von 245 t_{CO₂}/h [vgl. Zhang et al 2005, S. 6]. Weitere Berechnungen zu den Transportkapazitäten für unterschiedliche Pipelinedurchmesser wurden von Skovholt (1993), Golomb (1997), Herzog (2006), Hagemann (2007) und Wildenborg et al (2005) durchgeführt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind bis auf die Werte von Golomb (1997) in folgender Abbildung dargestellt. Die Ergebnisse von Golomb werden separat aufgeführt, da in seinen Berechnungen eine Zwischenverdichtung berücksichtigt wird.

Die Abbildung 6.11 zeigt den Pipelinedurchmesser in Abhängigkeit des Massenstroms. Für die Berechnungen der Transportkapazitäten bzw. des Pipelinedurchmessers wurden unterschiedliche Modelle sowie unterschiedliche Annahmen zu den Eingangsparametern gewählt. Die Annahmen zu den Eingangsparametern sind in der Fußnote der Abbildung aufgeführt. Der Abbildung kann entnommen werden, dass zur Bewältigung steigender Massenströme, eine Pipeline mit einem größeren Durchmesser eingesetzt werden muss. Ferner zeigt die Abbildung, dass bei einem gegebenen CO₂-Massenstrom

je nach gewähltem Modell und festgelegten Eingangsparametern, die Berechnungen zu unterschiedlichen Pipelinedurchmessern kommen. Im Grunde werden dadurch die vorher gemachten Aussagen zur Vermeidung des Druckabfalls bestätigt.



Berechnungsannahmen Skovholt: Pipelinelänge zwischen Kompressoren 250 km, Umgebungstemperatur onshore: 12 °C, Umgebungstemperatur offshore: 6 °C, Maximum Temperatur nach Verdichtung: 30 °C, Druck maximal onshore: 110 bar, Druck maximal offshore: 300 bar, Druck minimal: 90 bar,

Berechnungsannahmen Herzog: Eingangsdruck 152 bar, Druck minimal 103, Temperatur 25 °C, Berechnungsannahmen Hagemann: Pipelinelänge 250 km, Anfangsdruck 139 bar, Druck minimal 103 bar, Temperatur 32 °C,

Berechnungsannahmen Wildenborg et al: Transportgeschwindigkeit 2m/s, Dichte 800 kg/m³.

Abbildung 6.11: Pipelinedurchmesser in Abhängigkeit der Transportkapazität.

Quelle: Hagemann 2007, Herzog 2006, Skovholt 1993, Heddle et al 2003, Wildenborg et al 2005.

Für unterschiedliche Massenströme und Transportdistanzen wurde der Durchmesser für Offshore-Pipelines von Golomb (1997) ermittelt. Weiterhin wurde in seinen Berechnungen eine erneute Verdichtung berücksichtigt, sobald im Berechnungsmodell der Druck im Inneren der Pipeline unter 80 bar fällt. Die berechneten Transportkapazitäten sowie die wesentlichen Annahmen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt. Nach diesen Berechnungen könnten 260 kg_{CO₂}/s in einer Pipeline mit einem Durchmesser von 600 mm ohne Zwischenverdichtung über eine Distanz von 200 km transportiert werden. Dieser CO₂-Massenstrom würde in etwa den abgetrennten Emissionen eines 1.000 MW Kraftwerks entsprechen. Weiterhin kann aus den Ergebnissen wie bereits aus Tabelle 6.7 die Schlussfolgerung gezogen werden, dass je größer der Massenstrom und je klei-

ner der Durchmesser ist, desto größer der Druckabfall ist und desto eher eine Zwischenverdichtung benötigt wird.

Tabelle 6.8: Transportkapazitäten von Offshore-Pipelines für unterschiedliche Transportdistanzen.

Länge der Pipeline in km		100	200	500
Durchmesser in mm	Kapazität in kg/s	Anzahl Zwischenverdichter		
300	130	1	3	7
400	130	0	1	1
400	260	0	3	7
600	260	0	0	1
600	390	0	1	1
800	650	0	0	1
1000	1300	0	0	1

Berechnungsannahmen: Anfangsdruck 140 bar, Druck minimal 80 bar, Temperatur 10 °C.

Quelle: Golomb 1997, S. 281.

6.4.3 Schiffstransport

Schiffe bieten sich ebenfalls als Mittel zum Transport von CO₂ an. Der Einsatz von Schiffen im internationalen Güterverkehr ist gängige Praxis. Schiffe sind zuverlässig, flexibel einsetzbar und können große Gütermengen über große Distanzen befördern. Im Unterschied zur Pipeline können Schiffen verschiedene Be- und Entladungspunkte anfahren. Sollte z.B. die Kapazität einer CO₂-Lagerstätte erschöpft sein, könnte ohne den aufwendigen Bau neuer Pipelineverbindungen, eine neue Lagerstätte angefahren werden. Allerdings bedarf es zum Be- und Entladen der Schiffe einer geeigneten Infrastruktur inklusive der Möglichkeiten zur Zwischenlagerung des CO₂. Zudem müssen Schiffe mit speziellen Lagerbehältern oder Tanks eingesetzt werden, in denen das CO₂ für den Transport aufbewahrt werden kann.

Die Erfahrungen mit dem Transport von CO₂ im Seeverkehr sind im Vergleich zum Pipelinetransport eher gering. Weltweit werden derzeit vier Schiffe für den Transport von CO₂ eingesetzt. Die Schiffe haben eine Ladekapazität von 850 bis 1.400 t_{CO2} und lagern das CO₂ als Flüssigkeit bei einem Druck von 14 bis 17 bar und einer Temperatur zwischen -25 °C und -30 °C [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 13f, IPCC 2005, S. 186]. Diese Schiffe wären für einen CO₂-Transport im großen Maßstab nicht geeignet.

Hinzu kommt, dass ein Entladen von CO₂ auf dem offenen Meer noch nicht umgesetzt wurde und mit zahlreichen Herausforderungen verbunden ist [vgl. Barrio et al 2004, S. 1].

Bis auf die wenigen genannten Beispiele verweist die Literatur bei der Betrachtung des Schiffstransports von CO₂ auf die Möglichkeiten und Erfahrungen im Transport von anderen Flüssigkeiten oder verflüssigten Gasen. Aufgrund ähnlicher Gaseigenschaften wird in diesem Zusammenhang häufig der Tankertransport von LPG (Liquified Petroleum Gas) angeführt [vgl. Gale und Davison 2002, S. 849]. LPG wird in großen Mengen in speziellen Tankschiffen transportiert. Golomb (1997) berichtet von Standardtankern mit einem Transportvolumen von 22.000 m³, die Flüssigkeiten bei einer Temperatur von bis zu -50 °C und 6 bar transportieren können. Bei einer Distanz von höchstens 170 km zum Speicherort, einer Geschwindigkeit von 15 Knoten sowie einer Be- und Entladezeit von 6 Stunden wäre ein Tanker ausreichend, um die CO₂-Tagesmenge eines 1.000 MW Kraftwerks zu transportieren. Größere Mengen CO₂ könnten durch den Einsatz einer höheren Anzahl von Transportschiffen oder durch größere Tanker erreicht werden. Für den Transport von LNG werden Tanker mit einem Volumen von 135.000 m³ eingesetzt. Allerdings sind diese Tanker nicht für die Aufbewahrung von CO₂ geeignet, da sie ohne Druckerhöhung arbeiten [vgl. Sarv 1999, S. 12, Golomb 1997, S. 282, Radgen et al 2006, S. 89]. Zu bedenken ist darüber hinaus, dass sich nicht alle Häfen als Ausgangspunkt für den CO₂-Transport eignen. Wegen der Länge und des Tiefgangs der in Frage kommenden Transportschiffe kommen nur Häfen mit einer entsprechend großen Wassertiefe und Kailinie in Frage. Zudem muss das CO₂ vom Ort der Entstehung zunächst zum Hafen gelangen. Dazu ist es erforderlich, dass entweder das Kraftwerk am Hafen steht oder das CO₂ über Pipelines zum Hafen transportiert wird.

Zur Lagerung von LPG bestehen drei Konzepte, die in den Druck-Tank, den Tieftemperatur-Tank und den Hybrid-Tank unterschieden werden können. Im Druck-Tank wird das Gas unter erhöhtem Druck bei Umgebungstemperatur gespeichert, während im Tieftemperatur-Tank das Gas tiefgekühlt bei Normaldruck gelagert wird. Der Hybrid-Tank ist eine Kombination aus beidem. Hier wird das Gas in flüssigem Zustand bei einem Druck über dem atmosphärischen Druck und bei Temperaturen unterhalb der Umgebungstemperatur gelagert. Um CO₂ im flüssigen Zustand zu speichern, kommen entweder der Druck-Tank oder der Hybrid-Tank in Frage, da sich CO₂ bei alleiniger Temperaturabsenkung nicht verflüssigt, sondern in den festen Zustand übergeht und als so genanntes Trockeneis vorliegt. Barrio et al (2004) und auch der IPCC-Sonderbericht zum CCS favorisieren eine Aufbewahrung des CO₂ in Hybrid-Tanks [vgl. IPCC 2005, S. 186, Barrio et al 2004, S. 3].

6.4.4 Schienen- und Straßentransport

Lastkraftwagen (Lkw) oder die Eisenbahn können ebenfalls für den Transport von CO₂ genutzt werden. Das CO₂ wird in flüssigem Zustand in isolierten Drucktanks bei Temperaturen von -20 bis -70 °C und einem Druck von 12 bis 26 bar transportiert. Ein Vorteil gegenüber der Pipeline ist, dass der Transport nicht auf eine starre Route zwischen CO₂-Quelle und CO₂-Senke angewiesen ist. Lkw und Bahn können auf unterschiedlichen Strecken eingesetzt werden. Allerdings bedarf es dazu einer ausgebauten Verbindung. Beide Transportmittel können in Deutschland sowohl auf ein weit verzweigtes Straßen- bzw. Schienennetz als auch auf Erfahrungen im Transport von Gütern mit unterschiedlichen Aggregatzuständen zurückgreifen [vgl. Fishedick et al 2007, S. 77, Odenberger und Svensson 2003, S. 12].

Direkte Erfahrungen mit dem Transport von CO₂ bestehen nur im geringen Umfang für den Straßen- und Schienentransport. Odenberger und Svensson (2003) berechnen für ein 200 MW_{e1} Kraftwerk einen Bedarf von 45 Lkw-Fahrten täglich, um das erzeugte CO₂ abzutransportieren. Für diese Berechnung wurde eine Ladekapazität von 60 t pro Lkw unterstellt. Offen bleibt allerdings, ob es sich bei diesem Beispiel um ein Kohle- oder Gaskraftwerk handelt. Vor dem Hintergrund einer zulässigen Höchstlast von 40 t in Deutschland und einer max. Zuladung von ca. 20 t pro Lkw reduzieren sich die Transportkapazitäten für den Straßentransport nach der deutschen Gesetzgebung erheblich bei einer gleichzeitigen Erhöhung des logistischen Aufwands. Mit einer Zuladung von ca. 20 t pro Lkw wären zur Entsorgung des CO₂ für das Beispielkraftwerk etwa 140 Lkw täglich notwendig.

Aufgrund der höheren Transportkapazitäten fällt die Logistik für den Transport über die Schienen im genannten Beispiel etwas entspannter aus. Fishedick et al (2007) nennen eine Zuladung von 1.300 bis 3.000 t pro Ganzzug [vgl. Fishedick et al 2007, S. 77]. Im günstigen Fall wäre ein Ganzzug bestehend aus ca. 45 Waggons mit einer Zuladung von 60 t pro Waggon notwendig, um die täglich anfallende CO₂-Menge aus dem Kraftwerk zu transportieren. Erfahrungen mit dem Schienentransport von Gütermengen dieser Größenordnung bestehen in Russland mit dem Transport von flüssigem Gas und in Deutschland mit dem Transport von Braunkohle. Der Braunkohletransport erfolgt in Deutschland über ein privates Schienennetz, da die zulässige Last des öffentlichen Schienennetzes in Deutschland auf 1.200 t begrenzt ist [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 12]. Mit einer Einschränkung auf 1.200 t pro Zug müssten für den Transport auf dem öffentlichen Schienennetz im angeführten Beispiel ca. 2-3 Ganzzüge eingesetzt werden.

Größere Kraftwerke kommen auf eine deutlich größere Anzahl von zusätzlichen Fahrzeugbewegungen. Für ein 700 MW IGCC wären für den CO₂-Transport bei einer maximalen Zuladung von 20 t pro Lkw jährlich 170.000 Lkw-Fahrten notwendig. Das ent-

sprache ca. 466 Lkw-Fahrten täglich. Würde das CO₂ mit der Bahn transportiert werden, dann reduzierten sich die Fahrzeugbewegungen auf jährlich 3.400 oder auf täglich 10 bei einer Ladekapazität von 1.000 t bzw. auf jährlich 1.130 oder auf täglich 3 bei einer Ladekapazität von 3.000 t [vgl. Fishedick et al 2007, S. 99].

Die Betrachtungen zeigen, dass der CO₂-Transport über die Straße für größere CO₂-Punktquellen aufgrund des logistischen Aufwandes bei den jetzigen Rahmenbedingungen keine realistische Option darstellt. Aus logistischer Sicht käme der Schienentransport für kleinere Kraftwerke noch in Frage. Bei größeren CO₂-Quellen stößt auch der Bahntransport an seine Grenzen. Zu dieser Schlussfolgerung kommt auch der IPCC-Sonderbericht, der den Transport großer Mengen CO₂ über Straßen- und Schienennetz für eine unwahrscheinliche Option hält [vgl. IPCC 2005, S. 181].

Zusätzlich ist zu bedenken, dass das Be- und Entladen des Zuges eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt. Typische Beladungszeiten für 4 Waggons liegen bei etwa einer Stunde [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 12]. Bei 50 Waggons würden demnach alleine für die Beladung aller Waggons über 12 Stunden vergehen. Um Engpässe in der Transportkette zu vermeiden, wäre bereits bei kleineren Kraftwerken für eine Beladungsinfrastruktur mit entsprechenden Kapazitäten zu sorgen. Alternativ bestünde die Möglichkeit, größere Volumen für die Zwischenlagerung vorzuhalten. Weiterhin ist nicht jeder Kraftwerksstandort zwangsweise ans Schienennetz angebunden und es wäre für eine an die Anforderungen ausgelegte Verbindung zu sorgen.

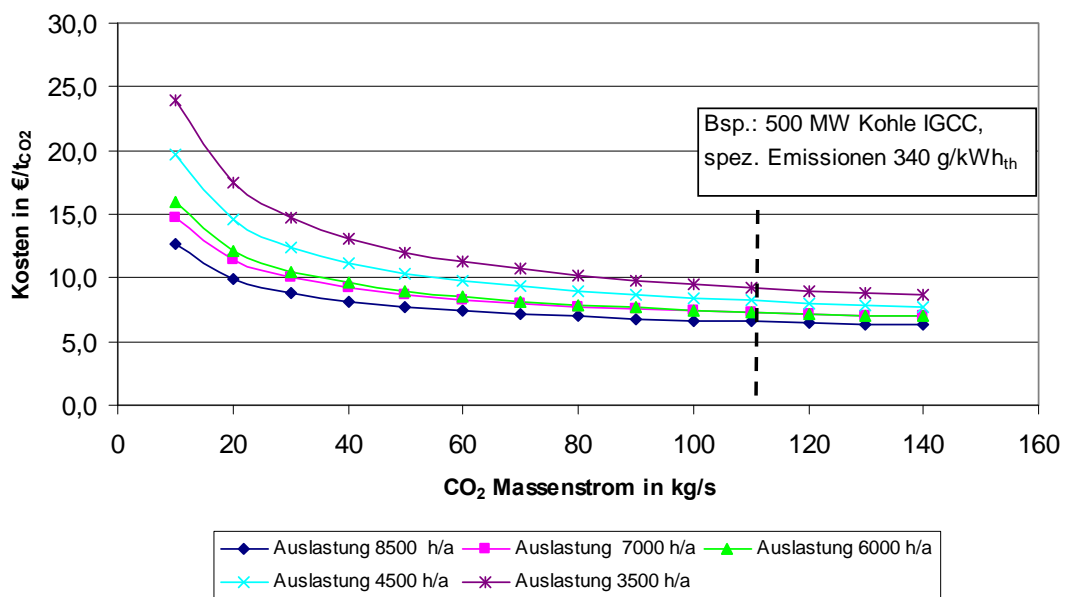
6.4.5 Kosten des CO₂-Transports

Neben der logistischen Betrachtung ist auch die Kostenseite in eine Bewertung der Transportoptionen einzubeziehen. Nach Linßen et al (2006) kämen für einen wirtschaftlichen Transport großer Menge CO₂ nur Rohrleitungen oder Schiffe in Frage [vgl. Linßen et al 2006, S. 23]. Der gleichen Auffassung sind Fishedick et al (2007) allerdings mit der Ergänzung, dass Bahn und Lkw in einer Übergangsphase bis zum Aufbau einer CO₂-Pipelineinfrastruktur zum Einsatz kommen könnten [vgl. Fishedick et al 2007, S. 78]. May und Turkovic (2003) sowie Radgen et al (2006) kommen in ihrer Bewertung der unterschiedlichen Transportoptionen zu der Schlussfolgerung, dass CO₂ in großen Mengen am günstigsten in Pipelines zu transportieren ist [vgl. May und Turkovic 2003, S. 66, Radgen et al 2005, S. 94].

Im Folgenden werden die Kosten der unterschiedlichen Transportmittel analysiert, untereinander verglichen und abschließend den oben aufgeführten und eher allgemeinen Aussagen zu dem günstigsten Transportmittel gegenüber gestellt. Der Schwerpunkt der Kostenbetrachtung liegt auf dem Pipeline- und Schiffstransport, da sich die beiden anderen Optionen (Straße und Schiene) aufgrund der Transportkapazitäten nicht für den Transport großer CO₂-Mengen eignen.

6.4.5.1 Pipeline

Die Kosten des Pipelinetransports setzen sich aus den Investitionen für die Pipeline, dem Verlegen der Pipeline und den Betriebskosten zusammen. Zusätzlich können noch Aufwendungen für die Anfangsverdichtung auf den Transportdruck zu den Transportkosten der Pipeline gezählt werden. Allerdings werden diese Kosten selten getrennt aufgeführt. Untersuchungen zu den Kosten der CO₂-Abtrennung gehen in der Regel davon aus, dass im Kraftwerk das CO₂ bereits mit dem notwendigen Druck für den Transport bereitgestellt wird. Die Kompressionskosten sind somit in den Abtrennungskosten enthalten. Eine Ausnahme findet sich in der EU-weit angelegten Studie zur Speicherung von CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe (GESTCO). Für elf Kraftwerks-Fallbeispiele sind in dieser Untersuchung die Kosten für die Verdichtung separat dargestellt. Die Kosten für die Verdichtung liegen laut dem GESTCO-Bericht in einer Spannbreite von 4 bis 14 €/t_{CO₂} [vgl. Christensen und Holloway 2004, S. 25].



Berechnungsgrundlagen: Betriebskosten 5 % der Investitionen, Zinssatz 10 %, Abschreibung 15a, Strompreis 0,04 €/kWh, p_1 1bar, p_2 120 bar.

Abbildung 6.12: Kompressionskosten für unterschiedliche Auslastungen in Abhängigkeit des Massenstroms.

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Hendriks et al 2004.

Zu einer ähnlichen Größenordnung der Kompressionskosten kommen die Berechnungen von Hendriks et al (2004). Folgt man der in Hendriks et al (2004) dargestellten Formel zur Berechnung der Kompressionskosten ergibt sich folgende Abbildung. Die Abbildung zeigt die Kosten für die Verdichtung von einem auf 120 bar für unterschiedliche Auslastungen des Kompressors. Für ein 500 MW Kohle-IGCC ergäben sich demnach

Kompressionskosten von etwa 6 bis 10 €/t_{CO₂}. Den größten Anteil an den Kompressionskosten haben die Abschreibungen für den Kompressor und die Strombezugskosten. Je nach Druckverlust im Inneren der Pipeline kann eine Zwischenverdichtung notwendig sein. Durch die erneute Verdichtung würden weitere Kosten entstehen.

Die Investitionen für eine Pipeline setzen sich zusammen aus Materialkosten, der Arbeit für die Verlegung, Ausgaben für die Wegerechte und sonstigen Kosten. Unter die sonstigen Kosten sind Ausgaben für z.B. Planung, Auslegung und Unvorhergesehenes zu fassen. Den größten Anteil an den Investitionen machen die Arbeiten für die Verlegung der Pipeline aus. Im Mittel betragen die Arbeitskosten 47% der Gesamtinvestitionen. Etwa ein Viertel der Gesamtinvestitionen wird verursacht durch die Ausgaben für das Material [vgl. Heddle et al 2003, S. 24, Bock et al 2003, S. 4-7, True 2003, S. 72].

Die Investitionskosten von Pipelines sind in der folgenden Abbildung enthalten. Die Abbildung zeigt die Investitionen für Onshore-Pipelines aus unterschiedlichen Quellen. Dargestellt sind die spezifischen Investitionen für unterschiedliche Durchmesser. Die Werte nach IEA unterscheiden zusätzlich in verschiedene Pipeline-Klassen nach dem American National Standard Institute (ANSI). Die ANSI-Klassen geben an, mit welchem Druck die Pipeline maximal betrieben werden kann. ANSI 600 bedeutet, dass die ein Betriebsdruck von 90 bar möglich ist. ANSI 900 sagt aus, dass die Pipeline einen Druck bis zu 140 bar verträgt und Pipelines der ANSI-Klasse 1500 können mit einem Druck von bis zu 225 bar betrieben werden [vgl. IEA 2002, S. 3.25].

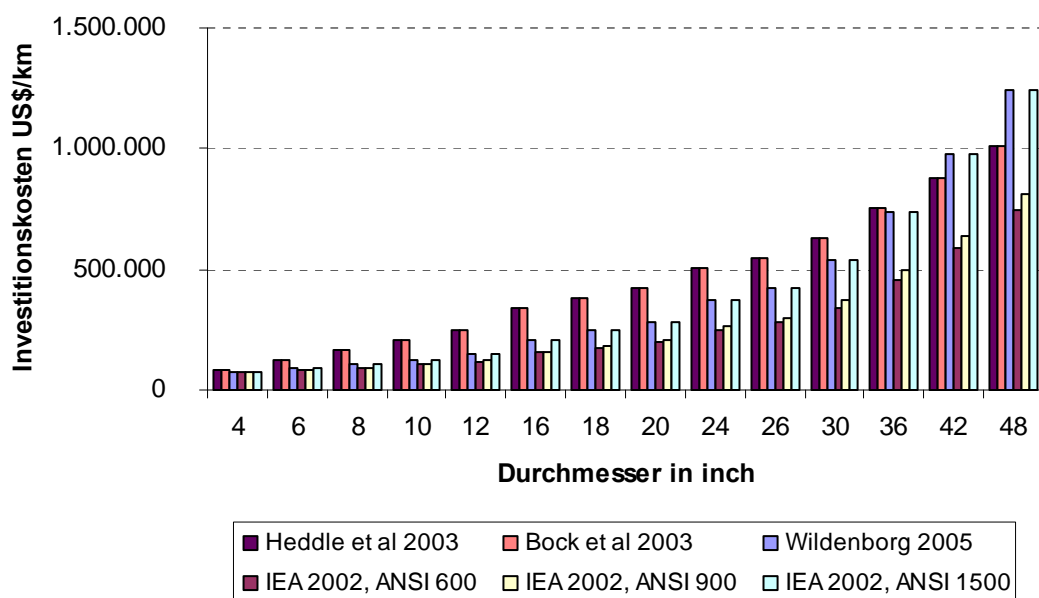


Abbildung 6.13: Pipeline Investitionskosten nach Literaturangaben.

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von Heddle et al 2003, Bock et al 2003, IEA 2002, Wildenborg et al 2005.

Der Abbildung 6.13 kann entnommen werden, dass die Pipelinekosten durch den Durchmesser und die ANSI-Klasse beeinflusst werden. Je größer der Durchmesser und je höher der Betriebsdruck, desto höher sind die spezifischen Investitionen. Deutliche Unterschiede in der Höhe der Investitionskosten liegen jedoch bei den mittleren Pipedurchmessern vor. Die Ermittlung der Investitionskosten beruht auf unterschiedlichen Ansätzen. Die dargestellten Kosten entsprechen einerseits den mittleren Investitionen von real umgesetzten Pipelineprojekten (z.B. Heddle et al 2003 und Bock et al 2003). Andererseits wurden die Investitionskosten anhand mathematischer Formeln bestimmt (z. B. IEA 2002, Wildenborg et al 2005). In Wildenborg et al (2005) und IEA (2002) sind Formeln enthalten, mit denen unter Vorgabe des Durchmessers und der Distanz die Investitionskosten berechnet werden können. Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen wurde unterstellt, dass die Pipeline über ebenes, nicht bebautes Gelände verläuft und eine Gesamtlänge von 250 km hat. Es ist zu erkennen, dass bis zu einem Durchmesser von 36 inch die Angaben von Heddle et al (2003) und Bock et al (2003) z. T. deutlich über den Investitionen liegen, die nach dem von der IEA (2002) und Wildenborg et al (2005) bereitgestelltem Vorgehen ermittelt werden. Für größere Durchmesser gilt diese Aussage nur begrenzt für Pipelines der ANSI-Klassen 600 und 900.

Eine Ursache für den Unterschied in den Pipelinekosten kann darin liegen, dass ein Geländefaktor in den Formeln der IEA (2002) nicht berücksichtigt wird. Nach Odenberger und Svensson (2003) sowie Radgen et al (2006) sind Pipelineinvestitionen stark geographieabhängig. Je nach Gelände, durch das die Pipeline verläuft, können sich die Investitionskosten für weniger günstiges Gelände um mehr als eine Dimension erhöhen [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 15, Radgen et al 2006, S. 87].

In Tabelle 6.9 sind die Faktoren für verschiedene Geländetypen aufgeführt. Als Basiswert dient der Trassenverlauf über ebenes, unbesiedeltes Gelände. Nach dieser Übersicht können sich Investitionen bei einer Pipelinetrasse über bergiges Gelände um den Faktor 1,3 bis 1,8 gegenüber einem Verlauf über unbesiedeltes, ebenes Gelände erhöhen. Noch höher fallen die Investitionen bei Trassen durch bewohntes Gebiet oder entlang von Küstenlinien aus. Hier können sich die Kosten um den Faktor 10 bzw. 45 erhöhen. Die zusätzlichen Kosten beruhen dabei auf einem erhöhtem Material- und Arbeitseinsatz sowie zusätzlichen Sicherheits- und Umweltschutzauflagen. Günstige Bedingungen für das Verlegen von Pipelines aus Kostensicht können hingegen entlang existierender Pipelines oder in unbewohntem und ebenem Gelände unterstellt werden.

Tabelle 6.9: Geländefaktoren für Pipelines.

Geländetyp	Faktor (IEA 2002)	Faktor (Radgen et al 2006)
Kulturland	1,1	-
Grünland	1,0	-
Bewaldetes Gebiet	1,05	-
Dschungel	1,10	-
Steinwüste	1,10	-
Bergiges Gebiet	1,3-1,5	1,8
Existierende Pipelinetrasse	-	0,9
Querungen (Straße, Flüsse)	-	1,4
Urbane Räume	-	10
Küstenlinien	-	45

Quelle: auf Basis von IEA 2002, Radgen et al 2006.

Welchen Einfluss die Geländefaktoren auf die Investitionskosten haben, wird in der folgenden Abbildung veranschaulicht. In dieser Abbildung sind neben den Literaturdaten zu den Investitionskosten von CO₂-Pipelines auch die Investitionskosten von existierenden Pipelines zum Transport von Erdgas enthalten. Dargestellt sind in Abbildung 6.14 jeweils die Mittelwerte der spezifischen Investitionskosten. Die Kosten der Erdgaspipelines stammen aus einer Übersicht der in den USA umgesetzten und in Betrieb befindlichen Erdgaspipelines [vgl. True 2000, True 2003]. Ein Vergleich der Investitionen von Erdgas- und CO₂-Pipelines ist durchaus zweckmäßig, da sich der Errichtungsaufwand und verschiedene Komponenten sehr ähnlich sind.

Wie der Abbildung zu entnehmen ist, liegen die spezifischen Investitionskosten der gebauten Erdgaspipelines deutlich über den Investitionskostenangaben für CO₂-Pipelines in der Literatur. Eine Ausnahme bilden die Pipelines mit kleinem Rohrdurchmesser. Hier liegen die spezifischen Investitionskosten in guter Übereinstimmung. Folgt man den Aussagen von Damen (2007) und Heddle et al (2003), wäre eigentlich zu erwarten, dass die Investitionen für CO₂-Pipelines über den Investitionen der Erdgaspipelines liegen. Damen (2007) sowie Heddle et al (2003) begründen diese Ansicht mit dem höheren Transportdruck von CO₂, der dickere Rohrwände und somit einen höheren Materialeinsatz erfordert [vgl. Heddle et al 2003, S. 19, Damen 2007, S. 100].

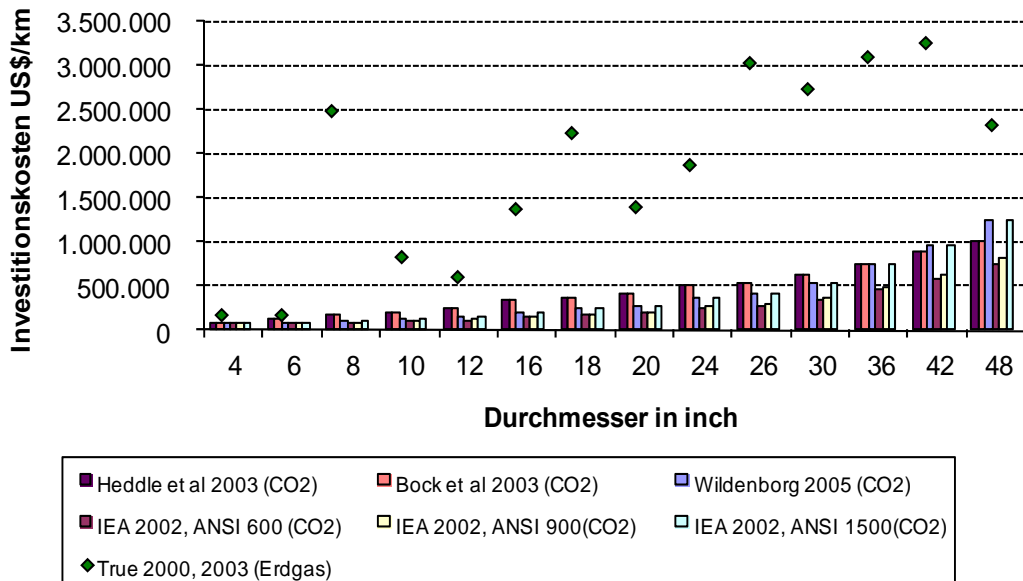


Abbildung 6.14: Investitionskosten von Pipelines inklusive Investitionskosten existierender Erdgaspipelines in den USA.

Quelle: auf Basis von Heddle et al 2003, Bock et al 2003, IEA 2002, Wildenborg et al 2005, True 2000, True 2003.

Die fehlende Berücksichtigung des Geländefaktors kann als eine Ursache für den zum Teil sehr deutlichen Unterschied in den spezifischen Kosten angesehen werden. Als zweite Ursache kann der Einfluss von kurzen Pipelineprojekten auf die mittleren spezifischen Investitionskosten gesehen werden. Die in Abbildung 6.14 dargestellten Kosten der Erdgaspipelines sind nicht auf eine bestimmte Länge beschränkt. Es sind sowohl sehr kurze als auch sehr lange Pipelines enthalten. Kurze Pipelineverbindungen fordern in der Tendenz höhere spezifische Investitionen.

Informationen zu den Investitionskosten von Offshore-Pipelines sind in der Literatur nur selten enthalten. Nach Angaben des IPCC (2005) können die Investitionen für Offshore-Pipelines 40 bis 70 Prozent über den Investitionen für Onshore-Pipelines liegen. Die höheren Kosten können mit dem größeren Aufwand zur Verlegung der Pipeline und mit einem höheren Materialeinsatz begründet werden.

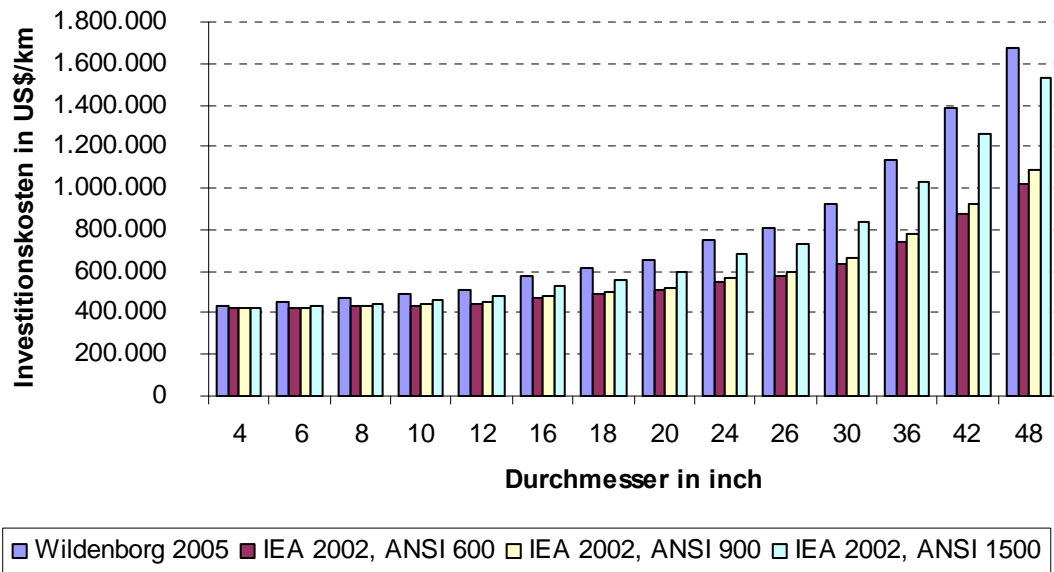


Abbildung 6.15: Investitionskosten von Offshore-Pipelines.

Quelle: auf Basis von Wildenborg et al 2005, IEA 2002.

In der Regel werden Offshore-Pipelines mit einem höheren Druck betrieben [vgl. IPCC 2005, S. 190]. Sarv (1999) geht bei Berechnungen der Offshore-Transportkosten von Investitionen in Höhe von 695.000 US\$/km aus. Diese Kosten beziehen sich auf eine Pipeline mit einem Durchmesser von 30 inch [vgl. Sarv 1999, S. 13f]. Der Wert liegt in etwa in der Größenordnung der Investitionen, die nach dem Vorgehen von IEA (2002) für eine Pipeline der ANSI 900 Klasse berechnet werden können. Weitere Investitionskosten für unterschiedliche Pipelinedurchmesser sind der Abbildung 6.15 zu entnehmen. Es ist zu erkennen, dass die Kosten über den Investitionen von vergleichbaren Onshore-Pipelines liegen. Insbesondere für Pipelines mit kleinerem Durchmesser liegen die Mehrkosten deutlich über den Angaben des IPCC (2005).

Im Unterschied zur Verlegung auf dem Festland wird in der Literatur für die Verlegung unter Wasser kein Geländefaktor genannt. Zusätzliche Kosten können jedoch entstehen, wenn die Pipelines durch Ankergebiete verlaufen und die Pipeline zum Schutz im Meeresboden verlegt werden muss.

Neben den investiven Ausgaben einer Pipeline fallen für den Betrieb zusätzliche Kosten an. Zu den Betriebskosten zählen die Ausgaben für Überwachung, Wartung und Instandsetzung einer Pipeline. Darüber hinaus können auch zusätzlich anfallende Energiekosten für eine Zwischenverdichtung den Betriebskosten zugeordnet werden. Angaben zu den Betriebskosten werden in der Literatur eher selten aufgezeigt. Ein Vergleich der Angaben zu den Betriebskosten wird zudem durch mangelnde oder unzureichende Erläuterungen zu den Betriebskosten erschwert. Es bleibt in einigen Fällen unklar, ob die Energiekosten für eine Zwischenverdichtung in den Kostenangaben enthalten sind.

Die Betriebskosten werden in der Literatur in unterschiedlicher Weise angegeben. Die Angabe erfolgt in Prozent der Investitionskosten, als fester spezifischer Wert in Abhängigkeit der Länge oder sie kann mit Hilfe einer Formel unter Vorgabe des Durchmessers und der Länge berechnet werden. Heddle et al (2003) und Bock et al (2003) schätzen die Betriebskosten unabhängig vom Durchmesser für Onshore-Pipelines pro Jahr und Kilometer auf 3.100 US\$ [vgl. Heddle et al 2003, S. 22, Bock et al 2003, S. 4-9]. Im Unterschied dazu erwarten Freund und Davison (2002) deutlich höhere Betriebskosten. Nach ihrer Einschätzung liegen die spezifischen Betriebskosten je nach zu transportierender CO₂-Menge zwischen 13.000 US\$/a (für 0,1 Millionen t_{CO2}/a) und 210.000 US\$/a (für 50 Millionen t_{CO2}/a). In Bezug auf die Pipelineinvestitionen würde dies einem prozentualen Anteil von 14,4 bis 17,1% entsprechen. Widerrum gemäßiger werden die Kosten für den Betrieb in Damen (2007) und Wildenborg et al (2005) beziffert. Beide Studien gehen von Betriebskosten zwischen 2 und 3 Prozent aus. Folgt man wie z. B. Odenberger und Svensson (2003) der von IEA (2002) gelieferten Formel und setzt das Ergebnis in Bezug auf die Investitionen, ergeben sich Kosten für den Betrieb der Pipeline zwischen 0,7 und 2 %/a [vgl. Freund und Davison 2002, S. 84, IEA 2002, S. 4.11, Odenberger und Svensson 2003, S. 29, Wildenborg 2005, S. 36, Damen 2007, S. 101].

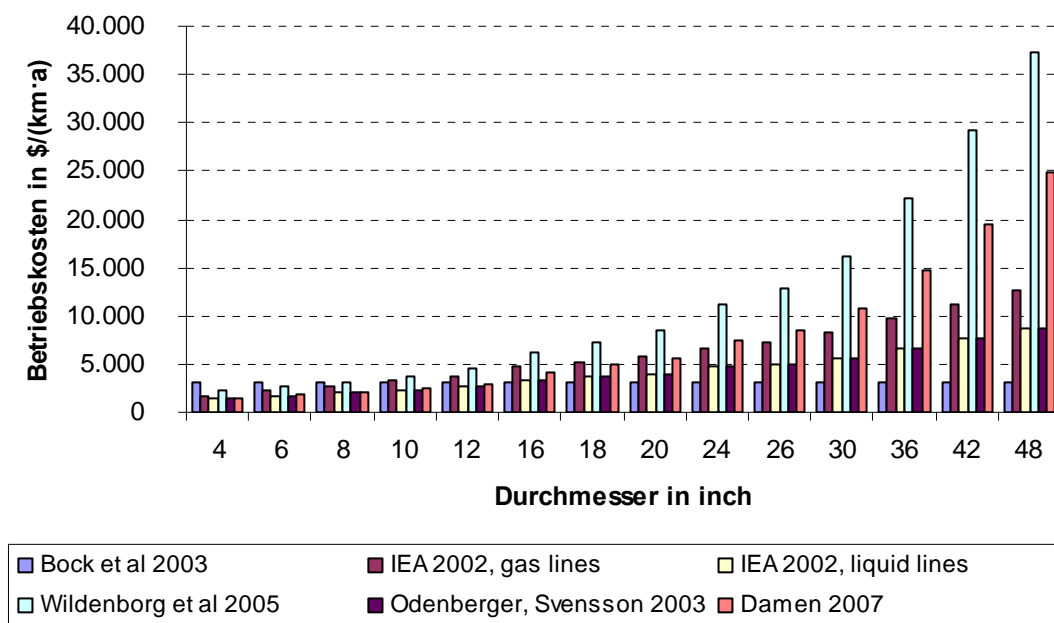


Abbildung 6.16: Onshore-Pipeline Betriebskosten.

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von IEA 2002, S. 4.11, Odenberger und Svensson 2003, S. 29, Wildenborg 2005, S. 36, Damen 2007, S. 101, Heddle et al 2003, Bock et al 2003.

Ebenso wie bei den Investitionen weichen die Einschätzungen zu den Betriebskosten zum Teil deutlich voneinander ab. Lediglich für kleinere Pipelinedurchmesser zeigen

die Literaturdaten gute Übereinstimmung (s. Abbildung 6.16). Die Betriebskosten in Abbildung 6.16 basieren auf den oben erwähnten Literaturquellen. Für eine einheitliche Darstellung wurden die Literaturdaten in US\$/(km·a) umgerechnet. Als Grundlage für die Bestimmung der Investitionskosten wurde die Formel aus Wildenborg (2005) verwendet und eine Länge von 250 km unterstellt.

Für den Betrieb von Offshore-Pipelines wird in der Literatur von höheren Kosten ausgegangen. Sarv (1999) unterstellt in seinen Berechnungen zum Transport von 200 Mio. t_{CO₂} Betriebskosten in Höhe von 4 Prozent der Investitionen [vgl. Sarv 1999, S. 19]. In weiteren Quellen werden die Betriebskosten unabhängig vom Durchmesser der Pipeline auf ca. 25.000 US\$/(km·a) geschätzt [vgl. Heddle et al 2003, S. 90, Bock et al 2003, S. 8-4].

6.4.5.2 Schiffstransport

Neben den Investitionen für das Schiff werden weitere Investitionen für Zwischenspeicher, Verflüssigung sowie Be- und Entladestation benötigt. Als Entladestation dient in den Machbarkeitsstudien in der Regel eine schwimmende Offshore-Plattform [s. Sarv 1999, Bock et al 2003]. Von der Plattform wird das CO₂ über eine senkrechte Pipeline in die Lagerstätte eingebracht. Unter Umständen können zusätzliche Investitionen zum Ausbau in die Hafenstruktur (Kailinie, Wassertiefe) anfallen, um Schiffe mit großem Tiefgang aufnehmen zu können.

Die Kosten für einen Tanker mit einem Volumen von 22.000 m³ betragen nach Literaturangaben zwischen 50 und 55 Mio. US\$ [vgl. Sarv 1999, S. 14, Freund und Davison 2002, S. 85, Bock et al 2003, S. 9-7]. Mit einer Dichte von ca. 1.155 kg/m³ bei -50 °C und 7 bar Druck wäre eine Zuladung von ca. 25 kt_{CO₂} möglich. Tanker dieser Größenordnung wären in der Lage, z.B. das 2,5-fache der CO₂-Tagesproduktion eines 500 MW Steinkohlekraftwerks aufzunehmen.

Eine weitere Einschätzung der Investitionskosten für CO₂-Tanker wurde von der IEA (2002) vorgenommen. Ein Tanker mit einer Zuladung von 10 kt_{CO₂} kostet demnach etwa 34 Mio. US\$, mit 30 kt_{CO₂} Ladekapazität etwa 60 Mio. US\$ und 50 kt_{CO₂} 85 Mio. US\$ [vgl. IEA 2004 in IPCC 2005, S. 190]. Noch größere Tanker (135.000 m³) benötigen Investitionen von etwa 200 Mio. US\$ [vgl. Sarv 1999, S. 14]. Alternativ besteht die Möglichkeit, die Aufgabe des Schiffstransports in die Hände Dritter abzugeben und den Transport als Dienstleistung in Anspruch zu nehmen. Statt der Kapitalkosten wären dann Gebühren für das Chartern des Schiffes an den Betreiber zu bezahlen. Charterkosten werden z.B. in Odenberger und Svensson (2003) genannt. Demnach würden sich die monatlichen Kosten für einen 22.000 m³ Tanker auf 210.000 € belaufen [vgl. Odenberger und Svensson 2003, Anhang C1]. Im Unterschied dazu werden vom IPCC (2005) tägliche Chartergebühren von 25.000 US\$ für einen 20 kt-Tanker als realistisch eingeschätzt [vgl. IPCC 2005, S. 190].

Zusätzliche Investitionen fallen für die Offshore-Plattform, Verflüssigungsanlage und den Ausbau der Hafeninfrastuktur an. Ohne genauere Angaben bezüglich der Decksfläche oder Traglast bewegen sich die Investitionskosten für eine schwimmende Offshore-Plattform in der Literatur zwischen 100 und 200 Mio. US\$. [vgl. Sarv 1999, S. 14, Bock et al 2003, S. 9-7]. Die Kosten für eine Verflüssigungsanlage richten sich nach der Kapazität der Anlage. Eine Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 6,2 Mio. t_{CO₂}/a wird mit 80 Mio. US\$ beziffert. Wird das CO₂ mit 100 bar Druck angeliefert, reduzieren sich die Investitionskosten um ca. 50 Mio. US\$ auf 30 Mio. US\$. An anderer Stelle werden die Kosten einer Verflüssigungsanlage deutlich höher eingeschätzt. Für eine Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 1 Mio. t_{CO₂}/a werden die Kosten in einer Spannbreite von 35 bis 50 Mio. t_{CO₂} angegeben [vgl. IEA 2004 und Statoil 2002 in IPCC 2005, S. 190ff]. Die Investitionen für einen Zwischenspeicher liegen je nach Art und Volumen des Speichers zwischen 6,5 für einen Stahlbehälter mit 3.000 m³ Volumen und 17 Mio. € für einen Untergrundspeicher mit 120.000 m³ Volumen [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 32].

Die Betriebskosten setzen sich aus Wartung, Personal, Brennstoffkosten, Stromkosten und Hafengebühren zusammen. Bock et al (2003) gehen exklusive der Brennstoffkosten von jährlichen Betriebskosten in Höhe von 4,7% der Investitionskosten für den Tanker und von 2 Prozent der Investitionskosten für die übrigen Einrichtungen aus. Sarv (1999) beziffert die Betriebskosten insgesamt auf 7,4 bis 8% der Investitionskosten [vgl. Bock et al 2003, 9-7, Sarv 1999, S. 14]. Aus beiden Studien geht nicht eindeutig hervor, ob die Betriebskosten auch die Kosten für den Betrieb der Verflüssigungsanlage umfassen. Hafengebühren werden von Odenberger und Svensson (2003) genannt. Je nach Tankergröße liegen diese zwischen 17.000 und 30.000 € (18.000 bis 33.000 US\$) für 24h [vgl. Odenberger und Svensson 2003, S. 24]. Die Liegedauer, die mit der Gebühr abdeckt ist, wird nicht explizit genannt. Aufgrund einer Beispielrechnung, in der die Beladung eines Schiffes mit 24h angegeben ist, kann angenommen werden, dass sich die Hafengebühr auf den genannten Zeitraum von 24h bezieht [vgl. Odenberger und Svensson 2003, Anhang B3].

6.4.6 Spezifische Transportkosten

Auf Basis der Investitions- und Betriebskosten können unter Zugrundelegung von Zinssatz und Abschreibedauer die Transportkosten berechnet werden. Es ist zu beachten, dass die Transportkosten der Pipeline durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden. Zu diesen Faktoren zählen z.B. die Transportentfernung, der Geländeverlauf oder die zu transportierende CO₂-Menge.

Der eingangs bereits erwähnte GESTCO-Bericht hat für elf Fallstudien in unterschiedlichen Regionen Europas die Transportkosten für CO₂ aus Kraftwerken ermittelt. Ohne auf die Transportdistanz in den einzelnen Fallstudien näher einzugehen, werden Trans-

portkosten in einer Spannbreite von 1,1 bis 14,8 €/t_{CO₂} genannt. Im Mittel betragen die Transportkosten 5 €/t_{CO₂} und machen etwa 12% der Gesamtkosten aus [vgl. Christensen und Holloway 2003, S. 25].

Die Transportkosten der in den USA betriebenen CO₂-Pipelines werden mit 1-3 US\$/t_{CO₂}/100 km angegeben. Wesentlich höhere Pipeline-Transportkosten werden von der COORETEC Arbeitsgruppe erwartet. Die Kosten für den Transport liegen nach Einschätzung dieser Arbeitsgruppe zwischen 6 und 24 €/t_{CO₂}. Dabei wurde für die Berechnungen eine Transportmenge von 1-4 Mio. t_{CO₂}, eine Transportentfernung von 50-200 km und eine Speicherung in erschöpften Erdgasfeldern in 2-3,5 km Tiefe unterstellt [vgl. BMWA 2003, S. 59ff].

Der IPCC (2005) nennt Kosten für den Onshore-Pipelinetransport zwischen 0,5 und 8 US\$/t_{CO₂}/250 km und für den Offshore-Pipelinetransport von 1-8 US\$/t_{CO₂}/250 km. Die untere Kostengrenze wird von Pipelines mit größerem Durchmesser erreicht. Allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die Transportkapazität vollständig ausgenutzt wird [vgl. IPCC 2005, S. 191].

Die spezifischen Transportkosten für den Schiffstransport wurden von Bock et al (2003) berechnet. Für eine CO₂-Tanker mit einem Ladevolumen von 22.000 m³ ergeben sich bei einer Transportmenge von ca. 22.000 t_{CO₂}/d und einer Distanz zur Küste von 100 km Transportkosten von 16,50 bis 18,50 US\$/t_{CO₂}. In den Kosten sind ebenfalls die Aufwendungen für den Transport des CO₂ von der Quelle zum Hafen über eine Pipeline enthalten [vgl. Bock et al 2003, S. 9-9f].

Für eine Transportentfernung von 7.600 km und einer Transportmenge von 5,5 Mio. t_{CO₂}/a werden die Schiffstransportkosten in einer weiteren Untersuchung mit 55 US\$/t_{CO₂} beziffert. Zur Bewältigung des Transportvolumens wurden in dieser Berechnung 17 Tanker mit einer Kapazität von jeweils 20 kt angesetzt. Die spezifischen Kostangaben umfassen auch die Kosten der Verflüssigung. Wird die Verflüssigung außer Acht gelassen, reduzieren sich die Transportkosten auf 42 US\$/t_{CO₂}. Weiterhin wurden die Transportkosten für geringere Transportentfernungen betrachtet. Die Transportkosten ohne Berücksichtigung der Verflüssigung betragen für 500 km 20 US\$/t_{CO₂}, für 1.500 km 22 US\$/t_{CO₂} und für 4.500 km 28 US\$/t_{CO₂} [vgl. Statoil 2004 in IPCC 2005, S. 192]. An anderer Stelle wiederum nennt der IPCC-Bericht (2005) Transportkosten von 10 US\$/t_{CO₂} für 6 Mio. t_{CO₂} und 500 km Entfernung [vgl. IPCC 2005, S. 345].

Gegenüber der Pipeline kann sich der Schiffstransport bei größeren Entfernungen als günstigeres Transportmittel herausstellen. Der IPCC-Sonderbericht (2005) beziffert die „break-even“ Distanz – der Punkt an dem die Kosten von Pipeline- und Schiffstransport gleich sind – mit ca. 1.000 km für eine jährliche Transportmenge von 6 Mio. t_{CO₂}. An diesem Punkt betragen die Kosten etwa 15 US\$/t_{CO₂}. Bei größeren Mengen verschiebt sich der „break-even“ zu größeren Entfernungen [vgl. IPCC 2005, S. 192]. Bock et al

(2003) unterstellen eine Distanz von ca. 800 km, ab der es günstiger wird, Schiffe für den Transport von CO₂ einzusetzen. Die Transportentfernung ist dabei nicht alleine entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines Transportmittels. Weitere Faktoren wie z.B. Aufbau der Hafeninfrastruktur, Errichtungskosten (Wassertiefe, Qualität des Seebodens), Betriebskosten (Brennstoffkosten) und Logistik wären zusätzlich in eine Bewertung einzubeziehen [vgl. Bock et al 2003, S. 9-1].

6.4.7 Zusammenfassung CO₂-Transport

In den seltensten Fällen wird die Möglichkeit bestehen, das CO₂ direkt an dem Entstehungsort zu speichern. Insofern bildet der Transport des CO₂ einen wichtigen Bestandteil in der Gesamtkette des CCS. Von den bestehenden Transportmöglichkeiten eignen sich für den Transport großer Mengen CO₂ nur der Transport in Pipelines oder per Schiff. Eine weiträumige Infrastruktur für den Transport von CO₂ existiert in Deutschland bisher nicht und müsste erst errichtet werden.

Die Angaben in der Literatur zu den Investitionskosten von Pipelines für den CO₂-Transport weichen zum Teil sehr deutlich voneinander ab. Werden die Kosten existierender Pipelines für den Transport von Erdgas in die Betrachtung einbezogen, ist zu sehen, dass die spezifischen Investitionskosten der Erdgaspipeline in den meisten Fällen deutlich über den Literaturwerten für Pipelines zum CO₂-Transport liegen. Dadurch wird deutlich, dass erstens aufgrund der Spannweite in den Investitionskosten die Kostendaten eher mit Vorsicht zu verwenden sind und zweitens die Aufbau einer Pipeline-Infrastruktur für den Transport von CO₂ sehr kapitalintensiv ist. Für eine Strecke von 250 km gibt der IPCC (2005) Transportkosten von 0,5 bis 8 US\$ pro t_{CO2} an. Bei größeren Entfernungen steigen die Transportkosten an. Die Alternative zur Pipeline – der Schiffstransport – ist ebenfalls mit sehr hohen Anfangsinvestitionen verbunden. Bei großen Transportdistanzen kann der Schiffstransport der Pipeline wirtschaftlich überlegen sein. Für ein Transportvolumen von 6 Mio. t_{CO2}/a liegt der „break even“ bei 1.000 km Transportentfernung. Die Transportkosten betragen an diesem Punkt etwa 15 US\$/t_{CO2}.

6.5 CO₂-Speicherung

Nach der Abtrennung und dem Transport des CO₂ ist es erforderlich, das CO₂ zu speichern oder in industriellen Anwendungen zu binden, um ein langfristiges Entziehen des CO₂ aus der Atmosphäre zu ermöglichen. Zu diesem Zweck müssen geeignete Speicherformationen bzw. Industrieprozesse, in denen CO₂ als Rohstoff Anwendung findet, identifiziert werden.

6.5.1 Speicheroptionen und Potentiale

Die Möglichkeiten zur Speicherung von CO₂ können in die Ozeanspeicherung, die Speicherung in geologischen Formationen und die Speicherung durch Mineralisierung unterschieden werden. Im Folgenden wird auf die momentan vorwiegend diskutierten Speicheroptionen und die Speicherpotentiale in Deutschland eingegangen. Nach Fishedick et al (2007) beträgt die Speicherverfügbarkeit der für Deutschland am ehesten in Frage kommenden Speicheroptionen zwischen 41 bis 87 Jahren. Dieser Zeitraum wurde vor dem Hintergrund der gegenwärtigen CO₂-Emissionen aus Kraftwerken und Industrieanlagen größer als 50 MW ermittelt. Dabei wird der erhöhte Energieeinsatz in der gesamten CCS-Kette vernachlässigt. Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Energiebedarfs und eines erwarteten Anstiegs der CO₂-Emissionen um 30% reduziert sich die Speicherverfügbarkeit auf 31 bis 67 Jahre [vgl. Fishedick et al 2007, S. 98].

Geringere Werte für die Speicherverfügbarkeit nennt eine Studie des Wuppertal Instituts aus dem Jahr 2010. Je nach unterstellter Speichergesamtkapazität in Deutschland werden in dieser Studie Speicherverfügbarkeiten von 12 bis 37 Jahren genannt. Unterstellt wurde dabei, dass das gesamte Speichervolumen zur Verfügung steht und dass die Speicherung der Emissionen eines Jahres bei Aufnahme der Speicheraktivitäten möglich ist [vgl. Viebahn et al 2010, S. 126].

6.5.1.1 Speicherung in geologischen Formationen

Zu den Untertage-Speicheroptionen zählen stillgelegte Salzbergwerke, Salzkavernen, stillgelegte Kohlebergwerke, tiefe Kohleflöze, Lagerstätten von Kohlenwasserstoffen und tiefe saline Aquifere. Wegen der in Deutschland bestehenden Druck- und Temperaturbedingungen ist die Untertagespeicherung von CO₂ als Flüssigkeit oder überkritisches Fluid bei mehr als 80 bar nur ab einer Tiefe von etwa 1.000 m erreichbar [vgl. Gerling und May 2001, S. 3, May et al 2005, S. 33]. Untersuchungen für andere Bereiche sehen die Mindesttiefe für z.B. die Speicherung in Aquifere bei 800 m [vgl. Bentham und Kirby 2005, S. 560, Omerod et al 1993, S. 836]. Die optimale Speichertiefe wird zwischen 1.000 und 3.000 m gesehen. Bei geringeren Tiefen könnte nur weniger CO₂ in den Hohl- und Porenräumen gespeichert werden und bei größeren Tiefen würden lediglich die Bohrkosten und damit die Speicherkosten zunehmen, ohne dass sich die Speicherkapazität wesentlich erhöht [vgl. May und Turkovic 2003, S. 67]. Die Lagerung von CO₂ in geringeren Tiefen als 800 m könnte nach dem IPCC-Bericht (2005) technisch und auch ökonomisch durchführbar sein. Allerdings würde das CO₂ gasförmig mit einer geringeren Dichte vorliegen und die daraus resultierende geringere Speicherkapazität könnte problematisch sein [vgl. IPCC 2005, S. 215]. Zusätzlich gilt für alle Untertagespeicher-Optionen, dass die Speicherung nur in geologisch stabilen Gebieten durchgeführt werden sollte, da tektonische Aktivitäten ein Austreten des gespei-

cherten CO₂ in andere Untergrundschichten oder an die Oberfläche verursachen könnten [vgl. Bentham und Kirby 2005, S. 560].

6.5.1.1.1 Stillgelegte Salzbergwerke und Salzkavernen

Der Abbau von Kalisalzen hat große unterirdische Hohlräume erzeugt. Diese Hohlräume sind von einer nahezu gasundurchlässigen Gesteinsschicht umgeben. Die Einlagerung des CO₂ könnte innerhalb der Hohlräume unter hohen Drücken erfolgen. Um einen Austritt des CO₂ an den Schachteingängen zu vermeiden, müssen diese mit Abdichtungen verschlossen werden. Allerdings liegen in Deutschland bisher keine Erfahrungen mit Schachtabdichtungen vor, die den für die Speicherung von CO₂ erforderlichen Drücken von > 80 bar standhalten. Die Erfahrung mit der Speicherung von Gasen in ehemaligen Salzbergwerken beschränken sich auf die Speicherung von Erdgas unter geringeren Drücken. In Deutschland wird seit 1970 Erdgas unter einem Druck von 37 bar in einem ehemaligen Salzbergwerk gespeichert. Weitere Nachteile sind, dass in Deutschland nur ein geringes Potential besteht und dass die CO₂-Speicherung in Salzbergwerken in einer Nutzungskonkurrenz zur Lagerung anderer fester umweltgefährdender Stoffe steht. Die COORETEC-Arbeitsgruppe des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit lehnt eine Speicherung in Salzbergwerken aus Sicherheitsgründen ab [vgl. BMWA 2003, S. 63]. Aufgrund der guten Barriere-Eigenschaften des Salzes und einer guten Befahrbarkeit des Salzstocks wird eine Nutzung als Untertagedeponie als zweckmäßiger angesehen. Die Speicherkapazität in Salzbergwerken wird auf ca. 30 Mio. t_{CO2} geschätzt. [vgl. Ploetz 2003, S. 9, Gerling und May 2001, S. 2 und S. 13, Deutscher Bundestag 2002, S. 478].

Eine weitere Möglichkeit besteht mit der Speicherung von CO₂ in Salzkavernen. Die technische Machbarkeit der Speicherung in Salzkavernen wurde mit Erdgas oder auch Druckluft bereits gezeigt. Allerdings wird mit der CO₂-Speicherung das Ziel verfolgt, das CO₂ solange wie möglich der Atmosphäre zu entziehen. Bei der Druckluft- und Erdgasspeicherung hingegen wird die Kaverne in Abständen be- und entladen. Ein möglicher Einsatzbereich von Salzkavernen in der CCS-Kette wird in der Verwendung als Zwischenspeicher für den Schiffstransport gesehen [vgl. IPCC 2005, S. 220]. Im Unterschied zu den stillgelegten Salzbergwerken müssen die Kavernen bzw. die Räume zur Speicherung noch erzeugt werden. Die Nachteile der Speicherung in Salzkavernen werden insbesondere in der geringen Kapazität einzelner Kavernen, der Gefahr eines CO₂-Austritts bei Fehlern z.B. in der Versiegelung der Kaverne und in der Konkurrenz zu anderen Nutzungen gesehen. Als konkurrierende Nutzungsmöglichkeiten werden momentan die Druckluftspeicherung, Gasspeicherung und Mülldeponierung diskutiert. Das Speicherpotential von Salzkavernen wird in Deutschland auf ca. 40 Mio. t_{CO2} geschätzt [vgl. Fishedick et al 2007, S. 85]. Aufgrund der konkurrierenden Nutzungsinteressen und der Sicherheitsrisiken schließen Viebahn et al (2009) die Speicherung in

Salzstrukturen von der Betrachtung der Speicherpotentiale in Deutschland aus [vgl. Viebahn et al 2009, S. 42].

6.5.1.1.2 Speicherung in Kohlelagerstätten

Die Möglichkeiten der Speicherung in Kohlelagerstätten können in die Speicherung in stillgelegten Kohlebergwerken und in die Speicherung in tiefen, nicht abbaubaren Kohleflözen unterschieden werden. Beide Optionen haben den Vorteil, dass sie sich oft in der Nähe großer Emittenten befinden und dadurch die Transportkosten im Vergleich zu anderen Speicherorten relativ niedrig gehalten werden könnten.

6.5.1.1.2.1 Stillgelegte Kohlebergwerke

Durch den Abbau von Kohle ist in den Kohlelagerstätten ein weit verzweigtes System von Gängen, Stollen und Schächten entstanden. In diesen Hohlräumen wäre es theoretisch möglich, das CO₂ als Gas, Flüssigkeit oder überkritisches Fluid einzulagern. Dass die Speicherung von Gasen in Kohlegruben technisch möglich ist, wurde mit der Einlagerung von Erdgas gezeigt. Die Erfahrungen zur Speicherung von Erdgas in Kohlelagerstätten liegen allerdings bisher nur in geringem Umfang aus drei Projekten in den USA und in Belgien vor. Ähnlich wie bei der Speicherung von Erdgas sind auch bei der CO₂-Speicherung Anforderungen an die Lagerstätte zu stellen. Dazu gehören der sichere Abschluss zu anderen Bergwerken und zur Erdoberfläche, um ein unkontrolliertes Entweichen des eingelagerten Gases zu vermeiden [vgl. Radgen et al 2006, S. 105].

Die Speicherkapazität stillgelegter Kohlebergwerke setzt sich aus einer Kombination von drei Speicherprozessen zusammen. Die Speicherung erfolgt als Einlagerung in den Hohlräumen, Lösung im Grubenwasser und Adsorption an der verbliebenen Kohle. In der Regel wird die Speicherkapazität wesentlich bestimmt durch die Speicherung in den Hohlräumen und die Adsorption. Einen geringeren Einfluss auf die Speicherkapazität hat die Lösung im Wasser. Eine komplett geflutete Kohlegrube hätte z.B. weniger als 10% der Speicherkapazität, die mit einer Speicherung von CO₂ in ungefluteten Hohlräumen erreichbar wäre [vgl. Radgen et al 2006, S. 107]. Im Bericht der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ (2002) wird das Speicherpotential aufgegebener Kohlegruben für Deutschland mit 780 Mio. t_{CO2} angegeben [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 478].

Eine Nutzung ehemaliger Kohlegruben zur Speicherung von CO₂ wird trotz der Nähe zu Emittenten für Deutschland eher angezweifelt. Die Gründe für die Skepsis liegen darin, dass die eingangs genannten Grundvoraussetzungen nicht erfüllt werden. Zum einen belegen Grubengasaustritte, wie sie z.B. im Ruhrgebiet auftreten, dass das Deckgebirge passierbar für Gase ist und somit eine Verbindung zur Erdoberfläche besteht. Zudem existieren durch den Altbergbau zum Teil unbekannte Öffnungen im Deckgebirge. Des Weiteren ist es als problematisch anzusehen, dass deutsche Kohlegruben

Bestandteil so genannter Verbundbergwerke mit großer Ausdehnung sein können. Eine Einlagerung von CO₂ in einem stillgelegten Bereich würde zu einem Sicherheitsrisiko werden für das Personal in anderen Teilen des Verbundbergwerkes werden, in dem noch Kohleabbau betrieben wird. Um das Risiko zu minimieren, wäre eine aufwendige und wahrscheinlich kostenintensive Abdichtung der aufgegebenen Bergwerksbereiche gegenüber dem aktiven Kohleabbau notwendig. Solche Abdichtungen wurden bisher weder eingesetzt noch entwickelt. Und schließlich liegt mit der gewollten Nutzung von Grubengas aus stillgelegten Kohlegruben zur Energieerzeugung ein weiteres konkurrierendes Interesse vor. Bei gleichzeitiger Nutzung wäre eine sichere und langfristige Speicherung von CO₂ nicht zu gewährleisten [vgl. Gerling und May 2001, S. 4].

6.5.1.1.2.2 Tiefe Kohleflöze

Tiefe, derzeit wirtschaftlich oder technisch nicht abbaubare Kohleflöze stellen eine weitere Option zur Speicherung des CO₂ dar. Der Abbau der Kohle kann z.B. an einer nicht ausreichenden Qualität oder einer zu geringen Mächtigkeit der Kohleschicht scheitern. Weiterhin kann auch die Lage in zu großen Tiefen gegen einen Abbau der Kohle sprechen. Da Kohle aber die Eigenschaft besitzt, an der Oberfläche Gase zu adsorbieren, könnten die für den Kohlebergbau momentan nicht attraktiven Kohleflöze als CO₂-Speicher dienen. Die poröse Oberflächenstruktur der Kohle erlaubt die Adsorption großer Gasmengen. Für Methan gilt, dass in Kohleflözen etwa drei bis sieben Mal soviel Methan gespeichert werden kann wie in einer vergleichbar großen Erdgaslagerstätte. Ähnliche Verhältnisse werden für die Speicherung von CO₂ erwartet [vgl. Radgen et al 2006, S. 111]. Dieser Speicheroption kommt bedingt durch die feste Bindung des CO₂ an die Kohle der Vorteil zu Gute, dass CO₂-Leckagen sehr unwahrscheinlich sein dürften. Zusätzlich gewinnt die Speicheroption dadurch an Attraktivität, dass aufgrund einer höheren Affinität zu CO₂ in der Kohle enthaltenes Methan durch das CO₂ verdrängt wird und als Energieträger nutzbar wäre. Dabei würde das CO₂ über Injektionsbohrungen in den Kohleflöz eingebracht und das losgelöste Methan (oder Flözgas) über eine Förderbohrung entnommen werden. Dieses Verfahren wird in der Literatur als „CO₂-Enhanced Coal Bed Methan Recovery“ (CO₂-ECBM) bezeichnet. Kommt es zu einer Anwendung des CO₂-ECBM, sollte aufgrund des höheren Treibhausgaspotentials von Methan die Verpflichtung bestehen, dass losgelöste Methan komplett aufzufangen. Trotz existierender Projekte, die dieses Verfahren bereits anwenden, sind die bei der Einbringung von CO₂ in Kohle ablaufenden Prozesse weitestgehend unbekannt und benötigen weiteren Forschungsbedarf. Als ein bestimmender Faktor für die Aufnahmefähigkeit von CO₂ wird die Permeabilität der Kohle angesehen [vgl. Radgen et al 2006, S. 109ff, Fishedick et al 2007, S. 76].

Als wesentlicher Nachteil wird vor allem gesehen, dass für eine Speicherung in tiefen Kohleflözen noch einige offene Fragen bestehen und dass eine spätere Nutzung der

Kohleflöze bei z.B. steigenden Kohlepreisen zumindest schwer beeinträchtigt wäre. Zudem kommt, dass speziell für die Situation in Deutschland, Kohle bereits bis zu einer Tiefe von 1.400 m abgebaut wird und in Frage kommende Flöze nur eine geringe Permeabilität aufweisen. Um diese Kohleflöze für die CO₂-Speicherung zu nutzen, wäre ein große Anzahl von tiefen Injektionsbohrungen mit entsprechend hohem Investitions- und Finanzierungsbedarf notwendig, was sich wiederum negativ auf die Speicherkosten auswirken würde. Das Potential für die Speicherung in tiefen Kohleflözen wird in Deutschland auf ca. 3.100 bis 16.700 Mio. t_{CO₂} geschätzt [vgl. Gerling und May 2001, S. 13, Deutscher Bundestag 2002, S. 478, Fishedick et al 2007, S. 85]. Aufgrund fehlender oder nicht ausreichender Kenntnisse über die Speicherprozesse in der Kohle wird vermutet, dass das vergleichsweise große Speicherpotential mittelfristig nicht zur Verfügung stehen wird [vgl. Radgen et al 2006, S. 114].

6.5.1.1.3 Lagerstätten für Kohlenwasserstoff

Lagerstätten für Kohlenwasserstoffe wie Erdöl oder Erdgas eignen sich aus mehreren Gründen für die Speicherung von CO₂. Erstens wird die Dichtigkeit der Lagerstätten dadurch belegt, dass Flüssigkeiten und Gase über Jahrhunderte hinweg aufbewahrt wurden ohne zu entweichen. Zweitens sind durch die Exploration und Förderung der Kohlenwasserstoffe die Strukturen der meisten Lagerstätten bekannt. Drittens könnte ein Teil der bestehenden Infrastruktur (Bohrlöcher, Pipelines) für die Speicherung von CO₂ verwendet werden. Und viertens besteht durch das Einbringen von CO₂ die Möglichkeit, eine erhöhte Ausbeutung von Lagerstätten zu erzielen, die sich in der Endphase der Förderung befinden. Die Verfahren einer gesteigerten Förderung durch das Verpressen von CO₂ werden als Enhanced Oil Recovery (EOR) oder als Enhanced Gas Recovery (EGR) bezeichnet [vgl. Fishedick et al 2007, S. 76].

6.5.1.1.3.1 Ölfelder

Mit der herkömmlichen Fördermethode können zwischen 5 und 40% des Ölvorkommens einer Lagerstätte gefördert werden. Durch das Einspülen von Wasser in einer zweiten Förderstufe können zusätzliche 10 bis 20% gewonnen werden. Es besteht daher ein hohes Interesse, die Effektivität der Ölförderung bzw. die Menge des geförderten Öls zu erhöhen. In den USA existiert eine Vielzahl von Projekten, bei denen über EOR-Verfahren die Ölförderung mit einer dritten Förderstufe gesteigert wird. Als effektives Arbeitsmittel hat sich dabei der Einsatz von CO₂ herausgestellt. Diese Projekte dienen vor allem einer Verbesserung der Fördereffektivität. Das primäre Ziel war es, möglichst viel Öl aus der Lagerstätte zu fördern und dafür möglichst wenig CO₂ einzusetzen. Im Unterschied dazu konzentriert sich die CO₂-Speicherung darauf, möglichst viel CO₂ möglichst lange zu speichern. Die zusätzliche Erdölförderung ist bei der CO₂-Speicherung eher ein positiver Nebeneffekt [vgl. IPCC 2005, S. 215].

Durch das EOR könnten 7 bis 23% des ursprünglich vorhandenen Erdöls zusätzlich gefördert werden. Die erhöhte Ölförderung basiert im Wesentlichen auf zwei Prozessen. Erstens wird durch die Einspeisung von CO₂ das in der Lagerstätte vorhandene Öl verdrängt und zweitens können Öl und CO₂ in Lösung gehen. Im zweiten Fall sorgen ein Anschwellen des Öls und eine Verringerung der Viskosität für einen erhöhten Fluss zu den Förderbohrungen. Welcher der beiden Prozesse eintritt, ist abhängig vom Druck und von der Zusammensetzung des Erdöls [vgl. Heddle et al 2003, S. 29, IPCC 2005, S. 215].

Es besteht ebenfalls die Möglichkeit, entleerte Lagerstätten ausschließlich für die Sequestrierung zu nutzen und auf eine gesteigerte Fördereffektivität zu verzichten. Eine Entscheidung für oder gegen die zusätzliche Förderung von Erdöl ist letzten Endes wirtschaftlicher Natur. Es ist abzuwägen, ob sich durch die zusätzliche Ölförderung die Ausgaben für das EOR rentieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei der Vermischung des CO₂ mit dem Erdöl zusätzliche Ausgaben für die Abtrennung und Reinjektion anfallen können. Im Falle einer Vermischung treten mit dem Öl zwischen 50 und 67% des injiziertem CO₂ wieder an die Oberfläche [vgl. IPCC 2005, S. 215].

Ferner ist zu bedenken, dass durch die Verbrennung des zusätzlich geförderten Öls CO₂ entsteht, was wiederum Einfluss auf die Speichereffektivität hat. In der Literatur bestehen Hinweise, dass die CO₂-Menge, die durch die Verbrennung des zusätzlich geförderten Erdöls entsteht, der gespeicherten Menge an CO₂ entspricht. In diesem Fall käme es streng genommen nicht zu einer Speicherung von CO₂ [vgl. Radgen et al 2006, S. 119].

In Deutschland wird davon ausgegangen, dass trotz des guten Entwicklungsstands das EOR oder eine Speicherung in entleerten Öllagerstätten kaum in Frage kommt, da nur ein geringes Speicherpotential besteht. Die CO₂-Speicherung in entleerten Ölfeldern würde insgesamt keinen großen Beitrag zur Gesamtminderung der CO₂-Emissionen leisten können und zudem wäre es fraglich, ob die hohen Investitionen für Speicherung und EOR in Lagerstätten mit geringer Kapazität wirtschaftlich tragbar sind. Einschließlich der Reserven liegt die Speicherkapazität in Deutschland bei 110 Mio. t_{CO2} [vgl. Fishedick et al 2007, S. 85, Gerling und May 2001, S. 4f].

6.5.1.1.3.2 Gasfelder

Ebenso wie bei der Speicherung in Öllagerstätten kann die CO₂-Speicherung in Gaslagerstätten mit oder ohne zusätzlicher Förderung von Kohlenwasserstoffen erfolgen. Das eingangs zu dem Kapitel „Speicherung“ bereits erwähnte EGR kann im Gegensatz zum EOR nicht auf eine große Anzahl im industriellen Maßstab durchgeführter Projekte zurückgreifen. Die Literatur berichtet nur von einem einzigen Pilotprojekt, bei dem CO₂ zur Erhöhung der Fördereffektivität in eine Gaslagerstätte eingebracht wird [vgl. IPCC 2005, S. 216]. Heddle et al (2003) schließen eine CO₂-Speicherung in Gaslagerstätten in Verbindung mit einer erhöhten Erdgasförderung aus. Die Autoren befürchten, dass es zu

einer Verunreinigung des in der Lagerstätte verbliebenen Erdgases kommt [vgl. Heddle et al 2003, S. 63f, Omerod et al 1993, S. 837]. Andere Einschätzungen hingegen sehen das EGR als mögliche Option an. So werden in Radgen et al (2006) Studien zitiert, nach denen aufgrund der unterschiedlichen Dichten von CO₂ und Erdgas eher eine Verdrängung des Erdgases als die Vermischung erfolgt [vgl. Radgen 2006, S. 121f] und auch Zemke et al (2004) vermuten auf der Basis von Studien und Experimenten, dass EGR eine machbare Option darstellt [vgl. Zemke et al 2004, S. 463].

Anders als bei der Ölförderung erreichen konventionelle Gasförderverfahren bereits sehr hohe Effektivitäten. Im günstigsten Fall können bis zu 95% des vorhandenen Erdgases gefördert werden [vgl. IPCC 2005, S. 216, Heddle et al 2003, S. 63]. Vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob überhaupt ein Bedarf an EGR besteht und Investitionen in EGR eine wirtschaftlich sinnvolle Option darstellen. Auf der anderen Seite bedeutet die nahezu vollständige Entleerung der Erdgaslagerstätte, dass für eine CO₂-Speicherung ohne EGR aufgrund der effektiveren Gasförderverfahren wahrscheinlich mehr CO₂ gelagert werden kann als in einer vom Volumen her vergleichbaren Öllagerstätte.

Die Eignung entleerter Gaslagerstätten zur reinen Speicherung von CO₂ wird deutlich weniger angezweifelt. Ähnlich wie die Öllagerstätten ist die Geologie der Erdgaslagerstätten durch die Explorationsuntersuchungen und die Förderung des Erdgases gut bekannt. Vorteile für den CO₂-Transport ergeben sich daraus, dass die Erdgasfelder an ein Erdgasnetz angebunden sind. Entlang der Trassen für die Erdgaspipelines könnten auch die Pipelines für den CO₂-Transport verlaufen. Eine Verwendung der Gaslagerstätte zur Speicherung von CO₂ ohne EGR würde allerdings die Einstellung der Förderaktivitäten erfordern. Zudem wäre im Sinne einer sicheren und langfristigen Speicherung dafür Sorge zu tragen, dass ehemalige Förderbohrungen abzudichten sind. Im Unterschied zu den Öllagerstätten haben die Gasfelder in Deutschland ein höheres Speicherpotential, das in der Literatur mit 2.300 bis 2.560 Mio. t_{CO₂} angegeben wird. Sowohl wegen der Speicherkapazitäten als auch wegen der bewiesenen guten Speichereigenschaften wird die Lagerung von CO₂ in Erdgaslagerstätten als eine der attraktivsten CO₂-Speicheroptionen auch für den deutschen Raum angesehen [vgl. Fishedick 2007, S. 85, May und Turkovic 2003, S. 67, WBGU 2003b, S. 95, Zemke et al 2004, S. 463].

Aktuelle Zahlen zu den Speicherpotentialen in Erdgasfeldern liefern Viebahn et al (2010) und die GeoCapacity-Studie. Viebahn et al (2010) beziffern das Speicherpotential auf 1.620 bis 1.940 Mio. t_{CO₂} während die GeoCapacity Studie (2009) ein Speicherpotential von 2.810 Mio. t_{CO₂} ermittelt [vgl. Viebahn et al 2010, S. 125, GeoCapacity 2009 in Viebahn et al 2010, S. 125]. Insgesamt liefert die Literatur eine Spannbreite des Speicherpotentials in Erdgasfeldern von 1.620 bis 2.810 Mio. t_{CO₂}.

6.5.1.1.4 Saline Aquifere

Aquifere sind wasserführende Gesteinsschichten im Untergrund, die aufgrund ihrer Porosität und Permeabilität in der Lage sind, Flüssigkeiten sowie Gase zu transportieren und zu speichern. Die deutsche Bezeichnung für Aquifer ist Grundwasserleiter [vgl. Radgen et al 2006, S. 126]. Aufgrund des hohen Gehaltes an Mineralien und Salzen sowie wegen der Tiefe sind Aquifere aus wirtschaftlicher Sicht für die Trink- oder Brauchwasserverwendung nicht geeignet. Nicht jeder Aquifer ist für die Speicherung von CO₂ nutzbar. Um als CO₂-Speicher Verwendung zu finden, muss der Aquifer erstens groß genug sein, um die zu speichernde Menge CO₂ aufnehmen zu können und geringe spezifische Speicherkosten zu erreichen. Zweitens muss der Aquifer eine ausreichende Porosität und Permeabilität aufweisen, damit einerseits genügend Volumen zur Speicherung des CO₂ vorliegt und andererseits das CO₂ in den Aquifer injiziert werden kann. Durch eine zu geringe Permeabilität können die Flüssigkeiten im Aquifer schlechter entweichen und es entsteht ein hoher Gegendruck am Injektionspunkt. Der Gegendruck verhindert eine weitere Einbringung von CO₂ und somit eine komplette Nutzung der Speicherkapazität im Aquifer. Drittens sollte wie bereits erwähnt aufgrund der vorherrschenden Druck- und Temperaturbedingungen der Aquifer tiefer als 800 m liegen, damit eine effektive Nutzung des Speicherpotentials möglich ist. Als vierte Eigenschaft des Aquifers ist das Vorhandensein einer undurchdringbaren Deckschicht erforderlich. Erst diese nach oben hin impermeable Deckschicht sorgt für eine langfristig sichere Speicherung des CO₂ im Aquifer [vgl. Beltham und Kirby 2005, S. 560]. Im Sinne einer langfristig sicheren Speicherung ist zudem die Stabilität der Deckschicht zu bedenken. In Folge der Injektion von CO₂ kommt es zur Druckerhöhung im Aquifer, da es anders als bei Lagerstätten für Kohlenwasserstoffe nicht zu einer Entnahme aus dem Aquifer kommt und die Verdrängung des Lagerstättenwassers vermutlich nicht ausreichend ist [vgl. Radgen et al 2006, S. 129f].

Es wird vermutet, dass insgesamt drei Prozesse für ein Zurückhalten des CO₂ im Aquifer verantwortlich sind. Dazu zählen die Speicherung in eigener Phase in den Porenräumen, die Speicherung durch Lösung im Lagerstättenwasser und die Speicherung durch die Bildung von Karbonaten [vgl. Radgen et al 2006, S. 128f].

Im Unterschied zu den Gas- und Öllagerstätten wurden Aquifere bisher wirtschaftlich kaum genutzt. Bisher dienten sie vereinzelt für die Lagerung industrieller Abfälle [vgl. Gerling und May 2001, S. 5]. Die geringe Nutzung der Aquifere hat den Vorteil, dass das Deckgebirge nicht durch zahlreiche Bohrungen durchsetzt ist, an denen das CO₂ aus dem Speicher entweichen könnte. Auf der anderen Seite sind die Aquifere und auch die Qualität der Deckschichten aufgrund des geringen wirtschaftlichen Interesses wenig erforscht. Zudem kann nicht wie bei Gas- bzw. Öllagerstätten auf vorhandene Bohrungen zurückgegriffen werden. Nutzungskonflikte können durch die Absichten entstehen, erstens das warme Lagerstättenwasser zur Gewinnung geothermischer Energie verwen-

den zu wollen [vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 478] oder zweitens den Bereich oberhalb der Aquifere für die Energiespeicherung zu nutzen.

Die vergleichsweise geringen Kenntnisse über die Aquifere sorgen ebenfalls für Unsicherheiten bei den Potentialabschätzungen. May und Turkovic (2003) schätzen die Speicherkapazität von Aquiferen in Deutschland auf 23 bis 43 Gt_{CO₂}, während an anderer Stelle von May et al (2005) dieser Wert als wenig belastbar eingeschätzt und auf ein Speicherpotential von 12 bis 28 Gt_{CO₂} reduziert wird [vgl. May und Turkovic 2003, S. 68, May et al 2005, S. 34]. Im Offshore-Bereich wird das Speicherpotential auf 4 bis 10 Gt_{CO₂} geschätzt [vgl. BGR 2005 in Viebahn et al 2010, S. 125]. Neuere Veröffentlichungen sehen die Speicherkapazität eher am unteren Ende der Spannbreite von May et al (2005) [vgl. Viebahn et al 2009, S. 40, Euwid 2009, S. 29]. So nennt der GeoCapacity-Bericht (2009) ein Speicherpotential von 12 Gt_{CO₂} [vgl. GeoCapacity 2009 in Viebahn et al 2010, S. 125]. In Viebahn et al (2010) werden nochmals geringere Speicherpotentiale angegeben. Die Autoren nennen ein Speicherpotential von 0,38 bis 8,4 Gt_{CO₂} im Bereich des Festlandes und 1,88 bis 4,5 Gt_{CO₂} im Offshore-Bereich. Als Basiswert wird ein Potential von 0,84 für das Festland und 2,9 Gt_{CO₂} für den Offshore-Bereich genannt [vgl. Viebahn et al 2010, S. 125]. Es ist festzustellen, dass gegenüber den älteren Untersuchungen die Ergebnisse der jüngeren Studien eine deutliche Korrektur der Potentiale nach unten darstellen. Eine wesentliche Unbekannte bei der Bestimmung des Speicherpotentials ist der Effizienzfaktor. Er beschreibt, wie viel von dem berechneten Volumen im Aquifer tatsächlich für die CO₂-Speicherung genutzt werden kann. Bisher ist nicht bekannt, welche Mengen Wasser in den Aquiferen verdrängt werden können und wohin die Aquiferwasser ausweichen. Wesentlich dabei ist, ob die Aquifere als geschlossene oder offene Strukturen betrachtet werden [vgl. Höller und Viebahn 2010, S. 54]. Je nach unterstellten Annahmen zu den Speicherstrukturen, der Wasserverdrängung und der Kompressibilität können die Kapazitäten zur Speicherung von CO₂ in salinen Aquiferen erheblich geringer ausfallen [vgl. SRU 2011, S. 38].

6.5.1.2 Speicherung im Meer

Die Ozeane bilden eine weitere Option zur Speicherung des CO₂. Ozeane sind in der Lage, auf natürlichem Wege den Anstieg des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre zu reduzieren. Die Aufnahme des CO₂ in die Ozeane ist ein sehr langsamer Prozess und erfolgt an der Wasseroberfläche. Von den Ozeanen wurden in den letzten 200 Jahren ca. 500 Gt_{CO₂} aufgenommen. Der pH-Wert der oberen Wasserschichten hat sich durch CO₂-Aufnahme um 0,1 verringert. In tieferen Bereichen der Ozeane ist der pH-Wert nahezu konstant geblieben. Es wird erwartet, dass die Ozeane ein sehr großes Speicherpotential besitzen. Diese Vermutung basiert darauf, dass die Ozeane etwa 70% der Erdoberfläche abdecken und im Mittel ca. 3.800 m tief sind [vgl. IPCC 2005, S. 279].

Die CO₂-Speicherung im Ozean kann grundsätzlich unterschieden werden in die Verfahren der

- direkten Einleitung (oder physikalisch-chemische Lösung) der CO₂-Emissionen und
- indirekten Speicherung (oder biologisch-technische Speicherung) über die Bindung von CO₂ an Biomasse [vgl. Radgen et al 2006, S. 95, WBGU 2006, S. 83].

Die direkten Verfahren können weiterhin unterteilt werden in die Dispersion, die Isolierung und die Einbringung von Trockeneis. Sowohl bei der Dispersion als auch bei der Isolierung besteht die Möglichkeit, dass das CO₂ über Pipelines von Land, einer Offshore-Plattform oder einem Schiff in den Ozean geleitet wird. Der Unterschied der beiden erstgenannten Verfahren liegt in der Tiefe, in der das CO₂ eingebracht wird. Für die Dispersion geschieht die Einbringung des CO₂ in einer Meerestiefe von zwischen 1.000 und 3.000 m. Es wird erwartet, dass sich das CO₂ durch schnelle Ausbreitung im Meerwasser auflöst. Bei größeren Wassertiefen (> 3.000 m) tritt die Isolierung ein. Aufgrund der höheren Dichte von CO₂ als das umgebende Meerwasser in diesen Tiefen sinkt das CO₂ auf den Meeresboden und bildet dort einen „CO₂-See“. Bei der Einbringung in geringeren Wassertiefen (< 500 m) wird von einer Verweildauer von ca. 50 Jahren ausgegangen, bevor es wieder in die Atmosphäre gelangt. In größeren Wassertiefen (> 1.000 m) wird eine längere Verweildauer des CO₂ vermutet. Begründet wird dies mit dem langsameren Austausch der Tiefenwasser mit dem Oberflächenwasser im Vergleich zur Wechselwirkung der Oberflächenwasser mit der Atmosphäre [vgl. Duckat et al 2004, S. 25f]. Basierend auf theoretischen Modellen vermutet der IPCC (2005) eine Verweildauer im Ozean von Jahrhunderten [vgl. IPCC 2005, S. 279f]. Radgen et al (2006) nennen eine Bindungsdauer im Ozean von 1.000 Jahren. Aufgrund der vielen ungeklärten Fragen und der unzureichenden Erfahrung bezüglich des Verhaltens von CO₂ in großen Meerestiefen werden die Angaben zu der Verweildauer von CO₂ in großen Meerestiefen von Radgen et al (2006) als spekulativ bewertet [vgl. Radgen et al 2006, S. 96].

Das dritte Verfahren der direkten Verfahren sieht die Entladung von CO₂ in Form von Trockeneisblöcken direkt vom Schiff im Ozean vor. Dieses Verfahren findet unter den Optionen der Ozeanspeicherung wenig Beachtung, da die Herstellung von Trockeneis ein energieintensiver Prozess ist.

Eine weitere Möglichkeit der marinen CO₂-Speicherung besteht mit der Bindung von CO₂ an Biomasse. Über die Düngung des Ozeans mit Nährstoffen kann das Wachstum von Phytoplankton (Algen) angeregt werden und dadurch eine erhöhte Aufnahme von CO₂ erreicht werden. Zu einer längeren Rückhaltung des in der Biomasse gebundenen Kohlenstoffs kommt es, wenn die Biomasse zum Meeresboden absinkt und dort sedimentiert wird. In dem Fall, dass das Phytoplankton in den oberen Wasserschichten ver-

bleibt, würde das CO₂ innerhalb eines Jahres wieder zurück in die Atmosphäre treten [vgl. WBGU 2003b, S. 97]. Die Forschungsergebnisse einer mit Hilfe von Nährstoffen induzierten Algenblüte im Südatlantik zeigen, dass es zwar zur Algenblüte kommt, aber nur etwa ein Prozent des gebundenen CO₂ am Meeresboden sedimentiert wird. Hinzu kommt, dass bei einer Zersetzung des Phytoplankton in sauerstoffarmen Wasser Methan entsteht. Methan wiederum ist schädlicher für das Klima als CO₂ [vgl. Radgen et al 2006, S. 96].

Das starke Interesse an den Möglichkeiten der CO₂-Speicherung in den Meeren kann im Wesentlichen mit dem scheinbar sehr großen Potential erklärt werden. Allerdings sprechen gegen die Ausnutzung der Potentiale ein zum Teil sehr hoher Energiebedarf, eine zu geringe Rückhaldedauer sowie noch unbeantwortete Fragen bzw. besorgniserregende erste Erkenntnisse über die Auswirkungen auf die Meeresfauna und -flora. Insbesondere aufgrund der Bedenken in Bezug auf die ökologischen Konsequenzen wird die CO₂-Speicherung von deutschen Wissenschaftlern als nicht nachhaltig angesehen [vgl. WBGU 2003b, S. 98, WBGU 2006, S.83].

6.5.1.3 Weitere Speicheroptionen

Neben den genannten Speicheroptionen bestehen mit der technischen und chemischen Verwertung und der Mineralisierung von CO₂ weitere Möglichkeiten zur Bindung von CO₂. Als eine Form des Recycling kann die technische Verwertung von CO₂ angesehen werden, bei der CO₂ als Werkstoff Verwendung in unterschiedlichen Industrieprozessen findet. Zu den technologischen Anwendungsmöglichkeiten zählen z.B. [vgl. BMWA 2003, S. 61]:

- Lebensmittelverarbeitung,
- Kohlensäurehaltige Getränke,
- Metallverarbeitung,
- Trockeneisproduktion,
- Druckgasbehälterfüllung,
- Kraftwerkskühlung (Atomkraftwerke).

Die Speicherdauer ist dabei stark abhängig von der Nutzung des erzeugten Produkts. Da aber keine der Verwertungsmöglichkeiten eine langfristige Zurückhaltung von CO₂ gewährleisten kann und das Speicherpotential nur 0,1 bis 0,5% der derzeitigen jährlichen CO₂-Emissionen beträgt, kommen die technologischen Verwertungsmöglichkeiten nach Ansicht der COORETEC-Arbeitsgruppe des BMWA (2003) nicht als Speichermöglichkeit zur langfristigen Bindung von CO₂ in Betracht. Bei der chemischen Verwertung wird das CO₂ Bestandteil von monomolekularen oder polymeren Verbindungen. Auch für diese Art der CO₂-Bindung wird nur ein geringes Speicherpotential gesehen. Selbst durch eine konsequente Weiterentwicklung der Verfahren und einem verstärkten Ein-

satz von CO₂ würden höchstens 5% der anfallenden CO₂-Emissionen für die Umsetzung in der chemischen Industrie eingesetzt werden [vgl. BMWA 2003, S.61, Fishedick et al 2007, S. 78].

Im Gegensatz zu den Verwertungsmöglichkeiten wird das Speicherpotential für die Mineralisierung von CO₂ als sehr groß angesehen. Die Speicherung von CO₂ bei der Mineralisierung erfolgt über eine Reaktion von CO₂ mit Magnesium-, Eisen- oder Kalziumsilikaten zu den jeweiligen Karbonaten. Karbonate wiederum sind stabile, ungefährliche auch in der Natur vorkommende Verbindungen. Die Vorteile von diesem Konzept bestehen darin, dass erstens weltweit genügend Rohstoffe zur Bildung von Karbonaten vorhanden sind und zweitens dass Karbonate über lange Zeiträume stabil sind und das CO₂ sehr lange binden können. Als ein großer Nachteil ist anzusehen, dass die Mineralisierung von CO₂ sehr langsam in der Natur abläuft. Durch Maßnahmen, die einen deutlich erhöhten Energieaufwand verlangen, kann der Prozess beschleunigt werden. Allerdings ist der Energieverbrauch mit zusätzlichen Kosten verbunden, was sich wiederum negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirken kann. Das IPCC (2005) berichtet von einem Energieaufwand, der zwischen 30 und 50% der erzeugten Energie liegt [vgl. IPCC 2005, S. 330]. Ein weiterer Grund für Radgen et al (2006), eine Realisierung der Speicherung von großen Mengen CO₂ über die technische Mineralisierung anzuzweifeln, liegt in den benötigten Silikatmengen. Zur Speicherung der CO₂-Tagesemissionen eines 500 MW Kohlekraftwerks wären etwa 30.000 t Magnesiumsilikate pro Tag notwendig. Für die Anlieferung müssten täglich 1.000 Lkws eingesetzt werden. Zu bedenken ist darüber hinaus, dass die erzeugten Karbonate wieder abtransportiert und auch gelagert werden müssen. Um das Transportaufkommen möglichst gering zu halten, wäre es erforderlich, einen Kraftwerksstandort möglichst dicht an einem großen Silikatvorkommen zu wählen. Dort könnten unter Umständen die Karbonate an Stelle der abgebauten Silikate lagern. Im Unterschied zum abgebauten Material werden die zu lagernden Abfälle ein größeres Volumen einnehmen. Die Vorkommen mit großen Mengen an z.B. Magnesiumsilikaten sind jedoch in Mitteleuropa sehr begrenzt [vgl. Radgen et al 2006, S. 102f, IPCC 2005, S. 328].

6.5.2 Kosten der CO₂-Speicherung

Da die Speicheroptionen einen unterschiedlichen Entwicklungsstand haben, unterscheiden sich die Kosten in der Verlässlichkeit und auch in der Belastbarkeit der Daten. Daher wird für die späteren Berechnungen darauf verzichtet, die Kosten detailliert in Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Möglichkeiten zur Speicherung aufzulösen. Statt dessen wird die Analyse auf die Kosten pro gespeicherter Tonne CO₂ beschränkt.

Die Kosten der geologischen Speicherung setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Bohrungen und Errichtung einer Infrastruktur zusammen. Dazu addieren sich noch Kosten für Personal, Wartung und eingesetzte Energie.

Die folgende Tabelle zeigt die Kosten der geologischen Speicheroptionen. Dargestellt sind die minimalen, maximalen und mittleren Speicherkosten für verschiedene Speichertypen und Regionen. Die Verfahren und auch die Geräte zur Erschließung der geologischen Speicher finden bereits seit längerem in der Erdöl- und Erdgasindustrie Anwendung. Daher darf für die Abschätzung der Speicherkosten eine relativ hohe Verlässlichkeit erwartet werden. Für die Speicherung in salinen Aquiferen auf dem Festland liegen die Kosten zwischen 0,2 und 6,2 US\$/t_{CO₂}. Die Speicherung von CO₂ in salinen Aquiferen im Offshore-Bereich kann hingegen mit Kosten von 0,5 bis 30,2 US\$/t_{CO₂} verbunden sein. In einer Spannbreite von 0,5 bis 4,0 US\$/t_{CO₂} werden die Speicherkosten für erschöpfte Ölfelder abgeschätzt. Im Maximum höhere Kosten werden bei der Speicherung in entleerten Gasfeldern vermutet. Für diesen Speichertyp reichen die Kosten von 0,5 bis 12,2 US\$/t_{CO₂}. Im Minimum und Mittel werden für die Speicherung in stillgelegten Offshore-Öl- und Gasfeldern höhere Kosten als im Onshore-Fall erwartet.

Tabelle 6.10: Kosten der CO₂-Speicherung in geologischen Formationen.

Speichertyp	On- oder Offshore	Lage	Speicherkosten in US\$/t _{CO₂}		
			Min	Mittel	Max
Saline Formation	Onshore	Australien	0,2	0,5	5,1
		Europa	1,9	2,8	6,2
		USA	0,4	0,5	4,5
Saline Formation	Offshore	Australien	0,5	3,4	30,2
		Europa	4,7	7,7	12,0
Erschöpftes Ölfeld	Onshore	USA	0,5	1,3	4,0
Erschöpftes Gasfeld	Onshore	USA	0,5	2,4	12,2
Stillgelegtes Öl- oder Gasfeld	Onshore	Europa	1,2	1,7	3,8
Stillgelegtes Öl- oder Gasfeld	Offshore	Europa	3,8	6,0	8,1

Quelle: IPCC 2005, S. 260.

Für die Lagerung von CO₂ in Offshore-Erdgas- und Erdölfeldern liegen die Kostenabschätzungen zwischen 3,8 und 8,1 US\$/t_{CO₂} (s. Tabelle 6.10). Dass trotz der erwarteten Verlässlichkeit die Speicherkosten z. T. durch deutliche Spannbreiten charakterisiert sind, kann mit der Standortabhängigkeit der geologischen Speicherung begründet werden. Die Lage und Tiefe der Lagerstätte sowie die geologische Beschaffenheit des Un-

tergrunds können zu Unterschieden in den Kosten führen. Die geringsten Kosten werden für Onshore-Lagerstätten gesehen, die eine gute Permeabilität besitzen und bei denen bestehende Bohrungen für die Injektion des CO₂ genutzt werden können [vgl. IPCC 2005, S. 345].

Bei Berücksichtigung der EOR-, EGR- oder ECBM-Verfahren kann durch die zusätzliche Förderung von Kohlenwasserstoffen ein potentieller Nutzen für die gesamte CCS Kette entstehen. Der Vorteil resultiert aus den Einnahmen, die durch den Verkauf des CO₂ generiert werden und einen Teil der gesamten CCS-Kosten kompensieren können. Je nach Erdöl- bzw. Erdgaspreis und der Aufwendungen für die zusätzliche Förderung können die wirtschaftlichen Vorteile variieren. Als ersten Anhalt werden im IPCC Sonderbericht zum CCS (2005) CO₂-Preise zwischen 10 und 16 US\$/t_{CO2} genannt, die von EOR Betreibern gezahlt wurden. An anderer Stelle im selbem Bericht wird allerdings auch erwähnt, dass EOR nicht zwangsläufig mit einem positiven Nutzen verbunden sein muss [vgl. IPCC 2005, S. 345 und S. 262].

Die Kosten bzw. Nutzen von EGR und ECBM sind mit größeren Unsicherheiten verbunden, da beide nicht im industriellen Maßstab angewendet werden und daher weniger ausgereift sind. Je nach Gaspreis und Effektivität der zusätzlichen Gasproduktion wird für das EGR ein positiver Nutzen zwischen 4 und 16 US\$/t_{CO2} erwartet. Ein wesentlicher Nachteil des ECBM ist, dass nicht auf vorhandene Bohrungen zurückgegriffen werden kann und sich dadurch die Investitionen erhöhen. Erste Berechnungen für die Speicherung in tiefen Kohleflözen und der zusätzlichen Förderung von Methan resultieren in Kosten zwischen -26,4 und 11,1 US\$/t_{CO2}. Es ist zu erwähnen, dass für die Berechnung Kohleflöze in einer Tiefe von ca. 600 m betrachtet wurden, was deutlich oberhalb der für Deutschland in Frage kommenden Flöze liegt [vgl. IPCC 2005, S. 262f].

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Kosten der CO₂-Speicherung im Ozean zwischen 2.000 und 3.000 m Tiefe. Dargestellt sind die Kosten für die CO₂-Einlagerung von einem Schiff und einer Plattform für unterschiedliche Entfernungen zur Küste. Insgesamt betragen die Speicherkosten für die Dispersion etwa 12 bis 16 US\$/t_{CO2}.

Tabelle 6.11: Kosten der CO₂-Speicherung im Ozean.

	Transportentfernung 100 km	Transportentfernung 500 km	Speichertiefe in m
Ozeanspeicherung, Plattform in US\$/t _{CO2}	11,9	13,2	3.000
Ozeanspeicherung, Schiff in US\$/t _{CO2}	14,2	15,7	2.000-2.500

Quelle: IPCC 2005, S. 310.

6.5.3 Zusammenfassung CO₂-Speicherung

Es bestehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Speicherung von CO₂. Von den aufgeführten Speicheroptionen kommen für Deutschland die Speicherung in entleerten Gasfeldern und die Speicherung in salinen Aquiferen am ehesten in Frage. Ölfelder weisen eine zu geringe Lagerkapazität auf und sind daher zu vernachlässigen. Aufgrund von Sicherheitsrisiken, geringer Potentiale, ökologischer Bedenken und unzureichender Kenntnisse sind die zusätzlich aufgeführten Speichermöglichkeiten nicht oder vermutlich erst zu einem späteren Zeitpunkt von Relevanz. Insgesamt liegt das Speicherpotential für Deutschland in einer Spannbreite von 7,9 und 58,4 Gt_{CO₂} (s. Tabelle 6.12). Nicht enthalten in diesem Wert sind die Potentiale der Speicherung von CO₂ im Meer, da diese Option in Deutschland ungewollt ist und nicht weiter verfolgt wird. Beschränkt man das Potential auf die für Deutschland mittelfristig am ehesten verwendbaren Optionen Erdgasfelder und saline Aquifere, dann reduziert sich das CO₂-Speicherpotential auf 3,9 bis 40,8 Gt_{CO₂}. Eine gute Übersicht der Speicherpotentiale liefern Viehbach et al (2010). Dieser Übersicht ist neben dem Gesamtspeicherpotential auch zu entnehmen, dass in älteren Untersuchungen das Speicherpotential in der Regel höher eingeschätzt wird als in aktuelleren Untersuchungen.

Tabelle 6.12: Speicherpotential in Deutschland.

Speichertyp		min	max
Salzformationen	Gt _{CO₂}	0,04	0,04
Stillgelegte Kohlegruben	Gt _{CO₂}	0,78	0,78
Tiefe Kohleflöze	Gt _{CO₂}	3,1	16,7
Leere Ölfelder	Gt _{CO₂}	0,11	0,11
Leere Gasfelder	Gt _{CO₂}	1,62	2,81
Saline Aquifere	Gt _{CO₂}	0,38	28
Nordsee Offshore		1,88	10
Summe	Gt_{CO₂}	7,9	58,4

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Aktuellen Untersuchungen zufolge dürfte das Speicherpotential eher im unteren Bereich der Schätzungen anzusiedeln sein [vgl. Euwid 2009, S. 29, Viehbach et al 2009, S. 40, Viehbach et al 2010, S. 125f]. Viehbach et al (2010) beziffern die Speicherverfügbarkeit bis zur vollständigen Beladung der Speicher auf 12 bis 37 Jahren. Die obere Grenze bezieht sich dabei auf eine Lagerkapazität von 17 Gt_{CO₂} während der unteren Grenze ein Speicherpotential von 5 Gt_{CO₂} zugrunde liegt [vgl. Viehbach et al 2010, S. 126]. Ältere Untersuchungen nennen längere Verfügbarkeiten der Speicher, da in der Regel auch

größere Speicherpotentiale angegeben werden. Fishedick et al (2007) beziffern die Speicherverfügbarkeit unter Berücksichtigung des erhöhten Energieaufwands für die CO₂-Abtrennung auf 31 bis 67 Jahre [vgl. Fishedick et al 2007, S. 98].

Die Kosten der CO₂-Speicherung betragen in entleerten Öl- oder Gaslagerstätten auf dem Festland 1,2 bis 3,8 US\$/t_{CO2} und 1,9 bis 6,2 US\$/t_{CO2} in salinen Formationen. Für die Speicherung im Offshore-Bereich erhöhen sich die Speicherkosten auf 3,8 bis 8,1 US\$/t_{CO2} in entleerten Öl- und Gaslagerstätten und auf 4,7 bis 12 US\$/t_{CO2} in salinen Formationen.

6.6 Kostenreduktionspotential

Jede Prognose über die Abschätzung von Kostenreduktionspotentialen ist mit Unsicherheiten verbunden. Für den Fall von Kraftwerken mit CCS kommt erschwerend hinzu, dass sich die Technologie zumindest im Bereich der Abtrennung von CO₂ aus den Kraftwerksgasen noch im Forschungs- und Entwicklungszustand befindet und keine Erfahrung mit der Technologie vorliegt. Aus diesem Grund können für CCS keine Tendenzen der zukünftigen Kosten auf Basis der bisherigen Entwicklung aufgezeigt werden. Trotzdem sind die Kostenreduktionspotentiale Gegenstand einiger weniger Untersuchungen. Die Lernfaktoren bzw. Kostenreduktionspotentiale wurden dabei entweder über Analogien mit anderen Technologien, für die Erfahrungskurven vorliegen oder über Expertenbefragungen abgeleitet. Als mögliche Ursachen für eine Kostenreduktion werden Skaleneffekte oder Effekte des „learning by doing“ aufgeführt [vgl. Rubin et al 2007, S. 192]. In der Regel beziehen sich die abgeleiteten Lernfaktoren nur auf die Abtrennung des CO₂ und nicht auf den Transport bzw. die Speicherung.

Eine von Rao et al (2006) durchgeführte Expertenbefragung kommt zu dem Ergebnis, dass noch deutliche Verbesserungen für die auf Aminen basierten CCS-Verfahren erreichbar sind. Als Voraussetzung für eine Verbesserung werden ansteigende Aktivitäten im Bereich der Forschung und Entwicklung genannt. Die höchste Priorität hat nach Ansicht der Fachleute die Entwicklung von Lösungsmitteln, die einen geringeren Energieaufwand für die Regeneration benötigen [vgl. Rao et al 2006, S. 3772].

Eine Studie der Unternehmensberatung McKinsey kommt für CCS zu einer Lernrate von 12%. Dieser Wert wurde über den Vergleich mit anderen Energietechnologien wie z.B. Wind, PV, Solarthermie sowie anderen Industrieprozessen wie Flüssiggaserzeugung, SO₂- und NO_x-Abtrennung ermittelt [vgl. McKinsey 2008, S. 23f]. Zu kritisieren ist an dem Vorgehen, dass durch den Vergleich mit Technologien, die nur wenig Ähnlichkeit mit CCS aufweisen, zum Teil Rückschlüsse auf mögliche CCS Lernraten gezogen werden.

Deutlich plausibler erscheint dagegen das Vorgehen von Riahi et al (2004). Zwar wird hier mit 13% eine Lernrate in ähnlicher Größenordnung erwartet. Die Bestimmung erfolgte jedoch allein durch einen Vergleich mit der Kostenentwicklung von Rauchgasentschwefelungsanlagen [vgl. Riahi et al 2004, S. 543]. Allerdings bleibt es etwas unklar, ob sich die Lernrate auf das gesamte Kraftwerk einschließlich CCS oder nur auf die Komponente CCS bezieht. Im ersten Fall würde unterstellt werden, dass sich die Kosten des Kraftwerks ebenfalls um 13% bei Verdoppelung der kumulativen Leistung reduzieren würden.

Im Unterschied zu McKinsey (2008) beschränken sich Rubin et al (2007a) bei der Auswahl allein auf die Technologien, für die eine Verbindung zu Kraftwerkstechnologien oder der Behandlung von industriellen Gasen besteht. Zu den Vergleichstechnologien zählen z.B. Entschwefelungsanlagen, GuDs, Kohlekessel sowie Anlagen zur Sauerstoff- und Wasserstoffherzeugung. Ein Bezug zu den Lernraten von erneuerbaren Energietechnologien wird nicht hergestellt. Die Lernraten der Investitionskosten für die Vergleichstechnologien liegen zwischen 5 und 27%. Im besten Fall wird von den Autoren erwartet, dass die Kraftwerke mit CCS eine Lernrate von 3 bis 5% in Bezug auf die Stromkosten erreichen [vgl. Rubin et al 2007a, S. 193]. Der deutliche Unterschied zu den anderen erwarteten Lernraten liegt vermutlich darin, dass sich die zuerst erwähnten Lernraten nur auf die für CCS notwendigen Komponenten bezieht und nicht wie bei Rubin et al (2007a) auf die gesamten Erzeugungskosten.

Für den Bereich des CO₂-Transport werden keine signifikanten Lernraten erwartet, da für den Transport bereits auf eine breite Erfahrung aus dem Transport von Erdgas zurückgegriffen und der Transport von Gasen in Pipelines als Stand der Technik angesehen werden kann. Ähnliches gilt für die Speicherung von CO₂. Da die Kosten der Speicherung im Wesentlichen durch die Bohrungen verursacht werden und hier auf die Erkenntnisse der Öl- und Gasexploration zurückgegriffen werden kann, wird für die Speicherung nicht von einer relevanten Kostenreduktionen ausgegangen. Diese Annahme fließen im Folgenden in die Betrachtung der CO₂-Vermeidungskosten ein.

7 CO₂-Vermeidungskosten von CCS und regenerativen Energietechnologien

Anhand der bisherigen Kostenanalyse von erneuerbaren Energietechnologien und Kraftwerken mit CCS kann auf die erste Frage, welche der beiden Optionen langfristig die günstigere Lösung zur Vermeidung von CO₂-Emissionen darstellt, keine eindeutige Antwort gegeben werden. Das liegt im Wesentlichen an der hohen Anzahl der zu vergleichenden Energietechnologien und der daraus und aus den unterschiedlichen Annahmen in der Literatur zu den Technologien resultierenden breit gefächerten Resultate zu den Stromerzeugungskosten. Sehr deutlich konnte dagegen gezeigt werden, dass CCS erhöhte Kosten gegenüber Kraftwerken ohne CO₂-Sequestrierung verursacht. Da also anhand der Literaturlauswertung keine eindeutige Aussage hinsichtlich der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit getroffen werden kann, erfolgt in diesem Abschnitt eine eigene Berechnung. Als Vergleichskriterium werden dazu die CO₂-Vermeidungskosten herangezogen. Es werden nicht allein die heutigen sondern auch die zukünftige Entwicklung der Vermeidungskosten analysiert. Die Berechnung wird mit Hilfe von Szenarienbetrachtungen durchgeführt. Dazu werden insgesamt drei Szenarien aufgestellt, auf deren Basis die CO₂-Vermeidungskosten neu errichteter Stromerzeugungsanlagen berechnet werden. Für die Berechnung ist es notwendig, ein Referenz- oder Vergleichsszenario sowie zwei Minderungsszenarien zu betrachten. Die beiden Minderungsszenarien verfolgen ein identisches Reduktionsziel. Allerdings unterscheiden sie sich in den Technologien, die zur Erreichung des Ziels vorzugsweise eingesetzt werden. Die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten dient der Beantwortung der ersten Fragestellung sowie der Be- oder Widerlegung der ersten Hypothese, nach der erwartet wird, dass die erneuerbaren Energiequellen langfristig betrachtet geringeren CO₂-Vermeidungskosten als CCS aufweisen.

Zudem erfolgt eine Berechnung der Vermeidungskosten bezogen auf die zum jeweiligen Vergleichszeitpunkt günstigste konventionelle Stromerzeugungstechnologie (technologiespezifische Vermeidungskosten). In diesem Kapitel werden zunächst die Vermeidungskosten definiert, anschließend ein Überblick über die in der Literatur vorhandenen CO₂-Vermeidungskosten gegeben und abschließend die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten inklusive einer Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

7.1 Definition der CO₂-Vermeidungskosten

Unter Vorgabe von konkreten CO₂-Minderungszielen sehen Krewitt und Schlomann (2006) in den CO₂-Vermeidungskosten ein geeignetes Mittel zur Bewertung von Strate-

gien zur CO₂-Reduktion [vgl. Krewitt und Schlomann 2006, S. 19]. Dabei ist zu beachten, dass eine Entscheidung für oder gegen eine Technologie nicht allein auf Basis der CO₂-Vermeidungskosten getroffen werden sollte. Die Vermeidungskosten stellen insbesondere vor dem Hintergrund von CO₂-Minderungszielen ein wichtiges aber nicht alleiniges Entscheidungskriterium dar.

Die CO₂-Vermeidungskosten geben an, wie viel die Vermeidung einer Tonne oder eines Kilogramms CO₂ gegenüber einer Referenztechnologie kostet. Als Referenzbasis dienen in der Regel Stromerzeugungstechnologien, die durch eine klimafreundlichere Technologie ersetzt werden sollen. Die Einheit der Vermeidungskosten ist üblicherweise €/t_{CO2} oder US\$/t_{CO2}. Mathematisch bilden sich die CO₂-Vermeidungskosten aus dem Quotienten der Differenz der Stromerzeugungskosten (SK) einer betrachteten Technologie „n“ mit einer Referenztechnologie (Ref) und der Differenz in den spezifischen Emissionen (E) der Referenztechnologie mit den spezifischen Emissionen der betrachteten Technologie „n“ [vgl. Linßen et al 2006, S. 48, Markewitz und Vögele 2004, S. 601]. Alternativ kann im Zähler die Differenz der jährlichen Kosten und im Nenner die Differenz der jährlichen CO₂-Emissionen zur Berechnung der Vermeidungskosten angesetzt werden. Die Vermeidungskosten können sowohl positive als auch negative Werte annehmen. Negative Vermeidungskosten bedeuten, dass die Erzeugungskosten der klimafreundlicheren Technologie bereits unter den Kosten der Referenztechnologie liegen. In diesem Fall entstünde durch die Anwendung der klimafreundlichen Technologie neben der Emissionsreduktion ein zusätzlicher Nutzen.

$$VK = \frac{SK_n - SK_{Ref}}{E_{Ref} - E_n}$$

Mit VK den Vermeidungskosten in €/t_{CO2}, SK_n den Stromerzeugungskosten der betrachteten Technologie n in €/MWh, SK_{Ref} den Stromerzeugungskosten einer Referenztechnologie in €/MWh, E_{Ref} den spezifischen CO₂-Emissionen einer Referenztechnologie in t_{CO2}/MWh und E_n den spezifischen CO₂-Emissionen der betrachteten Technologie in t_{CO2}/MWh.

Für den Vergleich von Vermeidungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien ist es wichtig, eine einheitliche Referenztechnologie festzulegen. Die Vermeidungskosten können durchaus unterschiedlich ausfallen, wenn verschiedene Technologien bei der Berechnung als Referenz dienen. Daher ist ein Vergleich von CO₂-Vermeidungskosten mit der Literatur nur unter gewissen Einschränkungen durchführbar bzw. sinnvoll. Selbst bei identischer Referenztechnologie können unterschiedliche Annahmen zu Wirkungsgrad, Emissionsfaktor oder betriebswirtschaftlichen Parametern zu abweichenden Ergebnissen führen. Welche Auswirkungen die Wahl der Referenztechnologien auf die CO₂-Vermeidungskosten hat, wird mit der Untersuchung von

Markewitz und Vögele (2004) deutlich. Aus diesem Grund verlässt sich diese Arbeit für die Beantwortung der ersten Fragestellung nicht allein auf die Literaturdaten zu den Vermeidungskosten, sondern verfolgt einen eigenen Ansatz zur Bestimmung der Vermeidungskosten. Durch die einheitliche Vorgehensweise werden zumindest im Rahmen dieser Arbeit miteinander vergleichbare Ergebnisse erzielt.

An der vereinfachten Darstellung zur Bestimmung der Vermeidungskosten ist zu erkennen, dass die Stromgestehungskosten und auch die Parameter zur Bestimmung der Stromgestehungskosten weiteren Einfluss auf die Vermeidungskosten haben [vgl. Markewitz und Vögele 2004, S. 602ff]. Neben einem rein technologiespezifischen Ansatz (Vergleich von Einzeltechnologien) können die CO₂-Vermeidungskosten auch für ein System, wie z. B. ein Stromerzeugungsmix ermittelt werden. Unterschiedliche Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen in einem System können im Hinblick auf ihre Vermeidungskosten bewertet werden. Dazu erfolgt in der Regel eine Gegenüberstellung mit einem vergleichbaren Referenzsystem, mit dem keine oder weniger ambitionierte Reduktionsziele verfolgt werden [vgl. IPCC 2005, S. 347, Markewitz und Vögele 2004, S. 601].

7.2 Literaturüberblick CO₂-Vermeidungskosten

Wie eingangs zu diesem Kapitel erwähnt, sind die Angaben zu den Vermeidungskosten in der Literatur aus den genannten Gründen häufig nur eingeschränkt miteinander vergleichbar. Der Vollständigkeit halber sollen die Berechnungsergebnisse zu den Vermeidungskosten aus der Literatur erwähnt werden. Nachstehend sind daher basierend auf einer Literaturlauswertung die Vermeidungskosten der CCS- und erneuerbaren Energietechnologien aufgeführt. In der Regel handelt es sich dabei um technologiespezifische Vermeidungskosten.

7.2.1 Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CCS

Im Fall der Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung ist die Wahl der Referenztechnologie sehr deutlich. In der Regel greifen die Berechnungen auf ein technisch gleichwertiges Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung zurück. Natürlich sind auch Berechnungen in Bezug auf andere mit fossilen Brennstoffen gefeuerte Kraftwerke möglich. Aufgrund des zusätzlichen Energie- und Brennstoffverbrauchs von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung ist zwischen dem vermiedenen und dem abgetrennten CO₂ zu unterscheiden. Die abgetrennte Menge CO₂ beruht auf dem CO₂, das im Kraftwerk mit Abtrennung zur Speicherung geführt wird. Die Menge vermiedener CO₂-Emissionen dagegen bezieht sich auf die Differenz zwischen den Emissionen eines Kraftwerks ohne CO₂-Abscheidung und eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung – also auf die Menge CO₂, die bei Entscheidung für ein Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung eingespart würde. Durch den erhöhten Eigenver-

brauch wird effektiv weniger CO₂ vermieden als abgetrennt. Folglich sind die Vermeidungskosten bezogen auf das vermiedene CO₂ höher als die Vermeidungskosten, die sich auf die abgetrennte Menge CO₂ beziehen. Der Unterschied zwischen vermiedenem und abgetrenntem CO₂ ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Zudem ist in der Abbildung zu erkennen, dass für die Kraftwerke mit CCS keine vollständige Vermeidung des CO₂ unterstellt wird. Die Gründe dafür werden in Kapitel 6 erläutert.

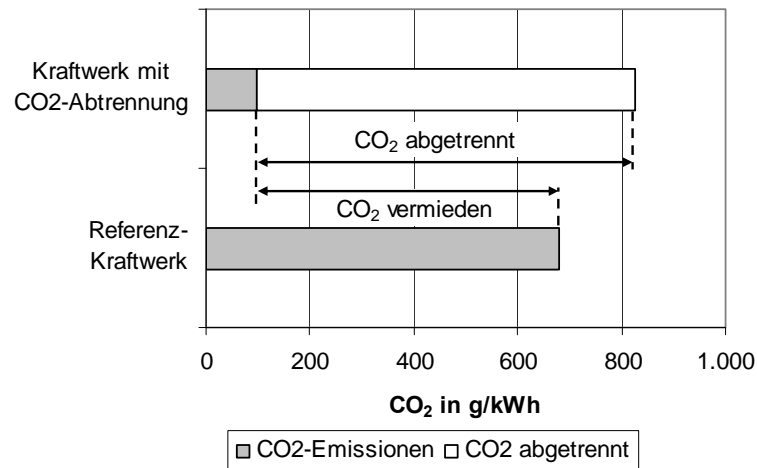


Abbildung 7.1: Unterschied zwischen CO₂ vermieden und CO₂ abgetrennt.

Quelle: Abbildung basierend auf IPCC 2005 und Fishedick et al 2007.

In der Literatur werden häufig sowohl die Vermeidungskosten der vermiedenen als auch der abgetrennten CO₂-Emissionen angegeben. Die Analyse der Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung beschränkt sich in dieser Arbeit auf die vermiedenen CO₂-Emissionen, da vor dem Hintergrund der Emissionsreduktion den tatsächlich vermiedenen Emissionen eine höhere Relevanz zugeordnet wird als dem gespeicherten CO₂.

Abbildung 7.2 zeigt die Spannbreiten der Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung. Die Werte beinhalten allein die Kosten für die Abtrennung. Zusätzliche Kosten für Transport und Speicherung des abgetrennten CO₂ sind nicht enthalten. Die Kosten für Transport und Speicherung werden in Kapitel 7.3 analysiert. Aus der Abbildung 7.2 ist zu entnehmen, dass die höchsten Vermeidungskosten durch die nachträgliche Integration der CO₂-Abtrennung in ein bestehendes Dampfkraftwerk verursacht werden können. Vergleichsweise hoch erscheinen die Vermeidungskosten von Erdgas-GuD-Kraftwerken. Außer für die IGCC-Kraftwerke liegen die Vermeidungskosten im Minimum bei den anderen Technologien über 20 €/t_{CO₂}. Bezieht man sich allein auf den Mittelwert der CO₂-Vermeidungskosten, verursachen IGCC-Kohlekraftwerke

mit 24 € die geringsten Kosten pro vermiedener Tonne CO₂. Die Vermeidungskosten der mit Steinkohle gefeuerten Dampfkraftwerke liegen im Mittel bei 42 €/t_{CO₂}, Erdgas-GuD bei 48 €/t_{CO₂} und die Nachrüstung von Steinkohlekraftwerken bei 70 €/t_{CO₂} (s. Anhang C1. bis C.4).

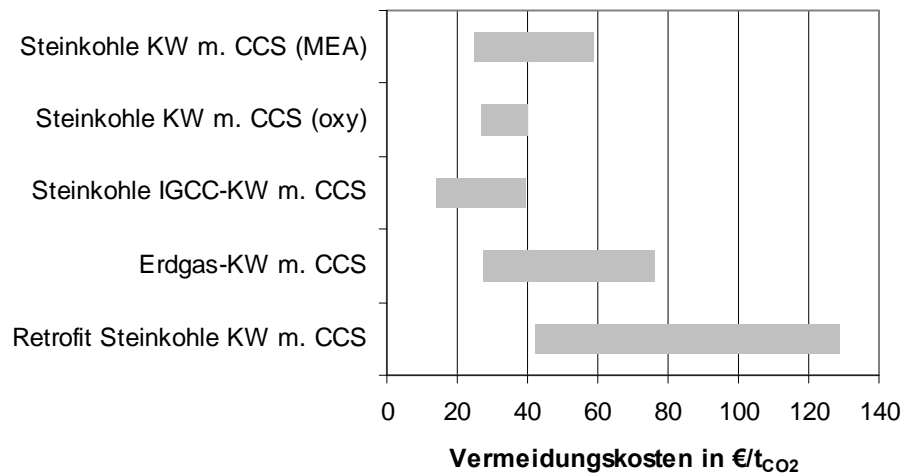


Abbildung 7.2: Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung.

Quelle: Datengrundlage Anhang C.1 bis C.4.

In der obigen Abbildung sind die Ergebnisse zu den Vermeidungskosten von Fishedick et al (2007) nicht enthalten. In der Untersuchung von Fishedick et al (2007) werden die Vermeidungskosten von 2020 bis 2050 berechnet. Für das Jahr 2020 betragen nach Fishedick et al (2007) die Vermeidungskosten für Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung je nach unterstellter Brennstoffpreisentwicklung für ein Steinkohledampfkraftwerk 42 bis 43 €/t_{CO₂}, für ein Erdgas-GuD 58 bis 64 €/t_{CO₂} und für ein Steinkohle-IGCC 38 bis 39 €/t_{CO₂}. In diesen Werten sind bereits die Kosten für Transport und Speicherung enthalten. Die zukünftige Entwicklung der Vermeidungskosten ist nach Fishedick et al (2007) zunächst durch einen Rückgang charakterisiert, bevor sie dann nach 2040 wieder ansteigen, so dass sich für die Steinkohle-Kraftwerke bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nur eine geringfügige Reduktion der Vermeidungskosten von 3 bis 7% ergibt. In der Tendenz gilt Ähnliches für die Erdgas-Kraftwerke allerdings mit dem Unterschied, dass bis 2050 eine Reduktion der Vermeidungskosten von 15 bis 18% erwartet wird. Als Bezugspunkt für die Berechnung wurde dabei jeweils der gleiche Kraftwerkstyp ohne CO₂-Abtrennung verwendet [vgl. Fishedick et al 2007, S. 159].

Berechnungen zu den CO₂-Vermeidungskosten von Braunkohle-Kraftwerken mit CCS wurden von Linßen et al (2006) vorgenommen. Die Vermeidungskosten liegen demnach für das Jahr 2020 bei 35 bis 42 €/t_{CO₂}. Als Bezugspunkt für die Berechnungen

wurde von Linßen et al (2006) ebenfalls die entsprechende Technologie ohne CCS gewählt [vgl. Linßen et al 2006, S. 53].

7.2.2 Vermeidungskosten regenerativer Stromerzeugungstechnologien

Die Besonderheit bei der Berechnung der Vermeidungskosten von erneuerbaren Energiequellen liegt darin, dass häufig als Quotient allein die Emissionen oder ein Emissionsfaktor der Referenztechnologie angesetzt werden. Im Unterschied zu den CCS-Kraftwerken wird unterstellt, dass die erneuerbaren Energietechnologien den Strom CO₂-frei erzeugen können. Diese Vereinfachung ist sicherlich vertretbar, solange nur die Erzeugung betrachtet wird. Bei einer Betrachtung des gesamten Lebenszyklus inklusive Herstellung und Rückbau, wären die in diesen Phasen anfallenden CO₂-Emissionen für eine korrekte Betrachtung einzuschließen.

Tabelle 7.1 zeigt die Vermeidungskosten unterschiedlicher regenerativer Stromerzeugungstechnologien. Die Zahlen beruhen nicht auf eigenen Berechnungen sondern auf einer Literaturlauswertung. Ein Vergleich mit den Vermeidungskosten der Kraftwerke mit CCS ist aus den genannten Gründen wenig sinnvoll. Ohnehin wäre es auf Basis der Literaturdaten schwierig, eine generelle Vorteilhaftigkeit für Kraftwerke mit CCS oder die erneuerbaren Energiequellen abzuleiten, da sich bei den Erneuerbaren ein eher inhomogenes Bild ergibt. Einerseits finden sich Technologien mit bereits heute geringen Vermeidungskosten wie z.B. Wasserkraft und die Stromerzeugung aus Biomasse. Andererseits existieren Technologien, die durch sehr hohe Vermeidungskosten gekennzeichnet sind, wie z.B. die photovoltaische Stromerzeugung. Über alle betrachteten Technologien bewegen sich die Vermeidungskosten zwischen 7 und ca. 1.950 €/t_{CO₂}. Aus diesem Grund wurde für die Darstellung der Vermeidungskosten die Form einer Tabelle gewählt und von dem Balkendiagramm abgewichen.

Tabelle 7.1: CO₂-Vermeidungskosten regenerativer Energiequellen.

Technologie	Vermeidungskosten in €/t _{CO₂}
Wasserkraft	7-30
Windenergie	45-70
Photovoltaik	970-1.944
Biomasse	21-51
Geothermie	80-108

Quelle: Wagner et al 2004, Nitsch et al 2004, Fishedick und Nitsch 1999.

Nitsch (2008) hat die Entwicklung der Vermeidungskosten erneuerbarer Energietechnologien anhand von Szenarien zur zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland berechnet. Der Betrachtungszeitraum reicht vom Jahr 2005 bis 2030. Ein wesentliches Ergebnis der Untersuchung von Nitsch (2008) ist, dass vor 2025 mit Ausnahme der PV alle betrachteten regenerativen Energietechnologien negative Vermeidungskosten erreichen. Dabei liegen am Ausgangspunkt der Betrachtung die Vermeidungskosten aller Technologien außer der Wasserkraft deutlich über Null. Die Vermeidungskosten der PV belaufen sich auch noch am Ende des Betrachtungszeitraums auf über 50 €/t_{CO₂} und erreichen damit etwa das Niveau von Windkraft und Biomasse am Anfang des Betrachtungszeitraums [vgl. Nitsch 2008, S. 123].

7.3 Zukünftige systembezogenen CO₂-Vermeidungskosten

Bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten eines Strommixes werden statt der Erzeugungskosten und spezifischen Emission einer Technologie die Gestehungskosten und Emissionen eines Erzeugungsmixes zueinander in Bezug gesetzt. Die wesentliche Herausforderung besteht darin, einen dem Bedarf entsprechenden Stromerzeugungsmix, die Stromgestehungskosten sowie die spezifischen CO₂-Emissionen des untersuchten Strommixes zu bestimmen. Die Betrachtung der Vermeidungskosten wird im Rahmen dieser Arbeit erstens auf das Fallbeispiel der deutschen Stromerzeugung, zweitens auf einen Zeitraum bis 2050 und drittens auf Neuanlagen zur Stromerzeugung begrenzt.

Für die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und des deutschen Strommixes wird auf die Szenarien der Enquete Kommission des Deutschen Bundestags „Nachhaltige Energieversorgung“ (2002) zurückgegriffen. Diese Szenarien wurden gewählt, da sie erstens zum Zeitpunkt der Berechnung den komplettesten verfügbaren Datensatz darstellten und zweitens den für die Berechnung als sinnvoll erachteten Zeitraum bis 2050 abdecken. Der Bericht der Enquete Kommission und die dazugehörigen beauftragten Studien liefern die Grundlage für drei Szenarien und somit auch für die Berechnungen der Vermeidungskosten.

7.3.1 Beschreibung der Szenarien

Die Szenarien unterscheiden sich in ein Referenzszenario und zwei Minderungsszenarien. Das Bezugsjahr für die Reduktion der CO₂-Emissionen ist das Jahr 1990. Ergänzt werden die Szenarien um das Jahr 2000. Die Daten für das Jahr 2000 stammen aus einer Veröffentlichung des Bundeswirtschaftsministeriums (s. BMWA 2005). Dieses Jahr dient als Basisjahr für die wirtschaftlichen Betrachtungen. Während das Referenzszenario keinerlei Reduktionsverpflichtung unterliegt, wird mit den Minderungsszenarien versucht, eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 80% bis 2050 zu erreichen. Zur Erreichung der Reduktionsziele in den Minderungsszenarien werden unterschiedliche

Technologien eingesetzt. Das sind in einem Minderungsszenario Kraftwerke mit CCS und in dem anderen erneuerbare Energietechnologien. Durch diese Vorgehensweise kann über eine Betrachtung der CO₂-Emissionen und der Erzeugungskosten bestimmt werden, welcher der beiden Pfade im Vergleich zum Referenzszenario zu geringeren Vermeidungskosten führt. Auf eine Darstellung der sozioökonomischen Rahmenbedingungen wird an dieser Stelle verzichtet und auf den Bericht der Enquete Kommission verwiesen (s. Deutscher Bundestag 2002).

7.3.1.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario entspricht der Referenzentwicklung der Enquete Kommission. Es basiert im Wesentlichen auf einer Fortführung der zum Zeitpunkt der Anfertigung des Szenarios bisher getroffenen umwelt- und energiepolitischen Maßnahmen. So wird auch im Referenzszenario der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung weiter verfolgt. Allerdings bestehen für dieses Szenario keine Vorgaben zur Erreichung von nationalen CO₂-Minderungszielen. Das heißt, dass die Entwicklung der Erzeugungsstruktur nicht der Erreichung von Klimaschutzzielen unterliegt. Das Referenzszenario darf nicht als die wahrscheinlichste Entwicklung falsch verstanden werden. Es entspricht eher einer möglichen Entwicklung, die eintreten könnte, wenn keine weiteren Maßnahmen zur Reduktion der Emissionen eingeleitet werden. Insofern ist das Referenzszenario eher als „business as usual“-Ansatz zu verstehen und dient als Bezugspunkt zur Berechnung der Vermeidungskosten in den beiden Minderungsszenarien.

Abbildung 7.3 zeigt die Stromerzeugung und die damit verbundenen CO₂-Emissionen im Referenzszenario. Wie der Abbildung zu entnehmen ist,

- tragen Heizöl und gemäß des Atomausstiegsgesetzes Kernenergie im Jahr 2030 und später nicht mehr zur Stromerzeugung bei,
- wächst der Anteil Windenergie an der deutschen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 weiter an,
- leistet die Wasserkraft über den Betrachtungszeitraum einen nahezu konstanten Beitrag,
- steigt die Stromerzeugung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Bioenergie, Müll sowie Erdwärme, die in der Abbildung als „andere“ Energieträger bezeichnet sind, ebenfalls deutlich an,
- werden die wegfallenden Kapazitäten der Kernenergie und des Heizöls durch Wind, Erdgas sowie Steinkohle- und in geringem Umfang auch durch Braunkohle ausgeglichen.

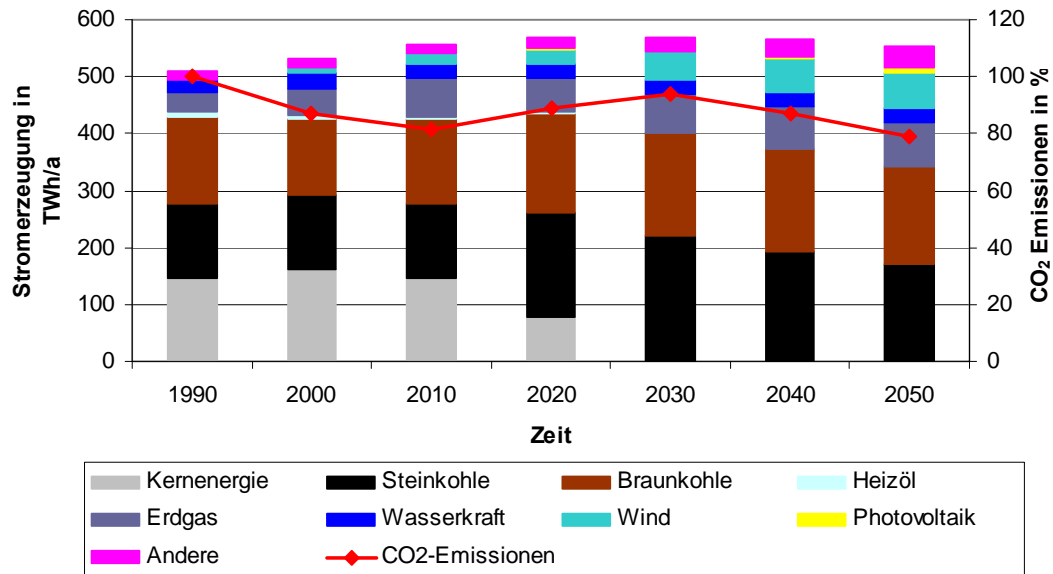


Abbildung 7.3: Stromerzeugung und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Referenzszenario.

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf Deutscher Bundestag 2002 und BMWA 2005.

Bezüglich der durch die Stromerzeugung verursachten CO₂-Emissionen ist bis 2010 zunächst ein Rückgang auf etwa 80% der Emissionen von 1990 zu verzeichnen. Bedingt durch steigende Anteile der fossilen Energieträger zum Ausgleich der wegfallenden Atomkraftwerke erhöhen sich die Emissionen bis zum Jahr 2030 auf ca. das Niveau von 1990 bevor sich dann bis 2050 wiederum eine Reduktion auf 80% der Emissionen von 1990 einstellt.

7.3.1.2 Minderungsszenario CCS

Das CCS-Szenario basiert ebenfalls auf der Referenzentwicklung der Enquete Kommission. Die Referenzentwicklung der Enquete Kommission wurde als Grundlage gewählt, da erstens kein Szenario speziell für den Einsatz von CCS entwickelt wurde und zweitens unterstellt wird, dass der CCS-Ansatz am ehesten einem „business as usual“ entspricht. Die Stromversorgung würde im CCS-Szenario wie auch in dem Referenzszenario zum größten Teil auf dem Einsatz fossiler Energieträger beruhen. An der Gesamtstruktur der Energieerzeugung und der Energieverteilung würden sich vermutlich keine großen Änderungen einstellen und das Stromerzeugungssystem wäre weiterhin von zentralen Großkraftwerken geprägt.

Im Unterschied zum Referenzszenario wird mit dem CCS-Szenario eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung um 80% bis zum Jahr 2050 verfolgt. Dieses Ziel wird im CCS-Szenario vornehmlich durch den Einsatz von CO₂-Sequestration erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass CCS im Zeitraum ab 2015/2020 im großen Maßstab einsetzbar ist. Aus diesem Grund erlaubt der alleinige Einsatz von CCS in die-

sem Szenario kein Erreichen früher Reduktionsziele wie z.B. eine 30 oder 40% Reduktion bis 2020.

Der Einsatz der erneuerbaren Energiequellen entspricht im CCS-Szenario der Entwicklung im Referenzszenario. Dieser Ansatz wird damit begründet, dass CCS wie eingangs erwähnt häufig als Brückentechnologie angesehen wird und daher die Notwendigkeit besteht, alternative Technologien weiterzuentwickeln. Ferner wird davon ausgegangen, dass sich in Deutschland für die Nutzung erneuerbarer Energie ein eigenständiger wirtschaftlicher Bereich herausgebildet hat. Wie noch gezeigt wird, erfolgt die Anwendung der erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zu den Szenarien, die einen forcierten Einsatz der regenerativen Energiequellen zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele vorschreiben, deutlich zurückhaltender [s. Kapitel 7.3.1.3].

Abbildung 7.4 zeigt die Stromerzeugung und den Verlauf der CO₂-Emissionen im Szenario CCS für unterschiedliche Zeitpunkte. Genau wie im Referenzszenario sind die Atom- und Heizölkraftwerke ab 2030 nicht mehr Bestandteil des deutschen Kraftwerk-parks. Die ersten CCS-Kraftwerke sind bereits 2020 in Betrieb und sorgen dafür, dass die CO₂-Emissionen bis 2020 weniger stark ansteigen als im Referenzszenario. Es wird unterstellt, dass die Kraftwerke mit CCS einen durchschnittlichen Abtrenngrad von 85% haben. Das erklärt, warum zur Erreichung der Emissionsziele im Jahr 2050 mehr als 80% der erzeugten Energie in Kraftwerken mit CCS generiert werden muss.

Aufgrund der späten Verfügbarkeit von CCS steht in diesem Szenario weniger Zeit bis 2050 zur Verfügung, um die CO₂-Emissionen auf ein Niveau von 20% der Emissionen von 1990 zu senken. Das CCS-Szenario erreicht 2020 eine zunächst gemäßigte und ab 2030 dann eine sehr deutliche Senkung der CO₂-Emissionen. In gleicher Größenordnung bloß mit umgekehrten Vorzeichen wächst der Anteil der CCS-Kraftwerke an der fossilen Stromerzeugung. Unter den getroffenen Randbedingungen ist es im Szenario CCS zur Erreichung des Reduktionsziels von 80% erforderlich, dass im Jahr 2050 nahezu alle Kraftwerke mit CCS ausgestattet sind und die Stromerzeugung in Kraftwerken ohne CCS nur einen sehr geringen Anteil an der Gesamtstromerzeugung ausmacht. Das bedeutet allerdings auch, dass in diesem Szenario innerhalb eines in Kraftwerksmaßstäben gemessen relativ kleinen Zeitraums zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele ein erheblicher Bedarf an Kraftwerken mit CCS generiert wird. Es wird also zusätzlich unterstellt, dass ausreichend Ressourcen zum Aufbau der CCS-Kraftwerke vorhanden sind. Die Annahme, dass ein Reduktionsziel von 80% bis 2050 mit CCS erreichbar ist, steht im Gegensatz zu den Ausführungen von Nitsch (2008). Der Einsatz von CCS erlaubt nach Nitsch (2008) nur eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung von 65% bis 2050 [vgl. Nitsch 2008, S. 11]. Insofern wäre in einer weiteren Untersuchung näher zu analysieren, ob der unterstellte erhebliche Bedarf an Kraftwerken mit CCS in der Realität überhaupt umsetzbar ist. Vor dem Hintergrund der Erreichung gleicher Zielvorgaben und auch für einen einheitlichen Vergleich der betrachteten Opti-

onen wird für diese Arbeit weiterhin angenommen, dass mit CCS ebenfalls eine Senkung der Emission auf 20% des Wertes von 1990 erreichbar ist. Zur Erreichung der Emissionsziele kann es erforderlich sein, auf die kostenintensive Option des retrofit von Kraftwerken zurückzugreifen (s. Kapitel 7.3.5).

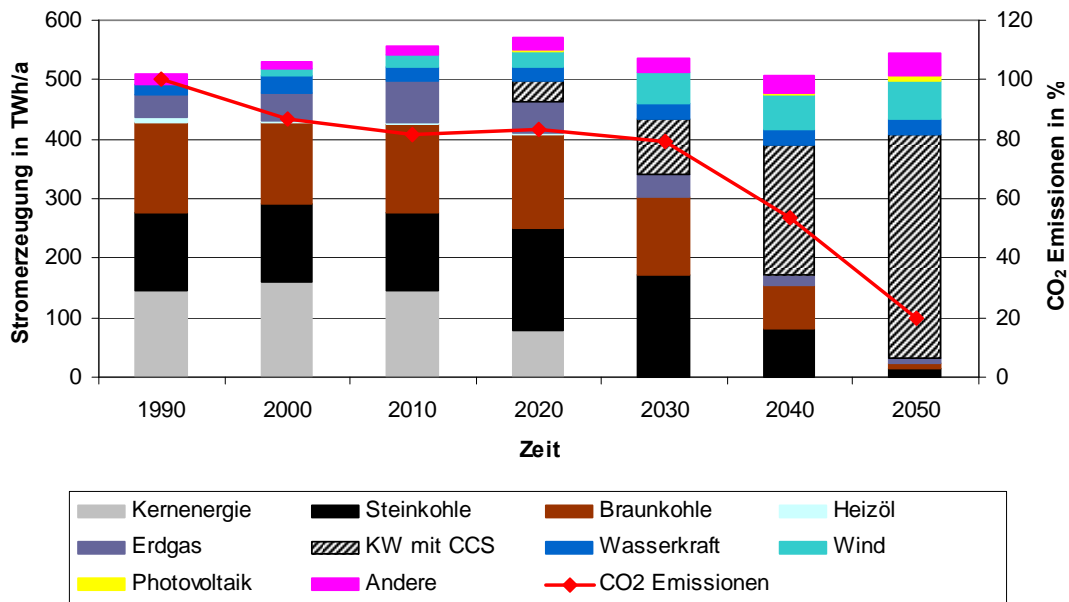


Abbildung 7.4: Stromerzeugung und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im CCS-Szenario.

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf Deutscher Bundestag 2002 und BMWA 2005.

7.3.1.3 Minderungsszenario REG

Ebenso wie das CCS-Szenario ist das REG-Szenario durch ein CO₂-Emissionsreduktionsziel gekennzeichnet. Bis zum Jahr 2050 sollen 80% der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung eingespart werden. Zur Erreichung dieses Ziels werden im REG-Szenario vorwiegend regenerative Energieträger eingesetzt. Ebenso wie bei den bisherigen Szenarien wurden als Datengrundlage die Szenarien der Enquete Kommission gewählt. Für den Bericht der Enquete Kommission wurden für die Betrachtung eines verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energiequellen zur Energieerzeugung zwei Institute mit der Szenarienerstellung beauftragt. Folglich liegen für den forcierten Einsatz von erneuerbaren Energiequellen zwei Szenarien vor. Dabei handelt es sich zum einen um das Szenario „REG-/REN- Offensive (Variante 1)“ des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart und zum anderen um das Szenario „REG-/REN-Offensive (RRO)“ des Wuppertaler Instituts für Klima Umwelt Energie. Da die beiden Szenarien in einigen Punkten voneinander abweichen und im Rahmen dieser Arbeit keiner der beiden Ansätze eine Präferenz erfahren soll, werden beide REG-Szenarien der Enquete Kommission in die Betrachtung

der Vermeidungskosten eingebunden. Im Folgenden werden die REG-Szenarien entsprechend der Herkunft als REG-Szenario (IER) und als REG-Szenario (WI) bezeichnet.

In der folgenden Abbildung sind die Stromerzeugung und der Verlauf der CO₂-Emissionen des REG-Szenarios (IER) enthalten. Es ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung aus Erdgas bis 2030 massiv ausgebaut wird und danach wieder zurückgeht. Ab 2040 ist Erdgas der einzige fossile Energieträger in der Stromerzeugung. Nach dem Heizöl wird die Braunkohle ab 2030 und Steinkohle ab 2040 nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt. Weiter kann der Abbildung entnommen werden, dass die Windenergie ihren Anteil an der Kraftwerksstruktur weiter kontinuierlich ausbaut und im Jahr 2050 gemessen an der Stromerzeugung zu einem der bedeutendsten Energieträger wird. Ein ebenso deutlicher Anstieg ist bei den Bioenergieträgern und der Geothermie zu verzeichnen. Deutlich geringer wächst der Anteil der solaren Stromerzeugung. Gemessen an den Potentialen spielt die PV auch 2050 eine nach wie vor eher bescheidene Rolle. Die wichtigsten Energieträger in der Stromerzeugung sind nach diesem Szenario Erdgas und die erneuerbaren Energieträger wie Wind, Biomasse und Geothermie.

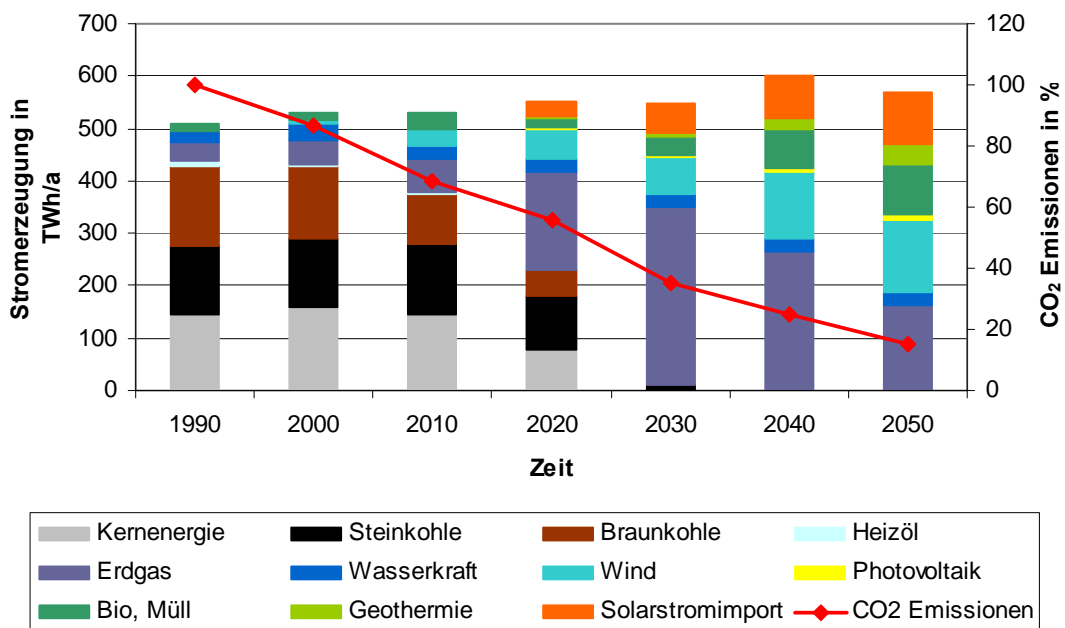


Abbildung 7.5: Stromerzeugung und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im REG-Szenario (IER).

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf Deutscher Bundestag 2002 und BMWA 2005.

Im Vergleich zum CCS-Szenario erfolgt eine Senkung der CO₂-Emissionen früher und zeigt einen ab 2010 kontinuierlichen Rückgang. Bereits 2020 werden die Emissionen um mehr als 40% der Emissionen von 1990 reduziert und 2050 liegen die CO₂-

Emissionen unter dem geforderten Reduktionsziel von 80% der Emissionen im Jahr 1990. Die CO₂-Einsparungen sind nicht vollständig dem Einsatz von CO₂-freien oder -armen Energieträgern zuzuschreiben, da im REG-Szenario (IER) insgesamt weniger Strom erzeugt wird als im Referenz- und im CCS-Szenario. Somit wird ein Teil der CO₂-Vermeidung auch durch die Umsetzung von Energieeinsparpotentialen erreicht.

Das REG-Szenario (WI) unterscheidet sich in einigen Punkten vom REG-Szenario (IER). Zunächst wird die Stromerzeugung aus Erdgas und Windenergie im REG-Szenario (WI) weniger stark ausgebaut, so dass die beiden Energieträger zwar ab 2040 auch im WI-Szenario zu den wichtigsten Stromerzeugungsquellen zählen, der Anteil aber deutlich unter den Anteilen im REG-Szenario (IER) liegt. Insgesamt geringere Anteile an der Stromerzeugung werden von der Bioenergie und der Geothermie im Vergleich zum REG-Szenario (IER) erwartet. Weiterhin wird im REG-Szenario (WI) die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle langsamer zurückgefahren als im REG-Szenario (IER), so dass 2050 beide fossilen Energieträger noch zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Neben Kohle und Erdgas wird im WI-Szenario auch weiterhin Heizöl in 2050 zur Stromerzeugung eingesetzt (s. Abbildung 7.6).

Insgesamt werden die erneuerbaren Energiequellen im REG-Szenario (WI) zur Stromerzeugung wesentlich zurückhaltender eingesetzt als im REG-Szenario (IER). Das führt dazu, dass bei alleiniger Betrachtung der Stromerzeugung, das REG-Szenario (WI) mit Emissionseinsparungen von 79% in 2050 das Reduktionsziel nur nahezu erreicht. Unter Einbezug der anderen Sektoren bleiben die CO₂-Emissionen im Szenario des WI allerdings unterhalb der Emissionen im Szenario des IER. Zusätzliche Emissionsminderungen können z.B. durch Maßnahmen, die außerhalb der Berechnungen in dieser Arbeit liegen, wie z.B. Steigerung der Energieeffizienz oder verstärkter Ausbau der KWK erreicht werden. Daher kann die CO₂-Reduktion im REG-Szenario (WI) im ganzen positiver ausfallen als hier berechnet. Die Berechnung der Vermeidungskosten bezieht sich allerdings allein auf die Erfolge in der Emissionsminderung im Bereich der Stromerzeugung. Im Unterschied zum Referenz- und CCS-Szenario kommt es in beiden REG-Szenarien zum Import von Solarstrom.

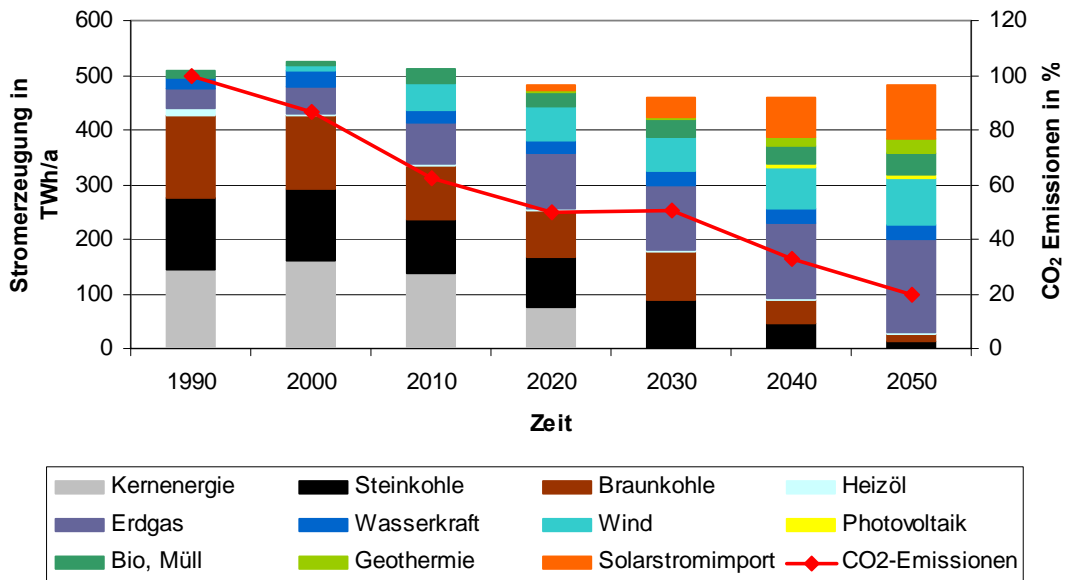


Abbildung 7.6: Stromerzeugung und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im REG-Szenario (WI).

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf Deutscher Bundestag 2002 und BMWA 2005.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ausnutzung des Potentials der erneuerbaren Energieträger in den betrachteten Szenarien. Als Vergleichspunkt dienen die in Kapitel 5 ermittelten technischen Potentiale der erneuerbaren Energieträger. Die Spannweite in den Angaben beruht darauf, dass für das technische Potential der erneuerbaren Energieträger in Deutschland je nach zugrunde gelegten Rahmenbedingungen ein unterer und oberer Wert ermittelt wurde. Für die Betrachtung der Potentiale und auch später für die die Berechnung der Vermeidungskosten wurden Angaben zur Windenergie aufgeteilt in On- und Offshore-Windenergienutzung. Diese Aufteilung wurde anhand der vorhandenen Potentiale, der Pläne der Bundesregierung zum Ausbau der Nutzung der Offshore-Windenergie und der geplanten Offshore-Projekte vorgenommen.

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass das technische Potential der erneuerbaren Energiequellen in keinem der betrachteten Szenarien selbst bei eher vorsichtigen Potentialberechnungen bis 2050 vollständig ausgeschöpft wird. In Bezug auf die Szenarien kommen die beiden Szenarien mit hoher Durchdringung erneuerbaren Energiequellen auf die höchsten Ausnutzungsgrade. Betrachtet man die einzelnen Technologien, dann erreicht die Wasserkraft mit etwa 90% in allen Szenarien die höchste Ausnutzung des technischen Potentials. Bezieht man allerdings die Ergebnisse neuerer Potentialuntersuchungen mit ein, dann bestünden auch noch für die Wasserkraft erhebliche Potentiale, die zur Stromerzeugung genutzt werden könnten.

Tabelle 7.2: Ausnutzung des technischen Potentials der erneuerbaren Energiequellen in den Szenarien in 2050.

		Referenz	CCS	REG
Wasserkraft	%	61-91	61-91	60-92
Windenergie				
Onshore	%	35-44	35-44	35-74
Offshore	%	14-31	14-31	23-81
PV	%	7-9	7-9	7-11
Biomasse	%	7-18	7-18	21-70
Geothermie	%	9	9	42-63
Summe	%	16-27	16-27	25-60

Quelle: Basierend auf Deutscher Bundestag 2002, Kapitel 5.

7.3.2 Ermittlung der Stromerzeugungskosten

Aus der mathematischen Formel zur Bestimmung der Vermeidungskosten (s. Kapitel 7.1) ist ersichtlich, dass jeweils für die Referenztechnologie und die „klimaschonende“ Technologie

- die Stromerzeugungskosten und
- die spezifischen CO₂-Emissionen

ermittelt werden müssen. Die Berechnung der Stromerzeugungskosten beschränkt sich auf die Betrachtung von neuen Stromerzeugungsanlagen. Die Kosten abgeschriebener oder teilweise abgeschriebener Anlagen fließen nicht in die Berechnung mit ein. Für die Berechnung der Stromerzeugungskosten werden zunächst Referenzkraftwerke bzw. -anlagen gebildet. Auf Basis der Stromerzeugungskosten der Referenzanlagen und der Anteile der Referenzanlagen an der neuen Stromerzeugung werden die Stromerzeugungskosten des Strommixes berechnet. Mathematisch betrachtet handelt es sich bei den Stromerzeugungskosten des Strommixes um einen gewichteten Mittelwert der Stromerzeugungskosten der Referenzanlagen. Das Gewichtungsmittel entspricht dem Anteil der Strommenge einer neu errichteten Referenzanlage an der für einen Betrachtungszeitpunkt gesamten neu erzeugten Strommenge. Die Betrachtungszeitpunkte werden durch die verwendeten Szenarien vorgegeben. Dies sind in jeweils 10-Jahresabständen die Jahre 2000 bis 2050. Alle Stromerzeugungsanlagen, die zwischen zwei Betrachtungspunkten errichtet werden, gelten im späteren Betrachtungspunkt als neue Anlage. Dieses Vorgehen unterstellt, dass die neuen Anlagen immer genau im späteren von zwei Betrachtungspunkten ihren Betrieb aufnehmen. In der Realität kann der

Betrieb auch zwischen zwei Betrachtungspunkten erfolgen. Aufgrund der Notwendigkeit auch die neuen Stromerzeugungsanlagen und neuen Strommengen zwischen zwei Betrachtungspunkten in die Berechnung der Stromgestehungskosten einfließen zu lassen, wurde dieses Vorgehen trotz der Einschränkung dennoch gewählt.

7.3.2.1 Finanzmathematische Methode

Die Berechnung der Stromerzeugungskosten basiert auf der Annuitätenmethode. Diese Methode wird unter anderem von z.B. IPCC (2005) und Konstantin (2006) als geeignetes Verfahren zur Ermittlung der Stromgestehungskosten aufgeführt [vgl. IPCC 2005, S. 147f, Konstantin 2006, S. 125f].

Bei der Annuitätenmethode werden die Investitionskosten einer Anlage in gleich hohe jährliche Zahlungen über den Zeitraum der technischen Lebensdauer einer Anlage umgewandelt. Diese Zahlungen werden als Annuität bezeichnet. Wichtige Eingangsparameter zur Berechnung der Annuität sind neben den Investitionskosten kalkulatorische Lebensdauer und der unterstellte kalkulatorische Zinssatz. Die Investitionskosten wiederum setzen sich aus den Kosten für die Anlage, Stilllegungskosten und Planungskosten zusammen. Zusätzlich zu den Investitionskosten bzw. Annuitäten werden die Stromgestehungskosten ebenfalls von den Betriebs- und Wartungskosten, den Brennstoffkosten sowie der jährlichen erzeugten Strommenge beeinflusst. Zu den Betriebskosten und Wartungskosten werden die Personalkosten, Versicherungen, Instandhaltungskosten sowie Kosten für Betriebs- und Hilfsmittel gezählt. Die Stromerzeugungskosten können mit folgender Gleichung beschrieben werden:

$$SK = (A + (O + M) + BSK) \cdot \frac{1}{SE}$$

mit SK: Stromerzeugungskosten in €/MWh_{el}, A: Annuität in €/a, O+M: Operation and Maintenance (Betriebs- und Wartungskosten) in €/a, BSK: Brennstoffkosten in €/a, SE: jährliche Stromerzeugung in MWh/a.

wobei

$$1. \quad A = I \cdot ANF \quad [\text{vgl. IPCC 2005, S. 148}]$$

mit I: Investitionskosten und ANF: Annuitätenfaktor in 1/a

und

$$ANF = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad [\text{vgl. IPCC 2005, S. 148}]$$

mit i: kalkulatorischer Zinssatz, n: technische Lebensdauer.

$$2. \quad BSK = \frac{P_{el} \cdot VBH}{NG} \cdot BSP$$

mit P_{el} : elektrische Leistung in MW, VBH: jährliche Vollbenutzungsstunden in h/a, NG: Nutzungsgrad, BSP: Brennstoffpreis in €/MWh_{th}.

Wie aus den Gleichungen ersichtlich, wird die Höhe der Stromerzeugungskosten außer durch die eigentlichen Kraftwerkskenndaten zusätzlich durch finanzmathematische Parameter wie den kalkulatorischen Zinssatz und die Anlagenlebensdauer beeinflusst. Die Festlegung der finanzmathematischen Parameter erfolgt anhand der Bandbreiten zu diesen Werten aus der Literatur. Dabei werden ein einheitlicher kalkulatorischer Zinssatz aber je nach Anlage z. T. unterschiedliche Anlagenlebens- bzw. Abschreibedauern unterstellt. Tabelle 7.3 zeigt die Bandbreiten der finanzmathematischen Eckdaten aus der Literatur. Zudem sind die im Rahmen dieser Arbeit für die Kostenberechnungen eingesetzten Parameter in den Spalten „Referenz“ der Tabelle 7.3 enthalten. Der Annuitätenfaktor (ANF) beruht auf eigenen Berechnungen. Die in zwei Fällen angegebene Spannbreite des ANF resultiert aus unterschiedlichen Abschreibedauern.

Tabelle 7.3: Rahmendaten zur Berechnung der Stromerzeugungskosten.

Anlage	Abschreibedauer in a		Zinssatz in %		ANF in 1/a	
	Literatur	Referenz	Literatur	Referenz	Literatur	Referenz
Steinkohle-KW	15-40	30/35 ^a	6-15	8	0,07-0,17	0,086/0,089
Braunkohle-KW	15-40	40	6-15	8	0,07-0,17	0,084
Erdgas-KW	15-30	30	6-15	8	0,07-0,17	0,089
Wind	15-20	15	4,5-8	8	0,08-0,12	0,12
PV	20-30	20	4,5-8	8	0,06-0,09	0,10
Biomasse	15-35	15	6-8	8	0,07-0,12	0,12
Geothermie	20-30	20/30 ^b	6-8	8	0,07-0,10	0,089/0,10

^a: Abschreibedauer IGCC: 30a, Abschreibedauer Kondensationskraftwerk: 35a.

^b: Abschreibedauer Bohrloch 30a, Anlage 20a.

Quelle: Wagner et al 2004, Konstantin 2006, Fishedick et al 2007, VGB 2004, David 2000, Hille und Pfaffenberger 2004, Kaltschmitt et al 2003.

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass für die Kostenberechnungen der fossilen Kraftwerke der festgelegte Zinssatz sich eher am unteren Ende der Daten in der Literatur orientiert. Daher dürften sich – bei ansonsten ähnlichen Annahmen wie in der Literatur – die Ergebnisse zu den Stromerzeugungskosten auch eher am unteren Ende einordnen. Diese Vermutung spiegelt sich ebenfalls in dem verwendeten ANF, der gegenüber vieler Berechnungen in der Literatur vergleichsweise gering ist.

Bei den erneuerbaren Energiequellen bietet sich ein entgegengesetztes Bild. Hier führt die Verwendung eines Zinssatzes von 8% zu einem vergleichsweise hohen ANF, da in der Literatur überwiegend ein Zinssatz von 6% für die Berechnung der Stromerzeugungskosten angesetzt wird. Durch die Festlegung auf einen einheitlichen Zinssatz resultiert eine Situation, in der im Vergleich zur Literatur die erneuerbaren Energiequellen ungünstiger und die Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger günstiger abschneiden. Insbesondere bei Anlagen, die durch geringe Betriebskosten und keine bzw. nahezu keine Brennstoffkosten beeinflusst werden, hat der Zinssatz einen erheblichen Effekt auf die Höhe der Stromerzeugungskosten (s. Kapitel 5.3 bis 5.7). Trotz dieser Abweichung gegenüber der Literatur wird im Sinne einer möglichst übereinstimmenden Vergleichsbasis ein einheitlicher Zinssatz für alle betrachteten Stromerzeugungstechnologien angesetzt.

Nach der Formel des IPCC (2005) wird zur Ermittlung der Annuität die technische Lebensdauer eingesetzt. Im Unterschied dazu verwenden einige Untersuchungen für die Berechnung der Annuität eine Abschreibedauer, die durchaus von der technischen Lebensdauer abweichen kann. Bei den Untersuchungen, die keine Abschreibedauer angeben, wird davon ausgegangen, dass die Annuitäten mit Hilfe der technischen Lebensdauer ermittelt werden. Dieser Unterschied in den Ansätzen erklärt die zum Teil in Tabelle 7.3 dargestellten großen Spannbreiten in der Abschreibedauer. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten im Rahmen dieser Arbeit werden die in der dritten Spalte der in Tabelle 7.3 dargestellten Abschreibedauern verwendet. Diese orientieren sich in der Regel an den technischen Lebensdauern. Eine Ausnahme bildet z.B. die Windenergie. Hier wird eine geringere Dauer als die üblichen 20 Jahre unterstellt. Als Folge fallen die Stromgestehungskosten geringfügig höher aus, da die Investitionssumme über einen insgesamt kürzeren Zeitraum verteilt wird. Das wiederum resultiert in höheren Annuitäten, die in die Berechnung der Stromgestehungskosten einfließen.

7.3.2.2 Kenndaten der Referenzanlagen

Zur Berechnung der Stromerzeugungskosten ist es erforderlich, die wesentlichen Parameter einer Stromerzeugungsanlage zu kennen. Wie bereits im vorherigen Kapitel hergeleitet, zählen zu den wesentlichen Daten der fossil befeuerten Kraftwerke:

- die elektrische Leistung,
- die spezifischen Investitionskosten,
- die Vollbenutzungsstunden,
- der Wirkungsgrad sowie
- die Betriebs- und Brennstoffkosten.

Die benötigten Kennwerte der Referenzkraftwerke wurden aus der Literatur ermittelt und im Kapitel 4.3 bzw. in den Anhängen B bis C.9 dieser Arbeit bereits aufbereitet. Da

die Kraftwerksparameter in der Literatur in der Regel voneinander abweichen, wurde aus der Spannweite der Angaben jeweils ein Referenzwert festgelegt. Dieser Ansatz stellt eine Verallgemeinerung dar, denn es wird unterstellt, dass jedes neue Kraftwerk in den Parametern dem Referenzkraftwerk entspricht. In der Realität können die Kraftwerke aufgrund von Standortfaktoren, Bedarf und Auslegung in ihren technischen Eigenschaften und auch Kosten voneinander abweichen. Dennoch ist die Verwendung von Referenzanlagen ein übliches Vorgehen. Der Ansatz mit Referenzanlagen zu arbeiten kommt z.B. in Fishedick et al (2007) und auch Linßen et al (2006) zur Anwendung.

Im Folgenden werden getrennt nach den Szenarien die Kenndaten der in den Szenarien betrachteten Referenzanlagen festgelegt. Eine Analyse der aktuellen und zukünftigen Brennstoffkosten findet in einem separaten Kapitel statt. In Verbindung mit den Grundlagen aus Kapitel 7.3.2.1 können auf Basis der Kenndaten die Stromerzeugungskosten der Referenzanlagen berechnet werden.

7.3.2.2.1 Referenzszenario

Zu den betrachteten Referenzanlagen im Vergleichsszenario zählen die Kraftwerkstypen:

- Steinkohle Kondensationskraftwerk,
- Steinkohle IGCC,
- Braunkohle Kondensationskraftwerk und
- Erdgas GuD.

Auch wenn momentan nur wenige Planungen für den Bau von IGCC-Kraftwerken in Deutschland existieren, wird in dem Szenario davon ausgegangen, dass es zukünftig vermehrt zu einem Einsatz von Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung kommt. In dem Szenario wird unterstellt, dass ab 2020 die ersten Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung errichtet werden. Der Einsatz von IGCC-Kraftwerken beschränkt sich auf den Energieträger Steinkohle. Braunkohle-Kraftwerke mit integriertem Kombi-Prozess werden bei der Betrachtung nicht berücksichtigt. Zwar wäre es durchaus denkbar, dass zukünftig auch Braunkohle-IGCC zur Stromversorgung eingesetzt werden. Aufgrund der zur Verfügung stehenden unzureichenden Datenlage und den daraus resultierenden Unsicherheiten bei den Annahmen wird dieser Kraftwerkstyp nicht in die Betrachtung einbezogen.

Tabelle 7.4 zeigt die wesentlichen Kenndaten der vier Referenzkraftwerke, die zur Berechnung der Stromerzeugungskosten eingesetzt werden. Die Festlegung der Parameter erfolgte anhand einer Literaturlauswertung. Zur besseren Nachvollziehbarkeit und Einordnung der Referenzkraftwerke in die Literaturdaten wurde die Tabelle um die Kenndaten aus der Literatur ergänzt.

Tabelle 7.4: Kenndaten der Referenzkraftwerke im Referenzszenario.

	Leistung	Wirkungs- grad	Investition	Betrieb, War- tung	Auslastung
Steinkohle Dampf- kraftwerk	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	190-760	36-47	960-1.630	1,5-6	4.300-8.200
Referenz	700	44	1.100	3,9	6.000
Steinkohle IGCC	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	400-830	37-55	1.000-2.100	2-5	5.500-8.200
Referenz	650	47	1.300	4,3	6.000
Braunkohle Dampf- kraftwerk	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	970-1.100	41-44,5	1.000-1.330	-	6.800-8.000
Referenz	1.000	43	1.200	3,2	7.000
Erdgas GuD	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	370-790	52-60	400-850	1,75-8	2.150-8.300
Referenz	600	57	500	4,7	5.500

Quelle: Eigene Zusammenstellung basierend auf Anhang B, C.1 bis C.4, Vollbenutzungsstunden
Braunkohle: Wagner et al 2004, VGB 2004, Kruska und Mey 2005, Viebahn et al 2010.

Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, wurden die Literaturwerte zu den Investitionskosten in eine einheitliche Währung und auf ein Bezugsjahr umgerechnet. Da sich die Arbeit auf die deutsche Stromerzeugung beschränkt, ist es nahe liegend, als Währung den Euro zu wählen. Für die Umrechnung in Euro wurden die Werte in US-Dollar mit dem Wechselkurs des Jahres, aus dem die Daten stammen, umgerechnet. Die Umrechnungsfaktoren stammen von der „United Nations Economic Commission for Europe“ [vgl. UNECE 2011a]. Als Bezugsjahr wurde das Jahr 2000 festgelegt. Die Investitionskostenangaben aus Literaturquellen nach 2000 wurden diskontiert und ältere Literaturquellen wurden mit einem Inflationsfaktor multipliziert. Als Inflationsfaktor wurde der Produktionspreisindex des entsprechenden Jahres für Deutschland verwendet, der wie auch der Währungsfaktor von „United Nations Economic Commission for Europe“ stammt [vgl. UNECE 2011b]. Im Unterschied zu den Steinkohle- und Erdgaskraftwerken, für die eine relativ breite Datenbasis in der Literatur besteht, stammen die Werte

für die Braunkohle aus deutlich weniger und ausschließlich deutschen Untersuchungen. Eine Umrechnung der Währung ist in diesem Fall nicht notwendig.

Weiterhin sind in der Tabelle die Wirkungsgrade der Kraftwerke aufgeführt. Die gewählten Wirkungsgrade orientieren sich eher am oberen Ende der Bandbreite zu den Wirkungsgraden aus der Literatur. Für die eigentliche Berechnung der Erzeugungskosten wird jedoch der Betriebswirkungsgrad oder auch Jahresnutzungsgrad verwendet. Der Jahresnutzungsgrad einer Anlage ist als Mittelwert der Wirkungsgrade über einen Betriebszeitraum zu verstehen und berücksichtigt alle betriebsbedingten Einschränkungen wie z.B. An-, Abfahr- und Teilbetriebsverluste [vgl. VGB 2004a, S. 3f]. Nach Wagner et al (2004) unterscheidet sich der Jahresnutzungsgrad um ca. 3% vom elektrischen Wirkungsgrad [vgl. Wagner et al 2004, S. 112ff]. Da in den meisten Untersuchungen der Wirkungsgrad genannt wird und seltener der Nutzungsgrad, werden in der Tabelle ebenfalls die Wirkungsgrade aufgezeigt. In einigen Fällen geht allerdings nicht eindeutig aus den Quellen hervor, ob in der Literatur der Wirkungsgrad oder aber der Nutzungsgrad eines Kraftwerks gemeint ist. Die gewählten Nutzungsgrade werden für die Berechnung der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungs- und Vermeidungskosten nicht konstant gehalten sondern sukzessive angehoben, da im Referenzszenario von einer stetigen Technologieverbesserung unterstellt wird. Die Entwicklung der Wirkungsgrade der konventionellen Kraftwerke ist in Kapitel 7.3.2.5 dargestellt.

Die jährlichen Volllaststunden entsprechen dem typischen Einsatzbereich der Kraftwerke in der deutschen Stromerzeugung wie sie z.B. auch von Wagner et al (2004) verwendet werden [vgl. Wagner et al 2004, S. 112ff]. Die Festlegung der Investitionskosten richtet sich nach dem Mittelwert der Investitionskosten in der Literatur. Dabei wurden in der Regel Kosten angesetzt, die unterhalb des Mittelwerts oder im Fall der Braunkohle-Kraftwerke etwa auf Höhe des Mittelwerts liegen. Die Mittelwerte sind in den Tabellen des Anhangs C dieser Arbeit aufgeführt. Im Vergleich zu den Bandbreiten in der Literatur liegen in der Tendenz der festgelegte Wirkungsgrad eher am oberen und die Investitionskosten eher am unter Ende der Bandbreite. Insgesamt wurden somit für die mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerke eher günstige Referenzparameter festgelegt.

7.3.2.2.2 CCS-Szenario

Im CCS-Szenario werden die gleichen Kraftwerkstypen wie im Referenzszenario betrachtet. Allerdings besteht der Unterschied, dass die Kraftwerke im CCS-Szenario zusätzlich mit Anlagen zur Abtrennung von CO₂ ausgestattet sind und zu den Erzeugungskosten noch Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂ addiert werden. Wie bereits weiter oben erwähnt, wird angenommen, dass die Kraftwerke mit CCS in der Lage sind, 85% des erzeugten CO₂ abzutrennen. 15% der CO₂-Emissionen werden nicht abgetrennt und weiterhin in die Atmosphäre emittiert.

Die Bestimmung der Referenzparameter basiert ebenfalls auf einer Literaturlauswertung. Dabei wurde in der Regel der Mittelwert der verfügbaren Daten aus der Literatur als Referenzwert eingesetzt. Die Investitionskosten der CCS-Kraftwerke wurden ermittelt, indem die Investitionskosten der Kraftwerke im Referenzszenario mit den Mehrkosten für CCS addiert wurden. Eine Ausnahme bilden die IGCC-Kraftwerke. Für diese Kraftwerke wurde nicht der Mittelwert der Mehrkosten für CCS angesetzt. Die Mehrkosten für CCS orientieren sich in diesem Fall an den Ergebnissen neuerer Untersuchungen [vgl. Viehahn et al 2010, S. 167, Linßen et al 2006, S. 139], da für diese Art Kraftwerk im Vergleich zur Literatur ein relativ hoher Wirkungsgrad bei IGCC-Kraftwerken im Szenario unterstellt wird. Die Tabelle 7.5 zeigt die Kenndaten der Referenzkraftwerke mit CCS.

Tabelle 7.5: Kenndaten der Referenzkraftwerke im CCS-Szenario.

	Leistung	Wirkungs- grad	Mehr- investition¹	Betrieb, War- tung	Auslastung
Steinkohle Dampf- kraftwerk mit CCS	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	193-760	24-37	440-1.190	3-8	5.700-8.200
Referenz	700	38	850	5	6.000
Steinkohle IGCC mit CCS	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	400-830	30-44	230-930	2-6	5.700-8.200
Referenz	650	44	650	5	6.000
Braunkohle Dampf- kraftwerk mit CCS	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	970-1.100	37	930	-	5.600-8.000
Referenz	1.000	37	930	5	7.000
Erdgas GuD mit CCS	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	370-790	43-53	260-630	2-6	4.400-8.300
Referenz	600	51	420	5	5.500

¹ Mehrinvestition gegenüber den in Tabelle 7.4 aufgeführten Kraftwerken ohne CCS.

Quelle: Eigene Zusammenstellung basierend auf Anhang C.1 bis C.4, Vollbenutzungsstunden Braunkohle: Wagner et al 2004, VGB 2004, Kruska und Mey 2005, Viehahn et al 2010.

Die Festlegung der Wirkungsgrade für jeden betrachteten Kraftwerkstyp erfolgt durch Subtraktion des Wirkungsgrads im Referenzszenario mit dem Wirkungsgradverlust

durch CCS in %-Punkten. Da der Einsatz von CCS nicht vor dem Jahr 2020 erfolgt, werden somit für die Berechnung die Wirkungsgrade der Kraftwerke im Referenzszenario aus dem Jahr 2020 angesetzt. Die durch CCS verursachten Wirkungsgradverluste stammen aus einer Literaturlauswertung. Für die Berechnung wird der Mittelwert der Wirkungsgradverluste für die jeweiligen Kraftwerkstechnologien verwendet. Dieses Vorgehen führt dazu, dass sich die Wirkungsgrade für Kraftwerke mit CCS eher am oberen Ende der Spannbreite der Wirkungsgrade aus der Literatur ansiedeln. Die Festlegung der Parameter für Braunkohlekraftwerke erfolgt anhand der beiden identifizierten Studien (Linßen et al 2006, Viebahn et al 2010). Zu bedenken ist bei diesem Vorgehen, dass ein Einsatz von Kraftwerken mit CCS nicht vor 2015 erwartet wird. Das bedeutet, dass durch die Verwendung von Mittelwerten aus heutiger Literatur der aktuelle Entwicklungsstand auf den Zeitraum 2015-2020 projiziert wird. Mitunter werden aber wie z.B. in Linßen et al (2006) oder auch Viebahn et al (2010) die erwarteten Kosten für CCS-Kraftwerke für das Jahr 2020 angegeben. Die Verwendung heutiger Literaturwerte stellt einen vorsichtigen Ansatz dar, weil Weiterentwicklungen bis zum Einsatz der Technologie auf den unterstellten Fortschritten im Wirkungsgrad und der Kostenreduktion bei den Kraftwerken ohne CCS basieren. Verbesserungen durch Forschung und Entwicklung bei der CO₂-Abtrennung werden gewissermaßen unterbunden.

Auf der anderen Seite handelt es sich bei den Analysen zu den CCS-Kraftwerken bisher um theoretische Werte aus der Literatur, die bislang nicht im praktischen Betrieb bestätigt wurden. Zwar werden in der Literatur Verbesserungen hinsichtlich Energieverbrauch und Kosten erwartet, diese werden jedoch nicht in konkreten Zahlen ausgedrückt. Aktuelle Meldungen unterstellen zudem, dass CCS kostspieliger werden könnte als angenommen (s. Kapitel 5). Der gewählte Ansatz zur Festlegung der CCS-Kraftwerks-Parameter wird daher als plausibel angesehen.

Um technologischen Fortschritten bis zum Einsatz von CCS trotzdem Rechnung zu tragen, wird in einer Sensitivitätsanalyse mit verminderten Investitionskosten sowie erhöhten Wirkungsgraden gerechnet. Für die Kraftwerke ohne CCS und die erneuerbaren Energiequellen ist diese Einschränkung nicht zu beachten, da sich die beiden Technologiegruppen bereits außerhalb der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden. Natürlich können auch hier neue, verbessernde Erkenntnisse aus der Forschung nicht ausgeschlossen werden. In Tabelle 7.5 sind die Kenndaten der Referenzkraftwerke im CCS-Szenario dargestellt.

7.3.2.2.3 CO₂-Transport- und CO₂-Speicherkosten

Für eine vollständige Kostenbetrachtung der Kraftwerke mit CCS müssen auch die Kosten für Transport und Speicherung des CO₂ einbezogen werden. Aufgrund der Kostenpannbreite in der Literatur wird sowohl für den Transport als auch für die Speicherung eine untere und obere Kostenvariante betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass die

Pipeline als präferierteres Transportmedium eingesetzt wird und dass die durchschnittliche Transportdistanz 250 km beträgt. Die spezifischen Transportkosten stammen aus IPCC (2005). Dort werden für die genannte Transportdistanz die spezifischen Transportkosten in Abhängigkeit der jährlichen Transportmenge angegeben. Dargestellt sind eine obere und untere Transportkostenkurve. Die Werte beziehen sich auf einen normalen Geländeverlauf ohne Steigungen oder Wasserläufe, die gekreuzt werden müssen. Für eine aufwendigere Verlegung in z.B. dicht besiedelten Gebieten können, wie in Kapitel 6.4.5 dargestellt, deutlich höhere Transportkosten anfallen. Die Ursache für die Spannbreite in den Kosten wird von den Autoren nicht weiter erläutert. Vermutlich kann die Spannbreite aber mit unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Eingangsparametern für die Berechnung der Transportkosten wie den Investitionskosten, den Wartungskosten oder den zusätzlichen Kosten (Gebühren, Versicherung, Konzessionsabgaben) begründet werden [vgl. IPCC 2005, S. 344]. Es werden folgende Transportkosten angesetzt: zwischen 3 und 5 €/t_{CO₂} für Steinkohlekraftwerke, zwischen 4 und 6 €/t_{CO₂} für Steinkohle-IGCC, zwischen 2 und 4 €/t_{CO₂} für Braunkohlekraftwerke und 6 bis 9 €/t_{CO₂} für Erdgas-GuD (s. Tabelle 7.6). Die Unterschiede in den Transportkosten zwischen den einzelnen Kraftwerksarten kommen dadurch zustande, dass die spezifischen CO₂-Transportkosten mit dem CO₂-Massenstrom variieren können. Mit zunehmendem Massenstrom sinken die spezifischen Transportkosten und umgekehrt mit sinkendem Massenstrom steigen die spezifischen CO₂-Transportkosten. Für den Transport im Offshore-Bereich gelten entsprechend die in Tabelle 7.6 ausgeführten Werte.

Tabelle 7.6: CO₂-Transportkosten.

		Steinkohle- KW	Steinkohle- IGCC	Braunkohle- KW	Erdgas-GuD
		onshore			
Untere Variante	€/t _{CO₂}	3	4	2	6
Obere Variante	€/t _{CO₂}	5	6	4	9
		offshore			
Untere Variante	€/t _{CO₂}	5	6	3	11
Obere Variante	€/t _{CO₂}	6	7	4	13

Quelle: gerundete Werte basierend auf IPCC 2005.

Ebenso wie für den Transport werden für die Speicherung eine obere und untere Speicherkostenvariante betrachtet. Die untere Speicherkostenkurve spiegelt dabei die untere Kostengrenze und das maximale Speicherpotential wieder. Durch diese Kurve werden günstigsten Rahmenbedingungen für die Speicherung von CO₂ wiedergegeben. Die obere Speicherkostenkurve setzt sich aus dem unteren Speicherpotential und der oberen

Kostengrenze zusammen. Diese Kurve stellt somit den ungünstigen Fall der Speicherkosten dar. Das Kostenniveau ist insgesamt höher und es muss eher auf die nächst teurere Speicheroption zurückgegriffen werden. Die Speicherung richtet sich nach den in Deutschland verfügbaren Speicheroptionen und beginnt mit den günstigsten Lagerstätten. Lagerstätten mit geringem Potential oder absehbaren Sicherheitsrisiken werden nicht betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass eine Erschließung aufgrund der kurzen Nutzungsdauer zu aufwendig ist oder ein hohes Leckagerisiko besteht. Davon betroffen sind Ölfelder, Salzformationen und stillgelegte Kohlegruben. Sind die Kapazitäten einer Lagerstätte erschöpft, wird zur nächsten Lagerstättenart gewechselt. Die Speicherkostenkurve ist in Abbildung 7.7 dargestellt. In der Abbildung sind die Speicherkosten und Potentiale von entleerten Erdgaslagerstätten und salinen Aquiferen (onshore) enthalten. Die Speicherkostenkurve hat dabei den Verlauf einer (unregelmäßigen) Treppenfunktion. Zusätzlich sind noch die Kosten und Potentiale für saline Aquifere (offshore) aufgeführt. Anhand der Abbildung ist zu erkennen, dass mit einem Wechsel der Lagerstättenart die Kosten auf das nächste Niveau springen.

Bei der Bestimmung der Speicherkosten wird unterstellt, dass die CO₂-Speicherung vorrangig gegenüber konkurrierender Nutzungsinteressen wie z.B. die Speicherung von Erdgas oder die Erdwärmennutzung behandelt wird. Die Kosten der Speicherung wurden Henriks et al (2004) entnommen, die auch in IPCC (2005) dargestellt sind [vgl. IPCC 2005, S. 260]. Durch Festlegung der genannten Annahmen für Transport und Speicherung werden insgesamt eher günstige Rahmenbedingungen unterstellt. Da die größten Speicherpotentiale vermutlich im Norden Deutschlands liegen, kann auch eine höhere mittlere Transportdistanz als die unterstellten 250 km anfallen. Zusätzlich wird vernachlässigt, dass die Speicherformationen auch mit CO₂ aus anderen Quellen wie z.B. großer Industrieanlagen beladen werden könnten. Eine Berücksichtigung anderer großer CO₂-Quellen würde früher zu einem Anstieg der Speicherkosten führen, da eher zur nächsten Speicherformation gewechselt werden müsste und außerdem das Speicherpotential insgesamt schneller aufgebraucht wäre. Folgt man den Zahlen von z.B. Viebahn et al (2009) und Viebahn et al (2010), dann wären potentielle CO₂-Lagerstätten noch innerhalb des Betrachtungsraumes der Szenarien in dieser Arbeit aufgebraucht [vgl. Viebahn et al 2009, S. 42, Viebahn et al 2010, S. 126].

Im Fall der unteren Speicherkostenkurve reichen bei einer Betrachtung bis 2050 die Speicherformationen auf dem Festland. Eine Ausnutzung der Offshore-Speicherstätten ist in diesem Fall nicht erforderlich. Werden allerdings geringere Potentiale unterstellt und die obere Speicherkostenkurve zu Grunde gelegt, dann reichen die Onshore-Speicherpotentiale nicht aus. Ab ca. 2040 ist ein Wechsel zu den Offshore-Lagerstätten erforderlich. Auch wenn die Speicherkosten insgesamt nur einen geringen Anteil an den gesamten Vermeidungskosten ausmachen, bilden die gewählten Annahmen für die Speicherung eher günstige Rahmenbedingungen für die CCS-Technologien dar.

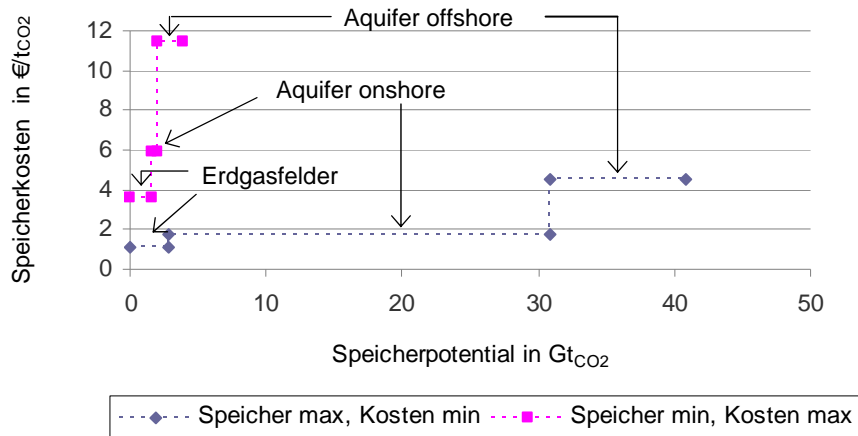


Abbildung 7.7: Kosten-Potential-Kurve der CO₂-Speicherung.

Quelle: Henriks et al 2004, IPCC 2005, Fishedick et al 2007, Deutscher Bundestag 2002, Radgen et al 2006, Viebahn et al 2009, Viebahn et al 2010.

7.3.2.2.4 REG-Szenarien

In den REG-Szenarien werden die Technologien Wind on- und offshore, feste und gasförmige Biomasse, kleine und große PV-Anlagen und Geothermie in die Betrachtung der Kosten eingeschlossen. Wasserkraft wird bei der Betrachtung neuer Anlagen nicht weiter berücksichtigt. Damit wird einer der schon heute günstigsten regenerativen Energieträger bei den Berechnungen der CO₂-Vermeidungskosten außen vor gelassen. Dieser Ansatz stellt eine Annahme dar, mit der unterstellt wird, dass im Betrachtungszeitraum keine neuen Wasserkraftwerke installiert werden. Modernisierungen und Erweiterungen bestehender Wasserkraftwerke werden zwar erwartet und wären auch zu den neuen Kapazitäten zu zählen. Die Daten z.B. für den Zeitpunkt einer Modernisierung sind allerdings schwierig zu erfassen und werden daher in die weitere Betrachtung nicht eingeschlossen.

Da in den Szenarien lediglich z.B. die Stromerzeugung für Windenergie insgesamt gegeben ist, der Ausbau der Offshore-Windenergie aber ein wichtiges Standbein in der Energiepolitik Deutschlands darstellt, ist es von Bedeutung, die Nutzung der Windenergie in die Bereiche On- und Offshore zu unterteilen. Wo es sinnvoll und begründbar ist, wurde diese Vorgehensweise auch für andere erneuerbare Energiequellen vorgenommen. Dabei kann die Aufteilung nicht allein auf politischen Motiven, sondern auch auf größeren technischen Potentialen, größeren Entwicklungs- oder Kostenreduktionspotentialen beruhen. Die Zuteilung in den REG-Szenarien – d.h. z.B. wie viel Windenergie stammt aus Onshore-Windparks und wie viel aus Offshore-Windparks – orientiert sich wiederum an den politischen Zielen, an den vorhandenen Potentialen und konkret für das Beispiel Windenergie auch an den Ausbauszenarien der Deutschen Energieagentur [vgl. DENA 2004]. Die Investitionskosten für Offshore-Windenergie sind mit einigen

Unsicherheiten behaftet. Der Mittelwert der bisher realisierten Windparks im Wasser liegt bei etwa 1.700 €/kW. Mit Rücksicht auf die besondere Rolle der geplanten deutschen Offshore-Windparks in Bezug auf die Wassertiefe und die Entfernung zur Küste werden für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit Investitionskosten deutlich oberhalb des berechneten Mittelwerts aus der Literatur angesetzt. Dieser Ansatz ist nicht vollständig konsistent mit dem Vorgehen für die Festlegung der Investitionskosten der anderen Technologien. Hier wurden in der Regel die Mittelwerte der Investitionsangaben aus der Literatur angesetzt. Insgesamt wird von Investitionskosten in Höhe von ca. 2.900 €/kW ausgegangen. Dieser Wert liegt deutlich über der Einschätzung von Zervos (2008), der von etwa 2.000 €/kW ausgeht [vgl. Zervos 2008, S. 110]. Die festgelegten Kenndaten für die Offshore-Windenergie sind der Tabelle 7.7 zu entnehmen.

Ein weiteres Beispiel für eine Unterteilung ist der Einsatz von Biomasse. Hier wird in die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse unterschieden. Damit wird der vergangenen Entwicklung Rechnung getragen, dass nicht allein feste Biomasse für die Stromerzeugung eingesetzt wird, sondern auch Biogasanlagen installiert wurden. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend fortsetzt. Die eingesetzte Referenzanlage ist im Falle von Biogas ein Blockheizkraftwerk. Als Energieträger wird für die Stromerzeugung Gülle eingesetzt, die im Ausgangsjahr noch kostenlos zur Verfügung gestellt wird. Im Laufe des Szenarios erfolgt ein Technologiewechsel vom BHKW zu einem Kraftwerke mit GuD-Prozess. Weiterhin wird zukünftig die Biomasse nicht mehr kostenfrei zur Verfügung gestellt, sondern es wird von stetig steigenden Biomassekosten ausgegangen. Bei der Verstromung fester Biomasse wird als Referenzanlage von einem Holzheizkraftwerk mit Dampfturbinenprozess ausgegangen.

Die PV wird in große und kleine Referenzanlagen unterteilt. Kleine Anlagen entsprechen typischer Dachanlagen, wie sie z.B. auf Privathäusern installiert werden. Große PV-Anlagen sind eher als Freiflächenanlagen zu verstehen. Aufgrund der Tatsache dass für beide Anwendungsbereiche in Deutschland große Potentiale bestehen und die Erzeugungskosten durchaus unterschiedlich ausfallen können (s. Tabelle 5.11), wurde diese Unterteilung vorgenommen. Insgesamt wird allerdings nicht davon ausgegangen, dass dies einen großen Einfluss auf die CO₂-Vermeidungskosten hat, da die PV in beiden REG-Szenarien zwar deutlich ausgebaut wird, aber im Vergleich zu anderen regenerativen Technologien keine tragende Rolle spielen wird.

Tabelle 7.7: Kenndaten der Referenzkraftwerke in den REG-Szenarien.

	Leistung	Nutzungs- grad	Investition	Betrieb, War- tung	Auslastung
Windenergie onshore	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	0,6-2,5	-	900-2.800	2,4-7,3	1.180-2.900
Referenz	1	-	1.200	6	1.900
Windenergie offshore	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	2-5	-	1.200-2.900	2,1-10	2.500-4.000
Referenz	3,6	-	2.900	6	3.800
Photovoltaik	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	kWh/kW _{p,a}
Literaturwerte	0,003-0,6	10-11,2	4.100-7.300	0-1	830-920
Referenz, klein	0,003	11	6.500	1	825
Referenz, groß	0,6	11,5	5.300	1	860
Biomasse, fest	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	0,5-20	14-31 ^c	1.850-7.000	3,5-4,7	4.000-7.000
Referenz	5	14 ^c	3.850	3,5 ^a	5.500
Biomasse, gas	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	0,025-8	30-42 ^b	2.000-6.000	6-10	6.000-7.000
Referenz	0,25	36 ^b	3.250	5	5.500
Geothermie	MW	%	€/kW	%/a d. Inv.	h/a
Literaturwerte	1-5	8-12 ^b	2.000-17.300	0-5,5	5.000-7.500
Referenz	1	8,5 ^b	12.700	1,2	7.500

^a: Fixkostenanteil

^b: elektrisch

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Anhang A.2 bis A.6 und Kapitel 5.

Größtenteils beruhen die in Tabelle 7.7 aufgeführten Referenzanlagen auf den in Kapitel 5 dargestellten Beispielen. Dieses Vorgehen erscheint sinnvoll, da mehr noch als bei Kraftwerken bei den erneuerbaren Energiequellen eine deutliche Abhängigkeit zwi-

schen Anlagengröße und Investitionskosten besteht. Mit zunehmender Anlagengröße sinken die spezifischen Investitionskosten. Aus Gründen der Vollständigkeit und der Abweichung in einigen Parametern werden die Eckdaten an dieser Stelle erneut aufgeführt. Im Unterschied zu den Beispielen aus der Literatur in Kapitel 5 wird für die Berechnungen der CO₂-Vermeidungskosten im Rahmen dieser Arbeit von einem erhöhtem Zinssatz und bei z.B. der Biomasse und PV von einer verminderten Auslastung ausgegangen. In der Tabelle 7.7 sind die Eckwerte der Referenzanlagen auf Basis regenerativer Energieträger dargestellt.

7.3.2.3 Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO₂-Zertifikatspreise

Die Brennstoffkosten sind für die Stromerzeugungskosten fossil befeuerter Kraftwerke ein wichtiger Parameter. Dabei kann innerhalb der Kraftwerke der Einfluss der Brennstoffpreise auf die Höhe der Stromerzeugungskosten variieren. Erdgaskraftwerke z.B. sind im Vergleich zu Kohlekraftwerken weniger kapitalintensiv und reagieren daher empfindlicher auf eine Veränderung der Brennstoffpreise.

Die aktuellen Brennstoffpreise lassen sich ebenso wie die Brennstoffpreise der Vergangenheit relativ einfach mit hoher Genauigkeit bestimmen. Eine Darstellung der zukünftigen Brennstoffpreise ist jedoch immer mit Unsicherheiten behaftet, da Preisveränderungen nicht zuverlässig genau prognostiziert werden können. Auf der anderen Seite ist eine möglichst präzise Vorhersage für die Qualität der in dieser Arbeit erzeugten Ergebnisse von hoher Bedeutung. Daher werden für das weitere Vorgehen und für die Bestimmung der Stromerzeugungs- sowie der CO₂-Vermeidungskosten zwei zukünftige Preisentwicklungen der fossilen Energieträger betrachtet. Die beiden Preisentwicklungen unterscheiden sich in eine untere und obere Variante. Sie beruhen nicht auf eigenen Annahmen, sondern wurden einer Studie des BMU (Nitsch 2008) entnommen. Dort finden sich insgesamt drei Preisprognosen für fossile Brennstoffe. Für diese Arbeit wurden die Preisprognose „Deutlicher Anstieg“ für die obere Preisentwicklung und die Preisprognose „Mäßiger Anstieg“ für die untere Preisentwicklung angesetzt. Durch dieses Vorgehen wird ein Spektrum aufgezeigt, innerhalb dessen sich die zukünftigen Brennstoffpreise bewegen können.

Der für diese Arbeit als obere Preisentwicklung eingesetzte Preispfad wird von Nitsch (2008) als „Mäßiger Anstieg“ bezeichnet und von ihm als Untergrenze zukünftiger Preisentwicklungen angesehen [vgl. Nitsch 2008, S. 52]. Die gewählten Preispfade finden auch in Viebahn et al (2010) Anwendung. Die Autoren folgen der Einschätzung von Nitsch (2008), dass aus Sicht zum Zeitpunkt der Anfertigung der Studie der Preispfad „Mäßiger Anstieg“ eher unterhalb der zukünftigen Preisentwicklung liegen dürfte [vgl. Viebahn et al 2010, S. 162].

Die Preisentwicklungsprognosen von Nitsch liegen über den Erwartungen der Niedrigpreisszenarien aus z.B. dem Energiereport von Prognos und dem Energiewirtschaftli-

chen Institut der Universität Köln [vgl. Prognos 1999, S. 204, Fahl et al 2002, S. 13]. Nach Angaben von Fishedick et al (2007) ist eine erhöhte Preisentwicklung aufgrund der jüngsten Preissteigerungen eher wahrscheinlich als die Niedrigpreisannahmen, die in den letzten Jahren als Grundlage vieler Untersuchungen eingeflossen sind [vgl. Fishedick et al 2007, S. 149]. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit auf die Entwicklung der Brennstoffpreise auf die beiden erwähnten Preisprognosen begrenzt und kein Niedrigpreisszenario untersucht.

Die Brennstoffpreise für das Jahr 2000 stammen aus einer Untersuchung von Fishedick et al (2007) [vgl. Fishedick et al 2007, S. 151]. Zur Orientierung sei ergänzend erwähnt, dass sich der Ölpreis im unteren Preisszenario bis 2050 real auf 99 US\$/bbl (nominal 241 US\$/bbl) erhöht, während in der oberen Variante der Ölpreis im selben Jahr bei real 129 US\$/bbl (nominal 314 US\$/bbl) liegt [vgl. Nitsch 2008, S. 52].

Tabelle 7.8: Entwicklung der Brennstoffpreise (real) ohne CO₂-Aufschlag in €₂₀₀₀/GJ.

Untere Variante		2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	€/GJ	1,59	3,2	3,9	4,6	5,2	5,6
Erdgas	€/GJ	3,35	6,4	7,8	9,3	10,4	11,2
Braunkohle	€/GJ	0,95	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Obere Variante		2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	€/GJ	1,59	3,6	4,9	6,4	7,9	9,1
Erdgas	€/GJ	3,35	7,3	9,9	12,6	15,3	17,2
Braunkohle	€/GJ	0,95	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5

Quelle: Fishedick et al 2007, angepasst auf Basis von Nitsch 2008.

Da sich die Angaben zu den Preisentwicklungen von Nitsch (2008) auf das Jahr 2005 beziehen und in der Arbeit das Jahr 2000 als Basisjahr dient, müssen die Werte aus Nitsch (2008) im Sinne einer einheitlichen Preisbasis um einen entsprechenden Inflationsfaktor korrigiert werden. Der Inflationsfaktor wurde der Preisindizes-Übersicht der „United Nation Economic Commission for Europe (2011)“ entnommen. Tabelle 7.8 zeigt die Entwicklung der Brennstoffpreise für die untere und obere Preisentwicklung.

Neben der Brennstoffpreisentwicklung muss die Entwicklung der Kosten für den Erwerb von CO₂-Emissionsrechten ebenfalls betrachtet werden. Die Kosten für die CO₂-Emissionszertifikate wurden Viehbahn et al (2010) entnommen. Sie betragen für beide Brennstoffpreisfade 18 €/t_{CO2} für 2020, 21,50 €/t_{CO2} für 2030, 24,50 €/t_{CO2} für 2040

und 27 €/t_{CO₂} für 2050 [vgl. Viehbach et al 2010, S. 219]. Für die Kraftwerke mit CCS wird unterstellt, dass diese für CO₂-Emissionen, die nicht abgetrennt werden, ebenfalls CO₂-Zertifikate erwerben müssen. Die Kosten für den Erwerb von Zertifikaten fließen also mit in die Berechnung der Stromgestehungskosten bei Kraftwerken mit CCS ein. Der Einfluß auf die Höhe der Stromgestehungskosten fällt allerdings deutlich geringer aus als bei den Kraftwerken ohne CCS.

7.3.2.4 Stromerzeugungskosten

Die auf Basis der Eckdaten ermittelten Stromerzeugungskosten sind in Tabelle 7.9 enthalten. Dargestellt sind für Kraftwerke ohne CCS und die erneuerbaren Energietechnologien die Stromerzeugungskosten im Jahr 2000. Die Stromerzeugungskosten der Kraftwerke mit CCS beziehen sich auf das Jahr 2020 und beinhalten bereits die Kosten für Transport und Speicherung. Weiterhin sind für die Kraftwerke mit CCS obere und untere Stromerzeugungskosten genannt. Diese beiden Varianten resultieren aus den beiden Brennstoffpreisentwicklungen sowie den CO₂-Transport- und Speicherkosten. Der untere Wert der Stromerzeugungskosten setzt sich dabei unter anderem aus der unteren Brennstoffpreisentwicklung, den geringeren Transport- und Speicherkosten zusammen. Für den höheren Wert der Stromerzeugungskosten gilt Entsprechendes. Für die erneuerbaren Energiequellen und die Kraftwerke ohne CCS ergeben sich zunächst keine Spannbreiten der Erzeugungskosten, da beide REG-Szenarien als Ausgangsjahr das Jahr 2000 haben bzw. die Brennstoffpreise im Jahr 2000 in beiden Brennstoffpreisvarianten identisch sind.

Zusätzlich sind in der Tabelle die Bandbreiten der Stromerzeugungskosten in der Literatur enthalten. Über einen Vergleich mit den Literaturdaten ist zu erkennen, dass die Erzeugungskosten der Kraftwerke ohne CCS im Mittelfeld der Bandbreiten in der Literatur liegen. Die berechneten Stromerzeugungskosten stellen somit eine belastbare Ausgangsbasis für die Bestimmung der CO₂-Vermeidungskosten dar. Im Unterschied zu den Kraftwerken ohne CCS liegen die berechneten Stromerzeugungskosten der Kraftwerke mit CCS eher am oberen Ende bzw. für die obere Preisvariante über der Kostenspannbreite in der Literatur. Die Ursache dafür liegt im Wesentlichen daran, dass für die Berechnung der Stromerzeugungskosten die prognostizierten Brennstoffpreise im Jahr 2020 angesetzt wurden. Je nach unterstellter Entwicklung und Energieträger steigen die Brennstoffpreise bis 2020 auf fast das Dreifache des Preises von 2000. Zudem sind in den berechneten Stromgestehungskosten bereits die Kosten für die Speicherung und Transport enthalten. Insofern sind die Literaturdaten nur begrenzt mit den eigenen Berechnungen vergleichbar und dienen eher als Anhaltspunkt. Die unterstellten Annahmen führen dazu, dass die Braunkohlekraftwerke mit CCS unter den CCS-Kraftwerken die geringsten Stromgestehungskosten aufweisen.

Tabelle 7.9: Stromerzeugungskosten der betrachteten Referenzkraftwerke und Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen in €/kWh (gerundete Werte).

Konventionelle Kraftwerke ohne CCS			
		Strom- erzeugungs- kosten	Spannbreite in der Litera- tur
Steinkohle-KW	€/kWh	0,04	0,03-0,06
Steinkohle-IGCC	€/kWh	0,05	0,04-0,07
Braukohle-KW	€/kWh	0,03	0,03-0,05
Erdgas GuD	€/kWh	0,04	0,03-0,06
Kraftwerke mit CCS			
		Strom- erzeugungs- kosten	Spannbreite in der Litera- tur
Steinkohle-CCS	€/kWh	0,12-0,13	0,05-0,10
Steinkohle IGCC CCS	€/kWh	0,08-0,11	0,05-0,10
Braunkohle-CCS	€/kWh	0,07-0,08	~0,06-0,07
Erdgas GuD CCS	€/kWh	0,09-0,11	0,04-0,10
Erneuerbare Energiequellen			
		Strom- erzeugungs- kosten	Spannbreite in der Litera- tur
Wind, onshore	€/kWh	0,11	0,04-0,12
Wind, offshore	€/kWh	0,13	0,04-0,12
PV, klein	€/kWh	0,88	0,58-0,94
PV, groß	€/kWh	0,69	0,42-0,58
Biomasse, fest	€/kWh	0,17	0,06-0,28
Biomasse, gas	€/kWh	0,09	0,02-0,22
Geothermie	€/kWh	0,23	0,06-0,20
Wasserkraft	€/kWh	0,04	0,02-0,20

Quelle: Eigene Berechnung, Anhang A, B und C, Wagner et al 2004, Linßen et al 2006, Viehbahn et al 2010.

Für die Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen gilt Ähnliches wie für die Kraftwerke mit CCS. Auch hier liegen die berechneten Erzeugungskosten eher bei den

oberen Werten aus der Literatur bzw. übersteigen diese. Deutlich höhere Kosten wurden für PV und Geothermie berechnet. Wie weiter oben schon angedeutet und in der Tabelle 7.9 mit Zahlen belegt, beruhen die höheren Erzeugungskosten im Wesentlichen auf dem verwendeten Zinssatz und im Fall der PV zusätzlich auf einer geringeren Einstrahlungsdichte. Von dieser Aussage nicht betroffen sind die mit Biomasse betriebenen Anlagen. Sowohl für feste als auch gasförmige Biomasse liegen die Erzeugungskosten innerhalb der Literaturdaten. Die berechneten Stromerzeugungskosten für Offshore-Windenergie liegen ebenfalls über der Spannbreite aus der Literatur. Die Ursache liegt hier im wesentlichen an den im Vergleich zur Literatur höheren unterstellten Investitionskosten. Durch die Festlegung des höheren Invests soll die größere Entfernung zur Küste und die daraus resultierende größere Wassertiefe deutscher Offshoreprojekte berücksichtigt werden. Insgesamt ergibt sich eine Situation, in der die Erzeugungskosten der erneuerbaren Energiequellen zum Teil deutlich pessimistischer eingeschätzt werden als in der Literatur. Die berechneten Erzeugungskosten werden daher eher als konservativ bewertet.

7.3.2.5 Entwicklung der Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung von technologischem Fortschritt

Ausgehend vom Jahr 2000 werden die Betrachtungszeitpunkte bis zum Jahr 2050 durch die verwendeten Szenarien vorgegeben. In die Ermittlung der zukünftigen Stromerzeugungskosten fließen neben den Kenndaten aus Kapitel 7.3.2.2 und den Brennstoffkosten aus Kapitel 7.3.2.3 Fortschritte in der Technologie und Veränderungen in den Investitionskosten ein. Verbesserungen einer Technologie können z.B. durch höhere Wirkungsgrade oder eine höhere Verfügbarkeit ausgedrückt werden. Da sich technologische Fortschritte nicht mit absoluter Sicherheit prognostizieren lassen, müssen für die Berechnungen weitere Annahmen getroffen werden. Diese Annahmen beruhen auf der in Kapitel 4 bis 6 durchgeführten Analyse zu den Entwicklungspotentialen der einzelnen Technologien. Die Analyse der Entwicklungspotentiale reflektiert die Erwartungen in der Fachliteratur. Dieses Vorgehen kann nur gewährleisten, dass sich die Annahmen innerhalb eines realistischen Rahmens bewegen.

Als Instrument zur Bestimmung zukünftiger Kosten dient die Lern- bzw. Erfahrungskurve einer Technologie. Erfahrungskurven finden eine breite Anwendung zur Analyse zukünftiger Kostenentwicklungen von Energietechnologien [vgl. Neij 2008, S. 2200, Junginger et al 2005, S. 134]. Mit Hilfe von historischen Daten können Lernkurven und Lernfaktoren ermittelt werden, die für eine Bestimmung der zukünftigen Kosten extrapoliert werden. Dabei darf nicht missverstanden werden, dass sich mit diesem Ansatz nur eine Abschätzung und keine exakte Kalkulation der zukünftigen Kosten erzielen lässt. Insofern sind die Resultate eher als Größenordnung zu verstehen [vgl. Neij 1999, S. 25]. Als weitere Einschränkung ist zu beachten, dass innerhalb dieser Arbeit für die

Kostenreduktion nur die nationale Entwicklung berücksichtigt wird. Die Berücksichtigung weiterer Lerneffekte durch den Aufbau zusätzlicher Kapazitäten weltweit könnte nach der Definition der Lernkurven zu weiteren Kostensenkungen führen. Dies mag insbesondere für die erneuerbaren Energieträger von Bedeutung sein, da diese weltweit deutlich ausgebaut werden oder Pläne bestehen, den Anteil der regenerativen Energiequellen an der Stromerzeugung deutlich zu steigern. Eine genauere Einführung in die Thematik der Lernkurven und der Lernfaktoren der betrachteten Technologien wurde bereits in Kapitel 3 vorgenommen.

Tabelle 7.10 zeigt die eingesetzten Lernfaktoren der betrachteten Referenzanlagen. Für Kraftwerke ohne CCS wird trotz entgegengesetzter Aussagen in der Literatur (s. Kapitel 4.3) in den Berechnungen ein Rückgang der Investitionskosten unterstellt. Gleichzeitig wird von einer Erhöhung des Wirkungsgrades ausgegangen. Damit fließen zwei kostendegressiv wirkende Faktoren in die Entwicklung der Stromerzeugungskosten ein. Für Kraftwerke ohne CCS konnten nur wenig Informationen zu den Erfahrungskurven aus der Literatur generiert werden. Lediglich in Neij (2008) ist eine Lernrate für Kohlekessel enthalten. Diese liegt in einem Betrachtungszeitraum von 1942 bis 1999 bei 6% [vgl. Yeh und Rubin 2007 in Neij 2008, S. 2207]. Da nur wenig Informationen zu Erfahrungskurven für Kraftwerke ohne CCS aus der Literatur ermittelt werden konnten, beruht die Ermittlung der Lernfaktoren auf den in Kapitel 4.3 dargestellten zukünftigen Investitionskosten. Eine Kontrolle, ob sich die aus der Literatur entnommenen zukünftigen Investitionskosten innerhalb eines belastbaren Rahmens bewegen, erfolgt über die allgemeine Lernkurvenformel.

$$\log PR = \log\left(\frac{C_X}{C_0}\right) \cdot \log 2 \cdot \left[\log\left(\frac{P_X}{P_0}\right)\right]^{-1}$$

- mit C_X : spezifische Kosten zum Zeitpunkt X
 C_0 : spezifische Kosten zum Zeitpunkt 0
 P_X : kumulierte Produktion zum Zeitpunkt X
 P_0 : kumulierte Produktion zum Zeitpunkt 0
PR: Fortschrittsrate

Dazu wird die Gleichung nach „PR“ (Fortschrittsrate) umgestellt und mit Hilfe der Werte aus dem Referenzszenario zur installierten Kapazität der unterschiedlichen Kraftwerkstypen sowie den Werten zu den zukünftigen Investitionskosten die Fortschrittsrate für jeden Kraftwerkstyp ermittelt. Über einen Vergleich vorliegender Fortschrittsraten anderer Energietechnologien kann anschließend überprüft werden, ob sich die aus der Literatur angesetzten zukünftigen Investitionskosten innerhalb eines belast-

baren Rahmens bewegen. Da es sich bei den fossilen Kraftwerken um eine entwickelte Technologie handelt wird eher von einer geringeren Lernrate ausgegangen.

Tabelle 7.10: Lernfaktoren der Referenzanlagen in % in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten.

	2010	2020	2030	2040	2050
Kraftwerke ohne CCS					
Steinkohle-KW	5	4	3	3	3
Steinkohle-IGCC	-	5	4	4	4
Braunkohle-KW	5	4	4	3	3
Erdgas-GuD	9	7	5	5	5
Kraftwerke mit CCS					
Steinkohle, CCS	-	-	12	10	8
Steinkohle-IGCC, CCS	-	-	12	10	8
Braunkohle, CCS	-	-	12	10	8
Erdgas-GuD, CCS	-	-	12	10	8
Erneuerbare Energiequellen					
Wind, onshore	6	6	6	5	4
Wind, offshore	10	10	8	8	7
PV, klein	20	20	15	10	10
PV, groß	20	20	15	10	10
Biomasse, fest	7	5	3	3	3
Biomasse, gas	2	7 ^b	5	5	3
Geothermie^a	10	10	9	8	7

^a: Lernfaktor für ORC-Anlage, ohne Bohrung.

^b: Technologiewechsel zur Holzvergasung.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Kapitel 4 bis 6.

Als Orientierung dient auch die weiter oben erwähnte Lernrate von Kohlekesseln. Zudem gehen einige Studie zur Erreichung höherer Wirkungsgrade zukünftig eher von einer Steigerung der Investitionskosten aus (s. Kapitel 4.3). Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen dieser Arbeit für den Zeitpunkt 2010 eine Fortschrittsrate von 0,95 bzw. eine Lernrate von 5% bezogen auf die spezifischen Investitionen für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke und von 9% für Erdgas-GuD als vertretbar angesehen. In den Fällen, in denen die Berechnung einen unrealistischen PR liefert, werden die Inves-

titionskosten entsprechend nach oben bzw. unten korrigiert bis ein vertretbarer PR erreicht wird. Für Ermittlung der Jahre nach 2010 bis 2030 wurde identisch vorgegangen. Die ermittelten Lernraten sind in Tabelle 7.10 aufgeführt. Die Lernfaktoren nach 2030 wurden auf Basis der vorherigen Lernfaktoren festgelegt, da für die Jahre 2040 und 2050 keine Angaben über zukünftige Investitionskosten für Kraftwerke ohne CCS gegeben waren.

Die Kostenentwicklung der anderen Stromerzeugungsanlagen (Kraftwerke mit CCS und erneuerbare Energiequellen) basiert auf den Lernfaktoren aus der Literatur. Eine Darstellung der Lernfaktoren ist bereits in Kapitel 5 für die erneuerbaren Energiequellen und in Kapitel 6.6 für Kraftwerke mit CCS erfolgt. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Lernfaktoren über den Betrachtungszeitraum nicht konstant bleiben, sondern abnehmen. Weitere Kostenreduktionen bei den fossil befeuerten Kraftwerken mit und ohne CCS werden durch Verbesserungen des Wirkungsgrads erreicht. Die unterstellten zukünftigen Wirkungsgrade der mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerke sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 7.11: Entwicklung des Wirkungsgrads von Kraftwerken mit und ohne CCS.

	2010	2020	2030	2040	2050
in %	ohne CCS/ mit CCS	ohne CCS/ mit CCS	ohne CCS/ mit CCS	ohne CCS/ mit CCS	ohne CCS/ mit CCS
Steinkohle	46/-	48/38	50/40	52/42	54/44
Stein. IGCC	49/-	51/44	53/46	55/48	57/50
Braunkohle	45/-	47/37	49/39	51/41	53/43
Erdgas- GuD	58/-	60/51	61/52	63/54	65/56

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei den erneuerbaren Energiequellen kommen zusätzliche Kostenreduktionen durch verbesserte Verfügbarkeiten, einem Anstieg der Anlagengröße und in einem Beispiel durch einen Wechsel in der Referenzanlage zustande.

Die langfristige Betrachtung von Referenzanlagen innerhalb der Szenarien sollte möglichst moderne Anlagentypen umfassen. Daher wird ein Technologiewechsel im Bereich der Stromerzeugung aus Biogas vorgenommen. Hier wird unterstellt, dass ab 2020 die Holzvergasung sowie die anschließende Energieerzeugung in einem GuD-Prozess kommerziell verfügbar ist und das Gülle-BHKW als Referenzanlage ablöst. Mit dem Wechsel der Referenzanlage geht auch ein Anstieg der elektrischen Anlagenleistung einher. Es wird davon ausgegangen, dass langfristig gesehen, die Holzvergasung ein

größeres Einsatz- und Entwicklungspotential hat als die Vergasung von Gülle. In der Tabelle 7.10 ist der Technologiewechsel durch den Anstieg des Lernfaktors für Biogas zu erkennen.

Weitere Erhöhungen der Anlagenleistung werden für die Windenergie und Geothermie unterstellt. Die Onshore-Windenergienutzung folgt dem vergangenen Trend zu immer größeren Anlagen. Ab 2030 bis zum Ende des Betrachtungszeitraums hat die Windenergie-Referenzanlage eine elektrische Leistung von 3 MW. Die Anlagenleistung im Bereich der Offshore-Windenergienutzung steigt von 3,6 MW im Ausgangsjahr auf 5 MW ab 2020 und bleibt bis 2050 konstant. Hier entspricht die Anlagenleistung der auf dem Markt derzeit verfügbaren Offshore-Windenergieanlagen und der Anlagengröße in den meisten der beantragten Offshore-Projekten in der Deutschen Allgemeinen Wirtschaftszone. Weiterhin wird für die Offshore-Windenergienutzung ein Anstieg der jährlichen Vollbenutzungsstunden angenommen. Mit der Realisierung von Offshore-Projekten in größerer Entfernung zur Küste wird von einem höheren Windvorkommen und steigenden Vollbenutzungsstunden ausgegangen. Zudem wird erwartet, dass durch die Steigerung der Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen und die Optimierung der Wartungskonzepte eine Steigerung der Verfügbarkeit und somit eine Erhöhung der Volllaststunden erreicht wird. Ein Anstieg der Vollbenutzungsstunden – wenn auch deutlich geringer – wird ebenfalls für die Onshore-Windenergie angesetzt. Damit wird der technologischen Weiterentwicklung Rechnung getragen, das Windangebot effektiver zu nutzen.

Neben den Lernfaktoren sind für eine Berechnung der zukünftigen Investitionskosten auch die Produktionsmengen für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte von Bedeutung. In diesem Fall wird als Produktionseinheit die elektrische Leistung (GW) der einzelnen Energieträger gewählt. Dieser Wert wird für jede betrachtete Technologie aus den Szenarien entnommen. Dabei wird als kumulierte Leistung nicht allein die installierte Leistung des späteren Zeitpunktes im Szenario angesetzt, sondern es wird zusätzlich der altersbedingte Ersatz von Kraftwerken einbezogen. Durch die Berücksichtigung der ersetzten Kapazitäten kommt es am Ende des Betrachtungszeitraumes der Szenarien insgesamt zu einer höheren kumulierten Leistung und somit zu einer größeren Kostendegression.

Der altersbedingte Abbau von Kapazitäten wurde mit Hilfe von Kraftwerksdatenbanken der Universität Flensburg (s. Universität Flensburg 2006) und des Umweltbundesamts (s. UBA 2006) ermittelt. Auf Basis der Datenbanken wurde eine Sterbelinie der Kraftwerke ohne CCS entwickelt. Als technische Lebensdauer wurden für alle Kraftwerke 35 Jahre unterstellt. Zum Ende des Szenarios kommt es daher bereits zum Ersatz von Kraftwerkskapazitäten, die zu Beginn des Szenarios errichtet wurden. Für die einzelnen fossilen Energieträger führt dieses Vorgehen dazu, dass über den Betrachtungszeitraum die im Jahr 2000 installierten Braunkohlekapazitäten nahezu komplett ersetzt werden.

Bei den Steinkohle- und Erdgaskraftwerken wird insgesamt mehr Leistung ersetzt, als im Jahr 2000 installiert war. In Abhängigkeit der tatsächlich erreichten Anlagenlebensdauer, die z.B. durch Modernisierungsmaßnahmen ausgedehnt werden kann, sind abweichende Verläufe der Sterbelinie möglich. Insofern ist die Sterbelinie weniger als exakte Prognose des Ersatzbedarfs zu verstehen, sondern eher als Anhalt für den zukünftigen Wegfall von Erzeugungskapazitäten zu deuten.

Als Ausgangsjahr für die Sterbelinie der erneuerbaren Energiequellen wurde das Jahr 2000 gewählt. Das Ende der Anlagenlebensdauer wird für alle Anlagen nach 20 Jahren unterstellt. Dieser Ansatz suggeriert, dass erst ab 2000 die erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung genutzt werden und benachteiligt diese Energiequelle in der Ermittlung der kumulierten Leistung. Dass dies insbesondere für die Windenergie (und auch Wasserkraft) nicht zutrifft, wurde bereits im Kapitel 5 belegt. Eine große Anzahl der Windenergieanlagen wurde bereits deutlich vor dem Jahr 2000 errichtet und wäre daher auch früher zu ersetzen als bei diesem Vorgehen unterstellt wird. Die tatsächliche kumulierte Windenergieleistung bis zum Betrachtungsende des Szenarios dürfte daher etwas höher liegen. Insofern wird das gewählte Vorgehen eher als vorsichtiger Ansatz zu Ermittlung der Kostendegression der erneuerbaren Energiequellen gewertet. Auf Basis der berechneten zukünftigen Investitionskosten der Referenzanlagen werden für die Zeitpunkte 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 die Stromerzeugungskosten berechnet. Zur Veranschaulichung des Verlaufs der Stromerzeugungskosten sind beispielhaft die Ergebnisse für die erneuerbaren Energiequellen in der folgenden Abbildung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass unter dem Vorbehalt einer hohen Ausbaudynamik, wie sie in den REG-Szenarien unterstellt wird, z. T. erhebliche Kostendegressionen erzielt werden können.

Die Ermittlung der Kostenentwicklung basiert also maßgeblich auf den Lernfaktoren und auf der kumulierten Menge. Kostendegressiv wirkende Effekte wie z.B. der Aufbau von Produktionsstätten mit einer höheren Erzeugungskapazität von z.B. PV-Zellen werden bei dieser Betrachtung ausgeblendet.

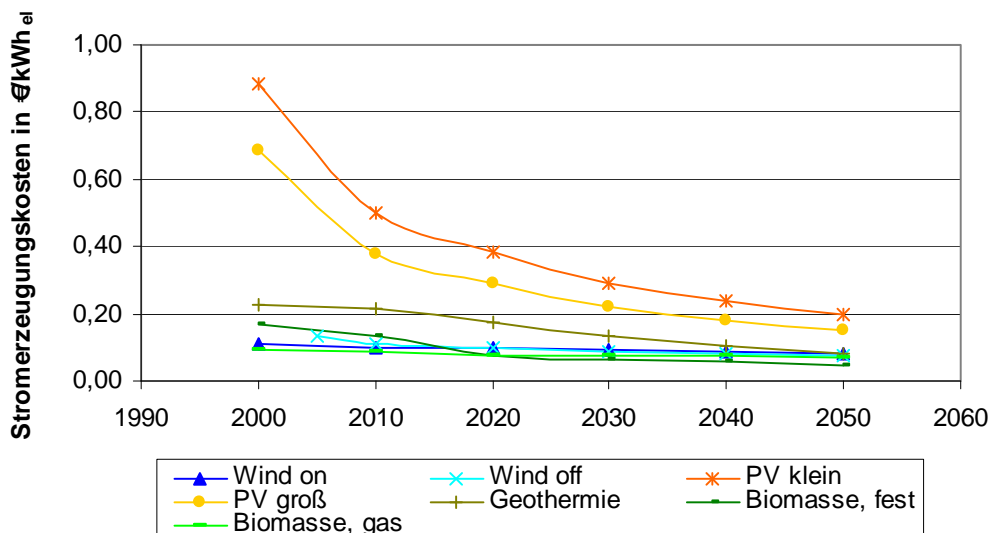


Abbildung 7.8: Entwicklung der Stromgestehungskosten von Neuanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen (in €₂₀₀₀/kWh_{el}), REG-Szenario WI.

Quelle: Eigene Berechnung.

Der systembezogene Vergleich von REG und CCS setzt nicht die einzelnen Technologien in Bezug zueinander oder wie es bei Studien zum CCS häufig der Fall das Kraftwerk mit CCS gegenüber einem identischen Kraftwerk ohne CCS, sondern es wird der Erzeugungsmix der betrachteten Technologien in den jeweiligen Szenarien miteinander verglichen. Der Anteil einer Technologie an dem Mix richtet sich danach, wie viel Energie (Strom) in den einzelnen Betrachtungspunkten des jeweiligen Szenarios (Referenzszenario, REG-Szenario, CCS-Szenario) aus Neuanlagen stammt. In die Berechnung geht also nur die Stromerzeugung ein, die aus neuen Anlagen stammt. Die betrachteten Neuanlagen sind für das Referenzszenario die Kraftwerke ohne CCS, für das CCS-Szenario die Kraftwerke mit CCS und für die REG-Szenarien die beschriebenen Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energiequellen. Auch innerhalb des Referenzszenarios werden andere Anlagen (z.B. Windenergieanlagen) neu gebaut. Diese werden aber bei der Betrachtung nicht berücksichtigt, da sie für den Vergleich der CO₂-Vermeidungskosten keine Rolle spielen. Es geht darum, Szenarien gegenüberzustellen, die zur Erreichung von CO₂-Reduktionszielen und gleichzeitiger Sicherstellung der Stromversorgung auf unterschiedliche Technologien setzen. Als Vergleichspunkt dient dabei ein Szenario, das deutlich geringere Klimaschutzbemühungen unterstellt, was sich im vorwiegenden Neubau von Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträgern widerspiegelt.

Da die Daten aus den verwendeten Szenarien in einer Auflösung von 10 Jahren vorliegen, muss die Betrachtung und die Berechnung innerhalb dieser 10 Jahresabstände erfolgen. Als Neuerzeugung wird die Strommenge aufgefasst, die zwischen zwei Betrachtungspunkten in neuen Kapazitäten erzeugt wird. Es wird unterstellt, dass die neuen

Anlagen immer genau im späteren von zwei Betrachtungspunkten ihren Betrieb aufnehmen. Dieses Vorgehen stellt eine Vereinfachung dar, da der Betriebsbeginn einer Neuanlage auch zwischen zwei Betrachtungspunkten erfolgen kann. Aufgrund der Datenauflösung der gewählten Datengrundlage ist dieses Vorgehen allerdings erforderlich. Effekte wie z.B. windarme oder windstarke Jahre werden bei diesem Vorgehen nicht betrachtet. Die Stromgestehungskosten des Erzeugungsmixes bilden sich aus der Summe der Anteile einer Technologie an der gesamt neu erzeugten Strommenge in einem Betrachtungspunkt. Die Gestehungskosten des Stromerzeugungsmixes sind somit als gewichteter Mittelwert der Stromgestehungskosten der Neuanlagen zu verstehen. Das Gewichtungsmittel ist dabei der Anteil der neuen Stromerzeugung einer Technologie an der gesamt neu erzeugten Energie (Strom) aller betrachteten Technologien in einem Szenario.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Stromgestehungskosten der Erzeugungsmixe aus den jeweiligen Szenarien. Dargestellt sind für die Szenarien die obere und untere Variante der Stromgestehungskosten. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, weisen die Stromerzeugungskosten des Mixes an erneuerbaren Energiequellen in den beiden REG-Szenarien übereinstimmend über den gesamten Betrachtungszeitraum einen deutlichen Abwärtstrend auf. Allerdings sind die Verläufe nicht identisch und am Betrachtungsende der Szenarien erreicht das REG-Szenario (IER) geringere Stromerzeugungskosten als das Szenario vom WI trotz gleicher Rahmenbedingungen für die Neuanlagen. Die Ursache für diesen Unterschied liegt in den unterschiedlichen Ausbaudynamiken der beiden Szenarien und der über die Lernfaktoren unterstellten Reduktion der Investitionskosten.

Ein entgegengesetzter Trend ist bei den Kosten der Kraftwerke ohne CCS festzustellen. In der unteren als auch in der oberen Variante der Brennstoffpreisentwicklung steigen die Stromgestehungskosten an. Zwischen 2010 und 2030 ist zunächst ein deutlicher Anstieg der Stromgestehungskosten zu beobachten. Dieser Anstieg hängt im wesentlichen mit den steigenden Brennstoffkosten und den steigenden Preisen für die Emissionszertifikate zusammen. Die unterstellten Fortschritte in der Technologie (Verbesserung des Wirkungsgrades) und Lernfaktoren (Verringerung der Investitionskosten) reichen nicht aus, um die Erhöhungen der Brennstoffpreise und die Zertifikatspreise zu kompensieren. Nach 2030 bis 2040 kommt es zu einer Absenkung bzw. einem flacheren Anstieg. Für das Absinken der Stromgestehungskosten bis 2040 in der unteren Variante sind neben den Verbesserungen in der Technologie zwei weitere Effekte verantwortlich. Erstens kommt es in der betroffenen Phase zu einem Zubau von vergleichsweise günstigen Erzeugungskapazitäten. In 2040 ist der Stromerzeugungsanteil aus neu errichteten Braunkohlekraftwerke an der gesamten neuen Stromerzeugung im Vergleich zu 2030 höher. Braunkohlekraftwerke weisen unter den mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken auch in 2040 die geringsten Stromgestehungskosten auf. Zweitens bedarf es zwischen 2030 und 2040 keiner Errichtung neuer Steinkohlekraftwerke. Dies

steht im deutlichen Unterschied zur Phase davor, in der Steinkohlekraftwerke noch den größten Anteil an neu errichteten Kraftwerken ausmachen. Der Zubau von günstigen Erzeugungskapazitäten und gleichzeitig das Fehlen von Kraftwerksneubauten mit höheren Stromgestehungskosten wirken kostendämpfend und führen in 2040 zu einem weniger starken Anstieg bzw. zu einem Absinken der Erzeugungskosten gegenüber 2030.

Die Stromgestehungskosten der Kraftwerke mit CCS weisen einen ähnlichen allerdings etwas ausgeprägteren Verlauf als die Kurve der Stromgestehungskosten der Kraftwerke ohne CCS auf. Auch bei den Kraftwerken mit CCS ist zunächst ein deutlicher Anstieg bis 2030 zu erkennen bevor bis 2040 wieder ein Rückgang erfolgt. Als Ursache für das Absinken ist ähnlich wie beim Referenzszenario der im Vergleich zu 2030 höhere Zubau von Braunkohlekraftwerken mit CCS zu sehen. Braunkohlekraftwerke mit CCS weisen auch im CCS-Szenario geringere Stromerzeugungskosten als die anderen Kraftwerkstechnologien mit CCS auf. Der im Referenzszenario genannte zweite Effekt hat auf die Stromgestehungskosten im CCS-Szenario in 2040 keine Auswirkungen. Weiterhin ist in Abbildung 7.9 anhand der Stromgestehungskosten zu erkennen, dass die Kraftwerke mit CCS entsprechend den Vorgaben im Szenario erst ab 2020 verfügbar sind.

Insgesamt liegen die Stromgestehungskosten der Kraftwerke mit CCS oberhalb der Stromgestehungskosten der Kraftwerke ohne CCS. Aus dem Schnittpunkt zwischen der unteren CCS-Variante und der oberen Variante des Referenzszenarios darf nicht falsch abgeleitet werden, dass CCS innerhalb der betrachteten Szenarien günstiger werden könnte als Kraftwerke ohne CCS. Dieser Vergleich wäre an dieser Stelle nicht zulässig, da in den beiden Entwicklungen unterschiedliche Brennstoffpreisentwicklungen unterstellt werden. Theoretisch könnten Kraftwerke mit CCS zwar geringere Stromgestehungskosten als Kraftwerke ohne CCS aufweisen. Dieser Fall könnte dann eintreten, wenn die Ausgaben für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten über den zusätzlichen Kosten für CCS liegen würden.

Ein Vergleich zwischen den Stromgestehungskosten der beiden Szenarien mit Klimavorgaben ergibt, dass in der oberen als auch in der unteren Variante die Erzeugungskosten der CCS-Kraftwerke über den Erzeugungskosten von beiden REG-Szenarien liegen. Lediglich bei Unterstellung einer niedrigen Brennstoffpreisentwicklung erreichen die Gestehungskosten der CCS-Kraftwerke in der Zeit von 2020 bis ca. 2025 geringere Erzeugungskosten als die erneuerbaren Energien. Im weiteren Verlauf erarbeiten sich die erneuerbaren Energiequellen in beiden REG-Szenario weitere Kostenvorteile und bilden 2050 in Bezug auf die Stromerzeugungskosten die wirtschaftlichere Option.

Insgesamt liegen 2050 bei Unterstellung einer hohen Brennstoffpreisentwicklung die Erzeugungskosten der Kraftwerke ohne CCS über den Gestehungskosten von erneuer-

baren Energiequellen. In der unteren Brennstoffpreisvariante entsteht ein mehr zu differenzierendes Bild. Während das REG-Szenario (IER) in 2050 auch unter der Annahme einer geringen Brennstoffpreisentwicklung zu Erzeugungskosten leicht unterhalb der Erzeugungskosten von Kraftwerken ohne CCS kommt, liegen die Erzeugungskosten der erneuerbaren Energiequellen im REG-Szenario des WI bis 2050 etwas über den Gesteherungskosten der Kraftwerke ohne CCS.

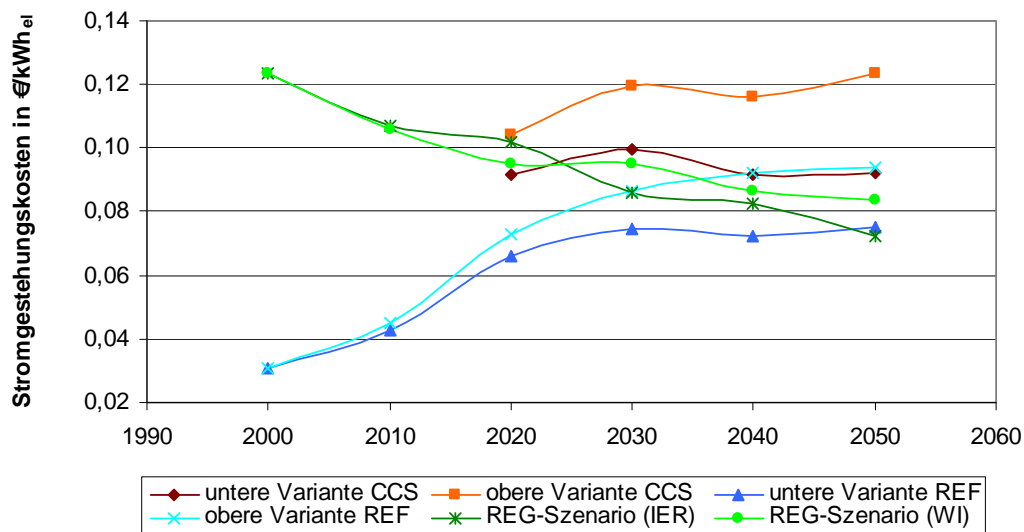


Abbildung 7.9: Verlauf der Stromgestehungskosten von Neuanlagen in den Szenarien Referenz, CCS und REG (in €₂₀₀₀/kWh_{el}).

Quelle: Eigene Berechnung.

Die bisherigen Betrachtungen zu den Stromgestehungskosten haben bei den CCS-Kraftwerken den Transport und die Speicherung des CO₂ eingeschlossen. Bei den erneuerbaren Energiequellen hingegen wurde der Ausbau des elektrischen Netzes und der Aufbau von bzw. Zugang zu Speicherkapazitäten bisher vernachlässigt. Für den Ausbau des Netzes als auch den Aufbau von Speichern entstehen zusätzliche Aufwendungen. Diese Leitungs- und Speicherkosten müssen in einem vollständigen Vergleich beider Optionen einbezogen werden. Daher sind in der folgenden Abbildung der Verlauf der Stromgestehungskosten inklusive der Leitungs- und Speicherkosten für erneuerbare Energiequellen dargestellt. Im Vergleich zur vorausgegangenen Abbildung sind die Kurven der Stromgestehungskosten für die beiden Referenzentwicklungen und die beiden CCS-Varianten unverändert, da unterstellt wird, dass die Kosten für Leitungsbau und Speicher nur in den beiden REG-Szenarien anfallen. Die Kosten für Leitung und Speicher wurden Studien des Sachverständigen Rates für Umweltfragen (2010/2011) entnommen [vgl. SRU 2010, S. 81, SRU 2011, S. 179].

Die Szenarien des SRU (2011) analysieren die Möglichkeiten einer vollständigen Stromversorgung durch erneuerbare Energiequellen. Im Unterschied dazu erreichen die

beiden in dieser Arbeit verwendeten regenerativen Szenarien bis 2050 keine Vollversorgung durch erneuerbare Energiequellen. Auch in 2050 ist ein Anteil fossiler Energieträger im Stromerzeugungsmix enthalten. Bedingt durch die höhere Ausbaudynamik im SRU-Szenario (2011) ist der Anteil der regenerativen Energiequellen an der Stromerzeugung in den Szenarien dieser Arbeit zu den Betrachtungspunkten (Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050) deutlich geringer. Von daher erscheint eine direkte Übertragung der Speicher- und Leitungskosten des SRU (2011) unverhältnismäßig und würde eher zu überhöhten Speicheraufwendungen führen. Als Anhaltspunkt dient daher nicht das Jahr sondern die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in den Szenarien. Dieses Vorgehen führt dazu, dass in den beiden REG-Szenarien im Jahr 2050 zu den Stromgestehungskosten Speicher- und Netzausbaukosten addiert werden, die den Netz- und Speicherkosten des SRU (2011) aus dem Jahr 2020 entsprechen.

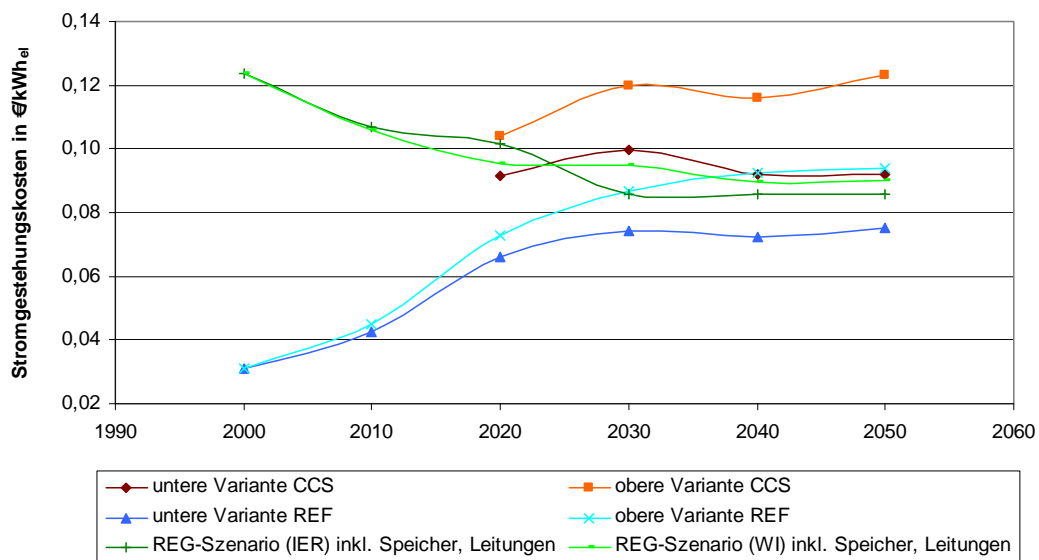


Abbildung 7.10: Verlauf der Stromgestehungskosten von Neuanlagen in den Szenarien Referenz, CCS und REG unter Berücksichtigung von Speicher- und Leitungskosten (in €₂₀₀₀/kWh_{el}).

Quelle: eigene Berechnung auf Basis SRU 2010, SRU 2011.

Insgesamt führt die Addition der Speicher- und Leitungskosten zu den bisher ermittelten Kosten in den beiden REG-Szenarien zu höheren Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energieträger. Die Erzeugungskosten der erneuerbaren Energieträger liegen aber auch nach Einbindung der Kosten für Speicher und Netzausbau in beiden REG-Szenarien unterhalb der Gestehungskosten der beiden CCS-Szenariovarianten. Das Szenario mit den günstigsten Stromerzeugungskosten zum Betrachtungsende ist nach Einbezug der Speicher- und Leitungskosten das Referenzszenario in der unteren Brennstoffpreisentwicklung. Der Verlauf der Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung von Speicher und Netzausbau ist in Abbildung 7.10 dargestellt. Deutlich wird der Unter-

schied zur Entwicklung ohne Einbindung der Speicher- und Leitungskosten im Vergleich des REG-Szenarios (IER) mit der unteren Variante des Referenzszenarios. Während in Abbildung 7.9 die Stromgestehungskosten im REG-Szenario (IER) noch unterhalb des unteren Preispfades im Referenzszenario liegen, erreicht das Referenzszenario unter Berücksichtigung der Speicher- und Leitungskosten die geringsten Stromgestehungskosten. Für die CO₂-Vermeidungskosten kann daraus abgeleitet werden, dass in Bezug auf die untere Variante keine negativen CO₂-Vermeidungskosten erreicht werden. Das wäre theoretisch noch möglich, wenn die CO₂-Emissionen des Referenzszenarios geringer wären als die Emissionen in den CCS- oder REG-Szenarien. Diese Möglichkeit wird aber bereits durch die Szenarioannahmen unterbunden. Für die weiteren Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit werden für die erneuerbaren Energiequellen die Stromerzeugungskosten inklusive der Speicher- und Leitungskosten angesetzt.

7.3.2.6 CO₂-Emissionsfaktoren und Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen in den Szenarien

Die Berechnung der spezifischen Emissionen erfolgt auf Basis der CO₂-Inhalte der unterschiedlichen Energieträger, die z.B. in Hille und Pfaffenberger (2004), UBA (2004), Konstantin (2006) und Hensing et al (1998) genannt werden. Je nach Herkunft des Energieträgers und Berücksichtigung vorgelagerter Prozesse kann der CO₂-Gehalt variieren [vgl. UBA 2004, S. 1ff]. Im Rahmen dieser Arbeit wird vereinfachend angenommen, dass für jeden einzelnen fossilen Energieträger der CO₂-Gehalt auf einen Wert festgelegt wird und über den Betrachtungszeitraum unverändert bleibt. Diese Festlegung wird anhand der Werte in Tabelle 7.12 vorgenommen.

Tabelle 7.12: CO₂-Gehalte fossiler Energieträger.

		Hille und Pfaffenberger (2004)	UBA (2004)	Konstantin (2006)	Hensing et al (1998)
Steinkohle	g_{CO_2}/kWh_{th}	338	335-360	342	336
Braunkohle	g_{CO_2}/kWh_{th}	396	370-410	410	397
Erdgas	g_{CO_2}/kWh_{th}	200	198-202	202	202
Heizöl	g_{CO_2}/kWh_{th}	300	281	-	270

Quelle: Hille und Pfaffenberger, S. A-9, UBA 2004, S. 1ff, Konstantin 2006, S. 212, Hensing et al 1998, S. 45.

Eine zweite Eingrenzung besteht darin, dass nur die CO₂-Emissionen betrachtet werden, die durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern verursacht werden. Emissionen, die vor der Verbrennung, z.B. für den Abbau und Transport des eingesetzten Energieträgers, fließen nicht in die Berechnung ein. Dass diese zusätzlichen Emissionen nicht

unwichtig sind und in zukünftigen Berechnungen eingebunden werden sollten, zeigen Fishedick et al (2007). Demnach würde sich bei Berücksichtigung der zusätzlichen CO₂-Emissionen durch vorgelagerte Prozesse der Abtrenngrad von 88% eines Steinkohlekraftwerks mit CCS auf 72 bis 78% verringern [vgl. Fishedick et al 2007, S. 30]. Fritsche (2007) weist die spezifischen CO₂-Emissionen unterschiedlicher Kraftwerkstypen inklusive vorgelagerter Prozesse aus [vgl. Fritsche 2007, S. 7]. Dieser Ansatz bedeutet auch, dass die erneuerbaren Energiequellen als CO₂-frei in die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten eingehen.

Tabelle 7.13: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien bis 2050.

Szenario		2000	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	g_{CO_2}/kWh_{el}	563	504	535	567	530	488
CCS	g_{CO_2}/kWh_{el}	563	504	501	476	326	133
REG (IER)	g_{CO_2}/kWh_{el}	563	445	368	246	167	110
REG (WI)	g_{CO_2}/kWh_{el}	563	433	355	376	243	152

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Fishedick et al 2002, Fahl et al 2002.

Als spezifische Emissionsfaktoren für die Berechnung der CO₂-Emissionen wird für Steinkohle 338 g_{CO_2}/kWh_{th} , für Braunkohle 396 g_{CO_2}/kWh_{th} und für Erdgas 200 g_{CO_2}/kWh_{th} eingesetzt. Für Heizöl wird ein Emissionsfaktor von 300 g_{CO_2}/kWh_{th} angesetzt. In keinem der Szenarien wird davon ausgegangen, dass neue Heizölkraftwerke installiert werden. Zur Berechnung des spezifischen CO₂-Faktors in den einzelnen Szenarien müssen die bestehenden Kapazitäten an Ölkraftwerken dennoch berücksichtigt werden. Die spezifischen CO₂-Emissionen eines Stromerzeugungsmixes können dann mit den bekannten CO₂-Gehalten und den Angaben aus dem Szenario zur Stromerzeugung sowie zum Energieeinsatz berechnet werden. Für die Abgrenzung gegenüber anderen Untersuchungen ist zu erwähnen, dass die verwendeten Szenarien die Netto-Stromerzeugung der einzelnen Energieträger ausweisen. Der Energieeinsatz zur Stromerzeugung spiegelt allerdings auch den Eigenverbrauch der Kraftwerke wider. Die Tabelle 7.13 zeigt die Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen des Strommixes für die betrachteten Szenarien von 2000 bis 2050.

7.3.3 Entwicklung der systembezogenen CO₂-Vermeidungskosten

Anhand der bisher ermittelten Daten können die systembezogenen CO₂-Vermeidungskosten der REG-Szenarien und des CCS-Szenarios ermittelt werden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in den beiden folgenden Abbildungen dargestellt. Der Unterschied zwischen den beiden Abbildungen liegt in der Betrachtung der unteren

und oberen Kostenvariante. Die getrennte Darstellung wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit gewählt. Zudem ist ein Vergleich der Vermeidungskosten nur innerhalb der Varianten möglich. Eine gemeinsame Darstellung könnte unter Umständen zu falschen Rückschlüssen führen.

Im unteren Brennstoffpreis-Szenario ergeben sich für die erneuerbaren Energiequellen am Ende der Betrachtung CO₂-Vermeidungskosten in einer Spannbreite von 27 bis 44 €/t_{CO₂}. Die Kraftwerke mit CCS erreichen im gleichen Zeitpunkt Vermeidungskosten von 47 €/t_{CO₂}. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, durchlaufen alle betrachteten Vermeidungsoptionen deutliche Reduktionen der Vermeidungskosten bis 2050. Die Vermeidungskosten im CCS-Szenario liegen über den gesamten Betrachtungszeitraum über den Vermeidungskosten der beiden REG-Szenarien. Lediglich in 2050 nähern sich die Vermeidungskosten des REG-Szenarios (WI) und des CCS-Szenario auf 3 €/t_{CO₂} an, so dass hier annähernd von Kostengleichheit gesprochen werden kann. In Bezug auf das REG-Szenario (IER) liegen die Vermeidungskosten des CCS-Pfades auch in 2050 deutlich höher. Der Einfluss der Speicher- und Leitungskosten in den REG-Szenarien ist auch im Verlauf der CO₂-Vermeidungskosten zu erkennen. Während eine Berechnung der Vermeidungskosten ohne Speicher- und Leitungskosten in 2050 noch negative Vermeidungskosten zum Ergebnis hätte, liegen die Vermeidungskosten inklusive der Aufwendungen für Speicherung und Netzausbau deutlich im positiven Bereich. Weiterhin ist der Einfluss durch die zusätzlichen Kosten am Verlauf im REG-Szenario (IER) ab 2040 zu erkennen.

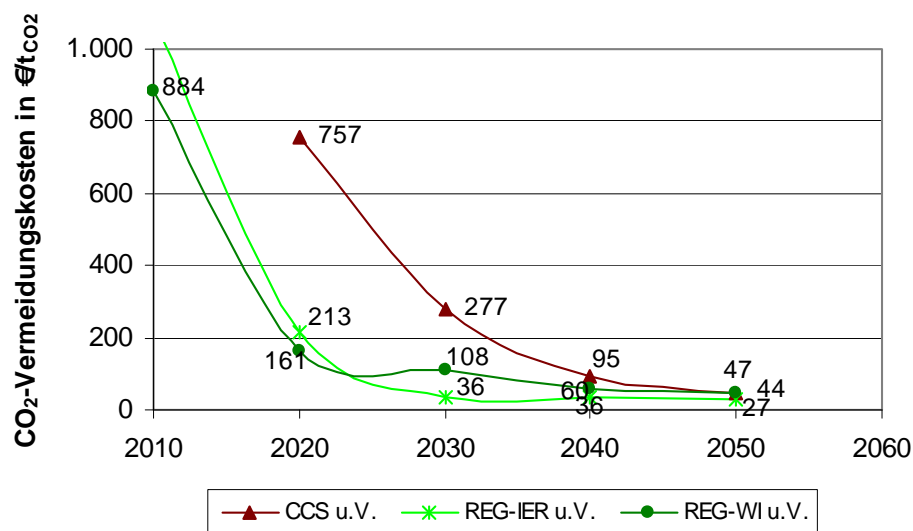


Abbildung 7.11: Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten in der unteren Variante in €/t_{CO₂}.

Quelle: Eigene Berechnung.

Während die Stromerzeugungskosten von CCS-Anlagen in der unteren Brennstoffvariante anfänglich noch Vorteile gegenüber beiden REG-Szenarien hat, so stellt sich bei Betrachtung der CO₂-Vermeidungskosten eine Vorteilhaftigkeit zu Gunsten der erneuerbaren Energieträger ein. Trotz der sehr deutlichen Rückgänge in den Vermeidungskosten können sich die Kraftwerke mit CCS unter denen für sie günstigeren Rahmenbedingungen einer niedrigen Brennstoffpreisentwicklung nicht als die eindeutig preiswertere Option zur Vermeidung von CO₂ durchsetzen. Die geringsten Vermeidungskosten werden von den erneuerbaren Energieanlagen im REG-Szenario (IER) erreicht.

Eindeutiger dagegen ist das Ergebnis der Vermeidungskosten, wenn eine höhere Brennstoffpreisentwicklung sowie höhere Transport- und Speicherkosten (CCS) unterstellt werden (s. Abbildung 7.12). Hier ergeben sich für die Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energiequellen Vermeidungskosten, die für beide Szenarien signifikant unter den Vermeidungskosten der Kraftwerke mit CCS liegen. Die Vermeidungskosten erneuerbarer Energiequellen liegen 2050 zwischen -11 und -22 €/t_{CO₂}. Im Unterschied zu den Vermeidungskosten unter der Annahme einer verhaltenen Brennstoffpreisentwicklung werden für Kraftwerke mit CCS deutlich höhere Vermeidungskosten berechnet.

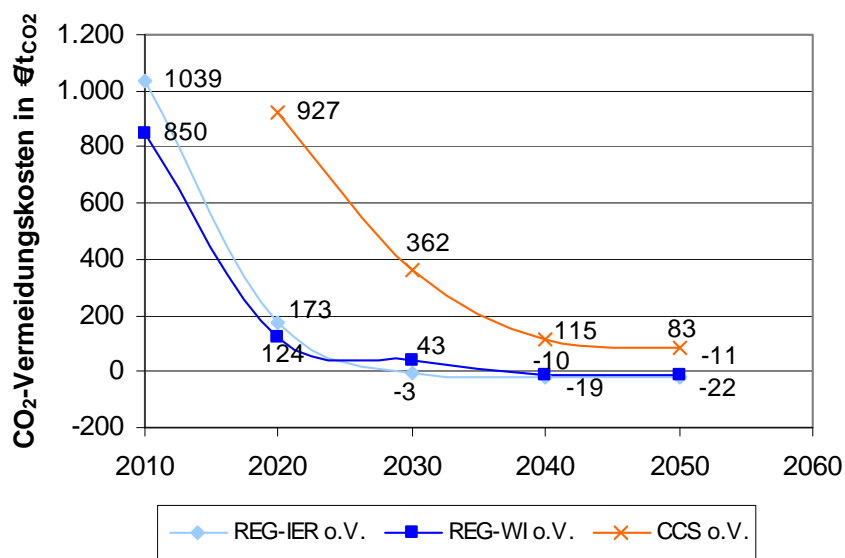


Abbildung 7.12: Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten in der oberen Variante in €/t_{CO₂}.

Quelle: Eigene Berechnung.

Werden erhöhte Brennstoffpreise unterstellt, erreichen die Kraftwerke mit CCS Vermeidungskosten von 83 €/t_{CO₂} im Jahr 2050. Die erhöhte Brennstoffpreisentwicklung macht sich bei den CO₂-Vermeidungskosten in zweifacher Hinsicht bemerkbar. Erkennbar ist dieser doppelte Effekt an den im Vergleich zur unteren Brennstoffpreisentwicklung höheren Vermeidungskosten von CCS einerseits und den geringeren Vermei-

dungskosten der beiden REG-Szenarien andererseits. Die CCS-Kraftwerke reagieren aufgrund des schlechteren Wirkungsgrads auf Brennstoffpreisschwankungen empfindlicher als Kraftwerke ohne CCS. In der Folge nimmt die Differenz der Erzeugungskosten zwischen Kraftwerken mit CCS und Kraftwerken ohne CCS zu und verursacht die Erhöhung der Vermeidungskosten. Die Gesteungskosten der Neuanlagen in den beiden REG-Szenarien auf der anderen Seite bleiben von der Brennstoffpreissteigerung unberührt. Da aber die Gesteungskosten von Kraftwerken ohne CCS ebenfalls steigen und sich den Gesteungskosten der regenerativen Stromerzeugungsanlagen annähern bzw. diese übersteigen, kommt es insgesamt zu geringeren Vermeidungskosten in den REG-Szenarien. Sehr deutlich erkennbar ist dieser Effekt an den negativen Vermeidungskosten, die für beide REG-Szenarien im Jahr 2050 zu erkennen sind.

Über die beiden Szenariobetrachtungen hinweg werden für CCS Vermeidungskosten zwischen 47 und 83 €/t_{CO₂} berechnet. Die erneuerbaren Energiequellen erzielen Vermeidungskosten von -22 bis 44 €/t_{CO₂}. Zusammenfassend kann für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten in den Szenarien als Fazit gezogen werden, dass CCS unter der Annahme einer erhöhten Brennstoffpreisentwicklung deutlich höhere CO₂-Vermeidungskosten aufweist als die erneuerbaren Energiequellen. Zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele stellt CCS unter den genannten Rahmenbedingungen somit nicht die wirtschaftlichere Option dar. Bei einer Ausrichtung der zukünftigen deutschen Stromerzeugung wären unter klimapolitischen Gesichtspunkten daher die erneuerbaren Energiequellen dem CCS vorzuziehen. Für den Fall der gemäßigten Brennstoffpreisentwicklung bleibt festzuhalten, dass auch hier die REG-Szenarien geringere CO₂-Vermeidungskosten aufweisen. Allerdings sei ergänzend erwähnt, dass sich die Vermeidungskosten von CCS den Vermeidungskosten des REG-Szenarios (WI) in 2050 relativ dicht annähern und in 2050 eine Differenz von 3 €/t_{CO₂} besteht. Die Vermeidungskosten im REG-Szenario (IER) liegen auch bei den unteren Brennstoffpreisen deutlich unter den Vermeidungskosten im CCS-Szenario, so dass nach diesem Szenario aufgrund der Vorteilhaftigkeit eine Entscheidung ebenfalls zu Gunsten der erneuerbaren Energieträger ausfallen müsste.

7.3.4 Sensitivitätsanalyse

Heutige Literaturangaben beziehen sich nicht unbedingt auf das Jahr der Verfügbarkeit von CCS. Auf der anderen Seite ist auch nicht mit absoluter Sicherheit zu bestimmen, welche Erfolge zu Gunsten von CCS in den nächsten Jahren noch in der Forschung erzielt werden können. Die Eingangsparameter für die Berechnung zu CCS sind also mit einigen Unsicherheiten verbunden, die sowohl einen positiven als auch negativen Einfluß auf die Höhe der Vermeidungskosten haben können. Die Sensitivitätsanalyse dient dazu, die Auswirkung der Variation von Parametern auf die CO₂-Vermeidungskosten zu untersuchen. Es erfolgt eine Variation der Parameter Investitionskosten für CCS und

des Wirkungsgrads. Die Variation wird allein für das Szenario unter der Annahme der unteren Brennstoffpreisentwicklung vorgenommen. Dabei werden die Parameter nur zu Gunsten des CCS variiert. Eine Variation der Brennstoffpreise erfolgt nicht, da bereits mit den beiden untersuchten Brennstoffpreispfaden eine Spannbreite der Brennstoffpreise aufgezeigt wird. Die Absenkung bzw. Erhöhung erfolgt gleichzeitig für alle Referenzanlagen. Auf diese Weise soll ermittelt werden, welche Anstrengungen in der Forschung unternommen werden müssten, damit CCS langfristig bis 2050 eindeutig vorteilhaft gegenüber den erneuerbaren Energiequellen ist. Als Kriterium für die Vorteilhaftigkeit werden die Vermeidungskosten im Jahr 2050 benutzt. Eindeutig vorteilhaft bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Vermeidungskosten von CCS unterhalb der Vermeidungskosten der regenerativen Energiequellen im REG-Szenario (IER) liegen. Daher sind in Abbildung 7.13 die Vermeidungskosten im REG-Szenario (IER) aufgeführt. Die Vermeidungskostenkurve des REG-Szenarios (IER) dient aus CCS-Sicht als Zielgröße, die zu unterbieten ist. Die Betrachtung wird auf REG-Szenario (IER) beschränkt, da dieses die geringsten CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050 aufweist.

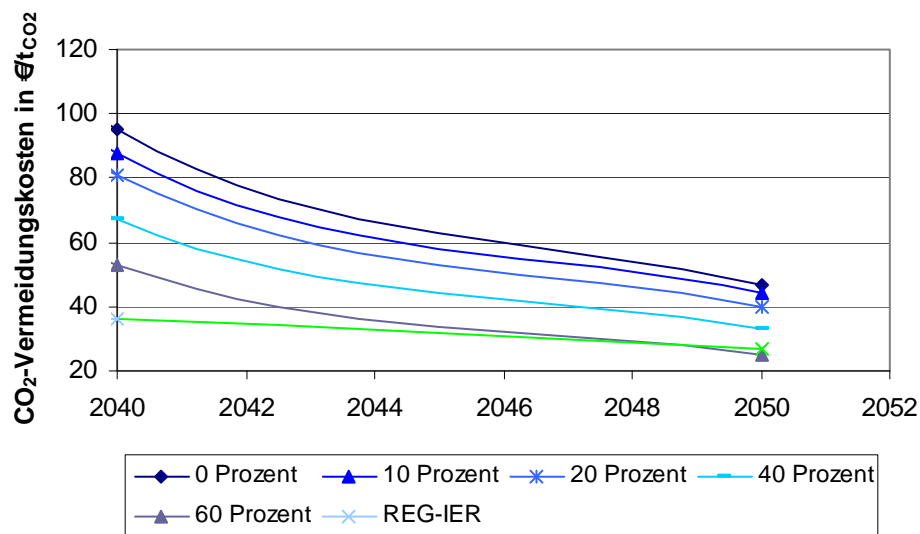


Abbildung 7.13: Einfluss reduzierter CCS-Investitionskosten auf die CO₂-Vermeidungskosten in €₂₀₀₀/tCO₂.

Quelle: Eigene Berechnung.

Ausgangspunkt der Analyse ist das Ergebnis aus dem Szenario ohne jede Variation. In der Abbildung ist diese Kurve als oberste „Null-Prozent“-Kurve dargestellt. Wie aus der Abbildung 7.13 ersichtlich, würde erst eine Reduktion der CCS-Investitionskosten um 60% dazu führen, dass im Jahr 2050 die Vermeidungskosten knapp unter den Vermeidungskosten der regenerativen Energiequellen liegen. Dass Erfolge dieser Größenordnung in den nächsten 10 Jahren erreichbar sind, ist wenig realistisch. Hinzu kommt,

dass die gewählten Kosten einem Mittelwert aus der Literatur entsprechen. Die tatsächlichen Investitionskosten von CCS könnten sich auch in Richtung obere Grenze der Bandbreite aus der Literatur bewegen. In diesem Fall wären noch größere Anstrengungen in der Reduzierung der Investitionskosten notwendig.

In einer zweiten Sensitivitätsanalyse werden die Wirkungsgrade der CCS-Kraftwerke in konstanten Abständen erhöht. Damit wird unterstellt, dass die Auswirkungen der CO₂-Abtrennung auf den Gesamtkraftwerkwirkungsgrad geringer ausfallen, als die Literatur heute vermittelt. Wie auch bei der ersten Sensitivitätsanalyse wird die Verbesserung des Wirkungsgrads bei allen Referenzanlagen gleichzeitig vorgenommen. Die oberste „Null-Prozent“-Kurve entspricht dem Ergebnis aus dem Szenario ohne Variation. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis der Variation des Wirkungsgrads. Es ist zu erkennen, dass durch eine Verbesserung des Wirkungsgrads eine Vorteilhaftigkeit der CCS-Kraftwerke realisiert werden kann. Dies ist allerdings erst ab einer Verbesserung der Auswirkungen auf den Wirkungsgrad von 85% erreichbar. Das bedeutet, dass von der in der ursprünglichen Berechnung angenommenen Senkung des Wirkungsgrads durch CCS nur 15% eintreten dürften, um am Ende der Betrachtung in 2050 geringere Vermeidungskosten zu erhalten. Von dem für die Kohlekraftwerke angenommenen Verlust im Wirkungsgrad durch CCS von 10%-Punkten wären nach dieser Berechnung 1,5%-Punkte erlaubt. CCS hätte in diesem Fall nur noch geringe Auswirkungen auf den Wirkungsgrad und in der Folge würde auch die energy penalty deutlich geringer ausfallen. Als untere Grenze der Wirkungsgradverluste für Steinkohlekraftwerke nennt die Literatur 7%-Punkte [vgl. Anhang C.1].

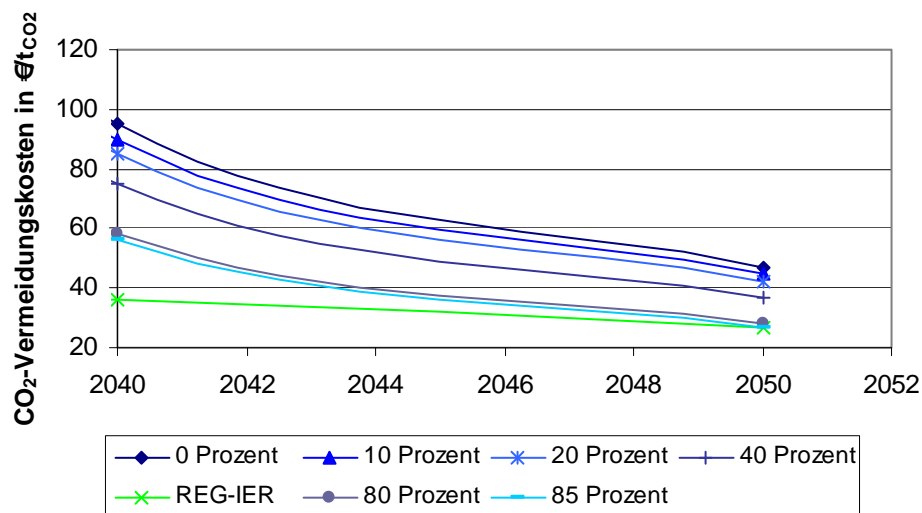


Abbildung 7.14: Einfluss der Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken mit CCS auf die CO₂-Vermeidungskosten in €₂₀₀₀/tCO₂.

Quelle: Eigene Berechnung.

Um eine Verbesserung auf das genannte Niveau gegenüber den Erwartungen in der Literatur zu erreichen, wären also deutliche Entwicklungsschritte notwendig. Alternativ könnte zur Erreichung der ermittelten Wirkungsgrade für eine Vorteilhaftigkeit der CCS-Kraftwerke der Wirkungsgrad von Kraftwerken ohne CCS in der gleichen Größenordnung verbessert werden. Im Jahr 2020 wären dann Kohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von etwa 56% im Einsatz. Auch dieser Wert liegt deutlich über den recherchierten Wirkungsgraderwartungen in der Literatur. Hier wird ein Wert von maximal 51% angegeben. Die Analyse der Wirkungsgradverbesserungen zeigt, dass eine Vorteilhaftigkeit der CCS-Kraftwerke erreicht werden kann. Allerdings ist auch hier wie schon bei den Investitionskosten eher anzuzweifeln, dass die erforderlichen Verbesserungen bis zum Einsatz der CCS-Kraftwerke erreicht werden können, da sie deutlich über den Prognosen in der Literatur liegen. Um eine Kostengleichheit oder einen Kostenvorteil von CCS in dem Szenario mit einer höheren Brennstoffpreisentwicklung zu erreichen, wären deutlich höhere Wirkungsgrade und nochmals geringere Investitionskosten vonnöten.

Die Szenario-Analysen zeigen, dass der CCS-Pfad zu höheren Vermeidungskosten führt. Nach der Sensitivitätsanalyse liegen die erforderlichen Verbesserungen bzw. Reduktionen in den Investitionskosten in einem unrealistischen Bereich. Daher ist es unwahrscheinlich, dass CCS geringere Vermeidungskosten als die erneuerbaren Energiequellen erreichen kann.

Bisher wurde in der Sensitivitätsanalyse untersucht, welche Verbesserungen erzielt werden müssten, damit CCS eindeutig günstigere Vermeidungskosten gegenüber den Erneuerbaren aufweist. Auf der anderen Seite kann auch eine Erhöhung der Investitionskosten der erneuerbaren Energieträger dazu führen, dass CCS geringere Vermeidungskosten aufweist.

In einer weiteren Sensitivitätsanalyse werden daher die Investitionskosten des REG-Szenarios (IER) schrittweise erhöht. Die neu berechneten Vermeidungskosten werden den Vermeidungskosten aus dem CCS-Szenario gegenübergestellt. Das Ergebnis der dritten Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 7.15 dargestellt. Um am Ende des Betrachtungszeitraums geringere Vermeidungskosten zu erhalten, müssen die ursprünglich unterstellten Investitionskosten für alle betrachteten Technologien um 13% erhöht werden.

Daraus folgt, dass die erneuerbaren Energien sensibler als die Kraftwerke mit CCS auf eine Veränderung der Investitionskosten reagieren. Auf der anderen Seite bedeutet das aber auch, dass eine Verringerung der Investitionskosten eine ähnlich sensible Reaktion der Vermeidungskosten hervorrufen und sich in der Folge die Differenz zu den Vermeidungskosten des CCS-Szenarios weiter erhöhen würde. Dass die erneuerbaren Energiequellen empfindlicher auf einer Veränderung der Investitionskosten reagieren, hängt damit zusammen, dass bis auf wenige Ausnahmen, wie z.B. der Biomasse oder auch

Offshore-Windenergie, die Brennstoff oder Betriebs- und Wartungskosten relativ gering und die Investitionskosten der kostenbestimmende Faktor für die Erzeugungskosten sind.

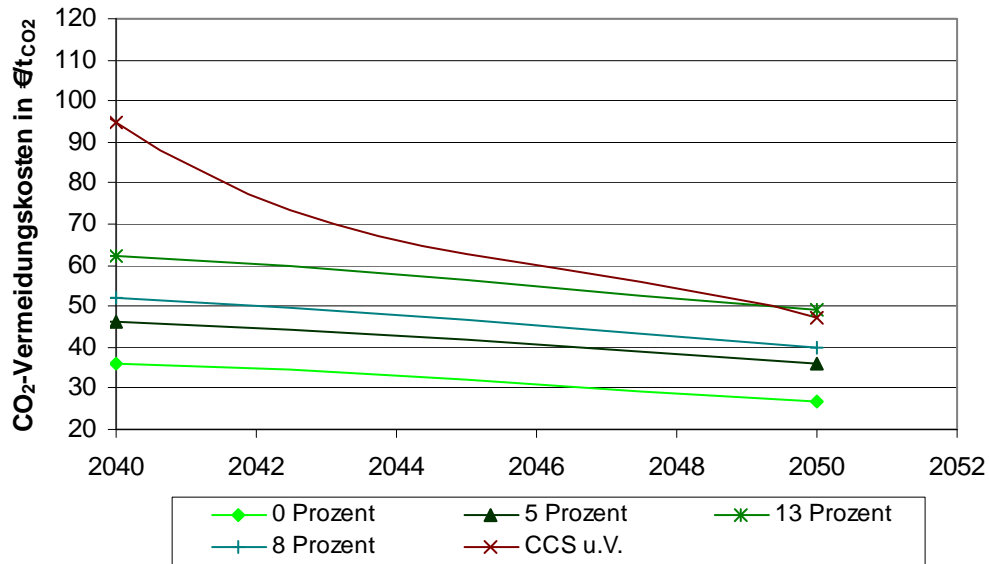


Abbildung 7.15: Einfluss der Investitionskostenerhöhung von REG-Technologien auf die CO₂-Vermeidungskosten in €₂₀₀₀/tCO₂.

Quelle: Eigene Berechnung.

7.3.5 Abschätzung der Vermeidungskosten unter Einbeziehung des retrofit von bestehenden Kraftwerken

Bei der Betrachtung der systembezogenen Vermeidungskosten werden im CCS-Szenario so viele Kraftwerke mit CCS zur deutschen Stromerzeugung addiert, dass eine Erreichbarkeit der CO₂-Reduktionsziele möglich ist. Unterstellt wird dabei, dass CCS immer zusammen mit neuen Kraftwerken ins System integriert wird. Dieses Vorgehen lässt außer Acht, dass gleichzeitig ein Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten existieren muss. Falls dies nicht der Fall sein sollte, wäre es für ein Erreichen der CO₂-Reduktionsziele notwendig, bestehende Kraftwerke mit CCS nachzurüsten. Die Abbildung 7.16 zeigt den benötigten Ersatzbedarf an Kraftwerkskapazitäten und den Zubau von CCS-Kraftwerken für unterschiedliche Zeiträume im CCS-Szenario.

Es ist zu erkennen, dass aufgrund der späten Verfügbarkeit CCS in der ersten Welle des hohen Bedarfs an neuen Kraftwerken keine Berücksichtigung findet. Zweitens ist ab 2030 eine Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken notwendig, um die Klimaschutzziele nicht zu verfehlen. Ab 2030 übersteigt der Bedarf an CO₂-armen Kraftwerken den Ersatzbedarf an neuen Erzeugungskapazitäten. Der Nachrüstungsbedarf entspricht dabei der Differenz zwischen dem Zubau an CCS-Kraftwerken und dem Ersatzbedarf an neu-

en Erzeugungskapazitäten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Neubau von Kraftwerken durch Modernisierungs- und Nachrüstmaßnahmen verzögert werden kann. Diese Flexibilitätsreserven spiegeln sich auch in der Spannbreite des Kraftwerksbedarfs in der Literatur wieder (s. Kapitel 4.2).

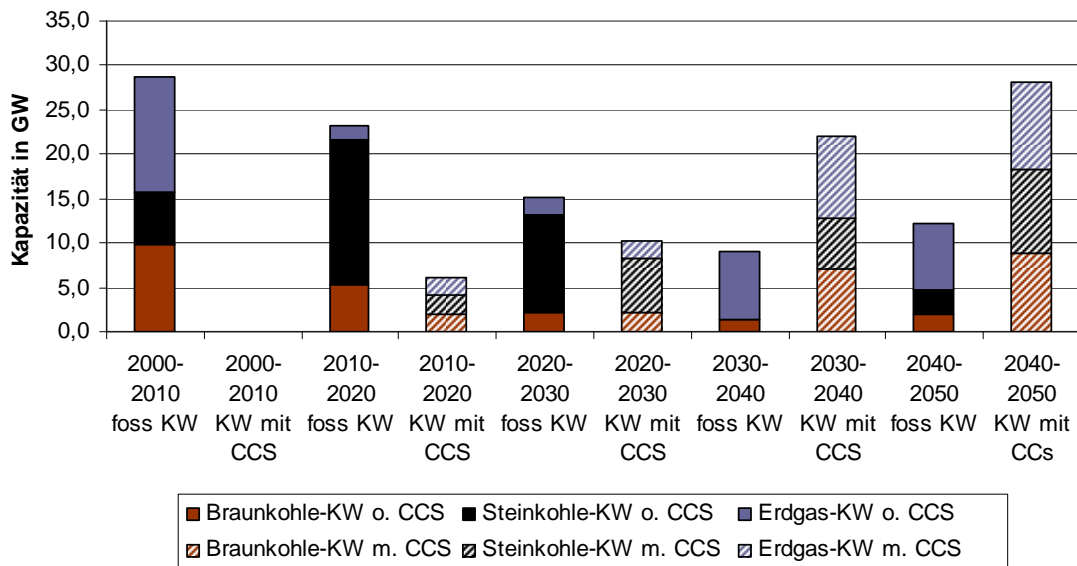


Abbildung 7.16: Ersatzbedarf und Bedarf von Kraftwerken mit CCS.

Quelle: Eigene Darstellung.

Geringfügig kommt dem CCS-Szenario dabei die Annahme entgegen, dass auch im CCS-Szenario weiterhin erneuerbare Energieträger eine Rolle spielen. Würden im Bereich der Erneuerbaren keine neuen Kapazitäten aufgebaut werden, müsste die fehlende Leistung und elektrische Energie ebenfalls durch Kraftwerke mit CCS gedeckt werden. Dies könnte zur Folge haben, dass mehr Kraftwerke nachgerüstet werden müssten, als in dieser Arbeit angenommen wird.

Nach Aussagen in der Literatur ist die Nachrüstung von Kraftwerken mit höheren Kosten verbunden als ein Neubau mit CCS (s. Kapitel 6.3.8). Da in dem hier behandelten Beispiel der deutschen Stromversorgung eine Nachrüstung notwendig scheint, müssen die zusätzlichen Kosten auch bei dem Vergleich der CO₂-Vermeidungskosten eingebunden werden. Dies geschieht über die Stromerzeugungskosten. Im Unterschied zu den Neubauten mit CCS werden für das retrofit höhere Investitionskosten und ein größerer Rückgang des Wirkungsgrads unterstellt. Die Kosten und Wirkungsgrade für die Nachrüstung von Steinkohlekraftwerken wurden aus der Literatur übernommen (s. Anhang C.2). Aufgrund der Ähnlichkeit zwischen den Kraftwerkstypen werden die Auswirkungen auf den Wirkungsgrad bei Steinkohlekraftwerken auf die Braunkohlekraftwerke übertragen. Die Investitionskosten für das Nachrüsten der anderen Kraftwerkstypen orientieren an den zusätzlichen Kosten des retrofits von Steinkohlekraftwerken.

Gegenüber dem Neubau eines Steinkohlekraftwerks mit CCS erhöhen sich die Investitionskosten für eine Nachrüstung um ca. 17%. Es wird unterstellt, dass die Investitionskosten für eine CCS-Nachrüstung der anderen Kraftwerke (Erdgas, Braunkohle und Steinkohle IGCC) mit einem identischen Prozentsatz steigen.

In Bezug auf den Wirkungsgradverlust berichtet die Literatur (s. Anhang C.2), dass sich durch die Nachrüstung der Wirkungsgrad um 12%-Punkte verringert. Das entspräche einer zusätzlichen Verringerung von 2%-Punkten gegenüber des Steinkohle-Referenzkraftwerks im CCS-Szenario. Als weitere Annahme wird unterstellt, dass durch die Nachrüstung mit CCS der Wirkungsgrad der anderen Kraftwerke ebenfalls um weitere 2%-Punkte im Vergleich zum jeweiligen Referenzkraftwerk im CCS-Szenario reduziert wird.

Um bei den Berechnungen zu berücksichtigen, dass eine Nachrüstung bestehender Anlagen erfolgt, werden als Referenzanlagen für die Nachrüstung teilweise abbeschriebene Kraftwerke betrachtet. Die restlichen Eingangsparameter für die Berechnung der Erzeugungskosten wie z.B. Brennstoffkosten oder Lernfaktoren sind identisch zu den bisher in den anderen Szenarien verwendeten Parametern. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Annahmen bezüglich des Retrofits von Kraftwerken.

Tabelle 7.14: Abschätzung der Investitionskosten und Wirkungsgradverluste durch die Nachrüstung von Kraftwerken.

	Mehrinvestition für CCS in €/kW	Wirkungsgradverlust in %-Punkten
Steinkohle-KW	1.000	12
Steinkohle-IGCC	750	9
Braunkohle-KW	1.100	12
Erdgas-GuD	500	11

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Anhang C.2.

Durch die Nachrüstung liegen die Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke in 2050 zwischen 0,5 und 1,3 ct/kWh_{el} über den Stromgestehungskosten von neuen CCS-Kraftwerken. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen den Verlauf der CO₂-Vermeidungskosten unter Berücksichtigung der Nachrüstung von Kraftwerken mit CCS. Es werden die Vermeidungskosten für die obere und untere Brennstoffpreisentwicklung dargestellt. In den Vermeidungskosten der beiden REG-Szenarien sind zusätzliche Aufwendungen für Speicher und Netzausbau enthalten. Bei den Ergebnissen ist zu bedenken, dass erstens die ermittelten Mehrkosten der Nachrüstung zum Teil auf eigenen Abschätzungen beruhen und zweitens die Literaturdaten bezüglich der Nachrüstung in einer großen Spannweite aus nur wenigen Untersuchungen vorliegen. Daher sind die

Ergebnisse als erste Abschätzung und Grundlage für weitere Diskussionen zu verstehen. Mit einer Verbesserung der Datenlage kann eine Verfeinerung der Ergebnisse dieser Arbeit erfolgen.

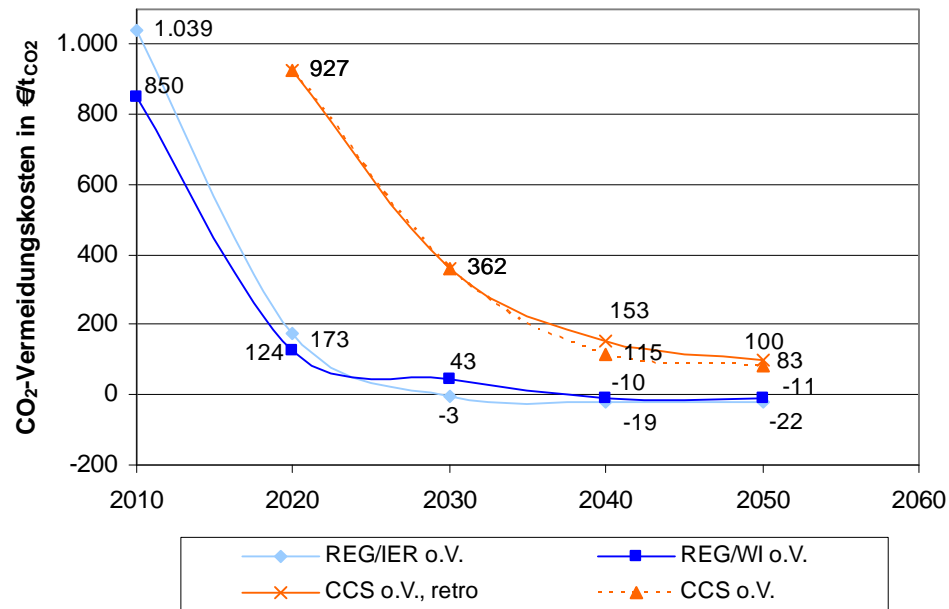


Abbildung 7.17: Verlauf der Vermeidungskosten unter Berücksichtigung der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken (obere Brennstoffpreisentwicklung) in $\text{€}_{2000}/\text{tCO}_2$.

Quelle: Eigene Berechnung.

Zusätzlich sind in den Abbildungen die Verläufe der CO₂-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energiequellen enthalten. In den Abbildungen ist zu erkennen, dass die Nachrüstung eine Erhöhung der CO₂-Vermeidungskosten zur Folge hat. In 2050 liegen die CO₂-Vermeidungskosten in der unteren Brennstoffpreisvariante 16 €t_{CO_2} über den Vermeidungskosten des CCS-Szenarios (Neubau von Kraftwerken mit CCS). Im Bezug auf die obere Brennstoffentwicklung ist die Differenz in den CO₂-Vermeidungskosten etwas größer und beträgt 17 €t_{CO_2} (s. Abbildung 7.17 und 7.18). Sowohl in der oberen als auch in der unteren Brennstoffpreisentwicklung liegen die Vermeidungskosten von CCS über dem gesamten Betrachtungszeitraum oberhalb der Vermeidungskosten der erneuerbaren Energiequellen. Eine Berücksichtigung der Nachrüstung mit den festgelegten Parametern führt dazu, dass die erneuerbaren Energiequellen eindeutig die wirtschaftlichere Option zur Vermeidung von CO₂-Emissionen darstellen. In 2050 liegen die Vermeidungskosten der Nachrüstung zum Teil sehr deutlich über den erneuerbaren Energiequellen. Je nach REG-Szenario beträgt der Unterschied in den Vermeidungskosten in 2050 mehr als 100 €t_{CO_2} . Da es wahrscheinlich ist, dass im erheblichen Umfang Kraftwerke mit CCS nachgerüstet werden müssen, ist es extrem unwahrscheinlich, dass

CCS kostengünstiger CO₂ vermeiden kann, als der Einsatz erneuerbaren Energiequellen.

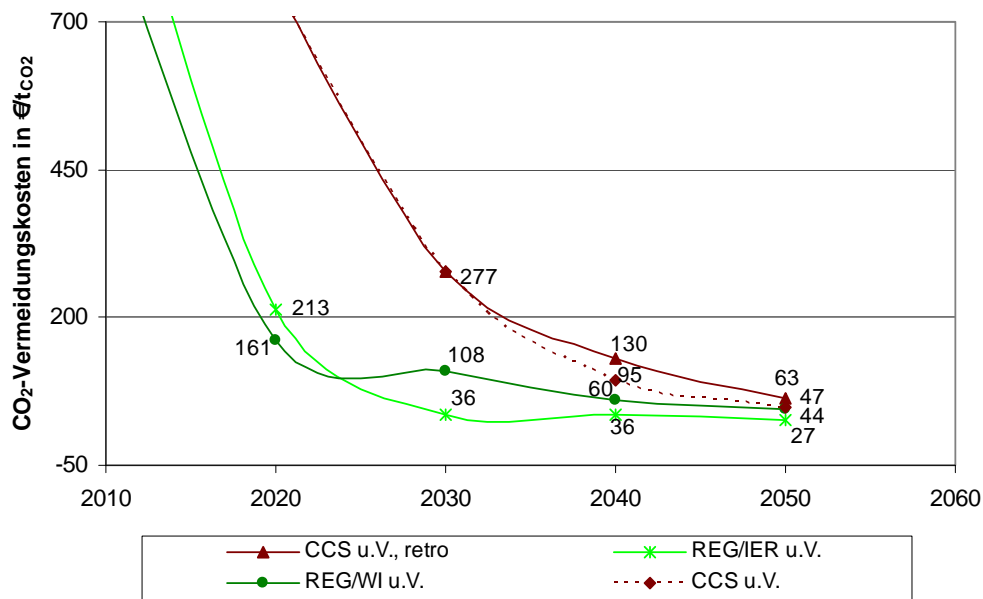


Abbildung 7.18: Verlauf der Vermeidungskosten unter Berücksichtigung der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken (untere Brennstoffpreisentwicklung) in €₂₀₀₀/tCO₂.

Quelle: Eigene Berechnung.

7.3.6 Zukünftige technologiespezifische CO₂-Vermeidungskosten

Bisher wurden im Rahmen dieser Arbeit die systembezogenen Vermeidungskosten analysiert. Zwecks Vollständigkeit und einer besseren Vergleichbarkeit mit den Vermeidungskosten in der Literatur werden auch die technologiespezifischen Vermeidungskosten berechnet. Im Unterschied zu den systembezogenen Vermeidungskosten wird hier auch die Wasserkraft in die Betrachtung eingeschlossen, da für diese Berechnung nicht der Anteil der erzeugten Energie in neuen Wasserkraftanlagen benötigt wird sondern allein die Stromerzeugungskosten. Allerdings werden für die Wasserkraft keine Lerneffekte und damit verbundene Kostensenkungen unterstellt. Die Berechnung umfasst die erneuerbaren Energiequellen:

- Modernisierung großer und kleiner Wasserkraftanlagen,
- On- und Offshore-Windenergie,
- große und kleine Photovoltaik-Anlagen,
- feste und gasförmige Biomasse und
- Geothermische Stromerzeugung.

Bei den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken werden folgende Kraftwerkstypen berücksichtigt:

- Steinkohle-Dampfkraftwerk mit CCS,
- Steinkohle-IGCC mit CCS,
- Braunkohle-Dampfkraftwerk mit CCS und
- Erdgas-GuD mit CCS.

Als Referenztechnologie wird die zum jeweiligen Betrachtungszeitpunkt günstigste Stromerzeugungsanlage auf Basis fossiler Energieträger ohne CCS angesetzt. Dazu werden in der Analyse der Stromerzeugungskosten auch die Entwicklung der herkömmlichen Kraftwerken ohne CCS eingeschlossen. Diese umfassen die eben genannten Kraftwerkstypen und Energieträger. Die Entwicklung der Stromerzeugungskosten wird aus den Szenarien übernommen, wobei für die Kosten der erneuerbaren Energiequellen die Entwicklung aus dem REG-Szenario des IER verwendet wird. Das Ergebnis der Berechnungen für die untere Brennstoffpreisentwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Die erneuerbaren Energiequellen sind auch im Jahr 2020 noch durch eine hohe Bandbreite der Vermeidungskosten gekennzeichnet. Sie reichen von etwa 370 €/t_{CO₂} bei der Photovoltaik bis zu negativen Vermeidungskosten der Wasserkraft von -2 €/t_{CO₂}. Deutliche Reduktionen der Vermeidungskosten sind bei der PV, der Verstromung von fester Biomasse und auch bei der Geothermie zu beobachten. Aber auch insgesamt ist bei den erneuerbaren Energiequellen bis 2050 ein abnehmender Trend der Vermeidungskosten zu erkennen. Obwohl keine technologischen Verbesserungen und konstante Stromerzeugungskosten unterstellt werden, kann die Wasserkraft bis 2050 deutliche Reduktionen in den Vermeidungskosten erzielen. Die Ursache dafür liegt darin, dass die Erzeugungskosten der Vergleichstechnologie nicht konstant bleiben sondern sich aufgrund ansteigender Brennstoffpreise und Zertifikatspreise erhöhen. Eine Erhöhung der Erzeugungskosten der Vergleichstechnologie führt bei konstanten Erzeugungskosten der Wasserkraft zu insgesamt sinkenden CO₂-Vermeidungskosten. Dass die Vermeidungskosten ins negative fallen, liegt daran dass die die Erzeugungskosten der Vergleichstechnologie größer sind als die Erzeugungskosten der klimafreundlichen Technologie. Der auffällige Reduktionsprung in den Vermeidungskosten von 2010 auf 2020 beruht im wesentlichen auf der Einpreisung der Emissionsberechtigungen für die Kraftwerke ohne CCS. Die deutliche Reduktion der Vermeidungskosten bei der Geothermie beruht auf den unterstellten Lerneffekten sowie dem Anstieg der Leistung der betrachteten Referenzanlage. Für die Referenzanlage zur geothermischen Stromerzeugung wird unterstellt, dass die Leistung im Betrachtungszeitraum von 1 MW in 2000 auf 4,5 MW in 2050 ansteigt. Darüberhinaus trägt auch der eben erwähnte Anstieg in den Erzeugungskosten der Vergleichstechnologie zur Reduzierung der Vermeidungskosten bei.

Trotz der sehr signifikanten Kostenrückgänge weist die PV im Jahr 2050 nach wie vor die höchsten Vermeidungskosten unter den betrachteten Technologien auf. Im Unterschied zu den erneuerbaren Energiequellen ist bei den Kraftwerken mit CCS ein Abwärtstrend der Vermeidungskosten nur bei den Braunkohlekraftwerken mit CCS erkennbar. Alle anderen Kraftwerke zeigen bis 2050 steigenden Vermeidungskosten.

Der Vergleich der beiden Optionen CCS und erneuerbare Energiequellen fällt etwas differenzierter aus. Unter den erneuerbaren Energiequellen finden sich in 2050 mit der Photovoltaik die höchsten CO₂-Vermeidungskosten und gleichzeitig mit Wasserkraft die Technologie mit den geringsten CO₂-Vermeidungskosten. Auf der anderen Seite weisen die CCS-Kraftwerke mit Ausnahme der Braunkohle höhere Vermeidungskosten auf als die meisten der erneuerbaren Energieträger auf. Die spezifischen Vermeidungskosten sind gut geeignet um einzelne Technologie miteinander zu vergleichen. Eine Entscheidung zu Gunsten des CCS- oder des erneuerbaren Pfades auf Basis der technologiespezifischen CO₂-Vermeidungskosten ist aufgrund der Spannweite in den Vermeidungskosten wenig sinnvoll.

Die Berechnung der technologiespezifischen Vermeidungskosten unter der Annahme einer höheren Brennstoffpreisentwicklung ermittelt nahezu identischen Ergebnissen wie in Abbildung 7.19 dargestellt. Das liegt vor allem daran, dass bei der Berechnung der technologiebezogenen Vermeidungskosten als Bezugstechnologie immer das günstigste konventionelle Kraftwerk gewählt wird. Aufgrund der geringen Brennstoffpreisunterschiede ist dies im unteren als auch oberen Entwicklungspfad das Braunkohlekraftwerk. Die nachfolgende Abbildung zeigt die technologiespezifischen Vermeidungskosten der betrachteten Erzeugungsanlagen.

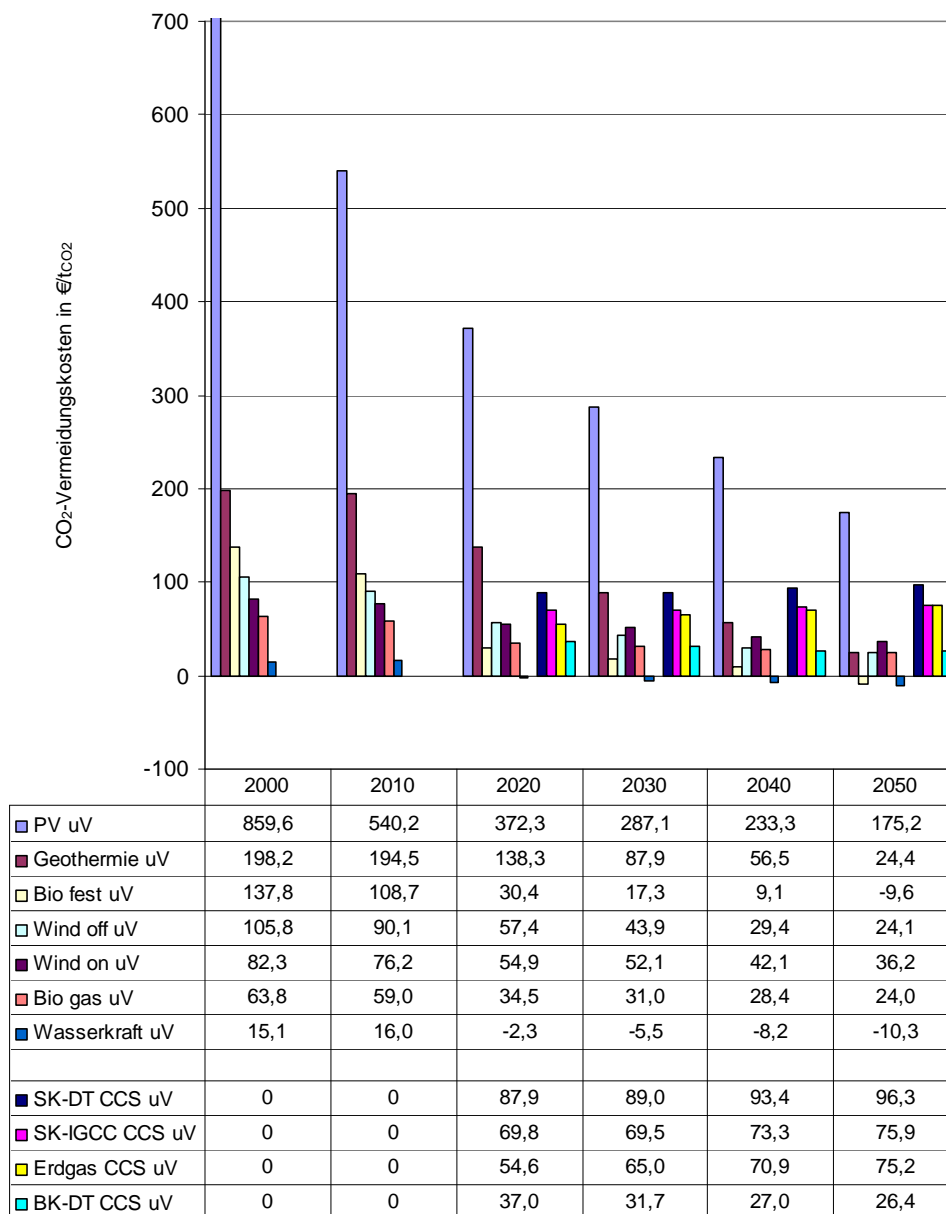


Abbildung 7.19: Technologiespezifische CO₂-Vermeidungskosten der Referenzanlagen.

Quelle: Eigene Abbildung.

8 CCS als Brückentechnologie?

Dieser Abschnitt beleuchtet die Diskussion über CCS als Hebel für einen breiten Einsatz der erneuerbaren Energiequellen. Zunächst wird veranschaulicht, was sich inhaltlich hinter der Diskussion und dem Begriff der Brückentechnologie verbirgt und welche Möglichkeiten mit CCS für die erneuerbaren Energiequellen gesehen werden. Konfrontiert mit den Erkenntnissen aus der Theorie zur pfadabhängigen Entwicklung von Technologien sowie zusätzlichen Gegenargumenten setzt sich dieser Abschnitt kritisch mit dem Thema CCS als Brückentechnologie auseinander, um eine Antwort auf die zweite Fragestellung dieser Arbeit zu geben. Die zweite Fragestellung dieser Arbeit lautet: Werden durch die mittelfristigen Bemühungen im Bereich des CCS langfristig Barrieren aufgebaut, die eine breite Einführung von regenerativen Energieträgern behindern?

8.1 Ausgangslage

Es besteht ein breiter Konsens, dass erneuerbare Energiequellen verstärkt ausgebaut werden müssen. Zudem wird den erneuerbaren Energiequellen zukünftig eine tragende Rolle in der Energieversorgung vorhergesagt. Dies kann z.B. an den Zielen der deutschen Bundesregierung und der europäischen Union sowie an Ergebnissen aus wissenschaftlichen Untersuchungen festgemacht werden (s. Kapitel 2). Allerdings wird von den Kritikern angezweifelt, dass die erneuerbaren Energiequellen mittelfristig in der Lage sein werden, zu einem wichtigen Pfeiler in der Energieversorgung zu avancieren [vgl. Rat für nachhaltige Entwicklung 2003, S. 21]. Um den Anforderungen einer sicheren und preisgünstigen Versorgung gerecht zu werden, brauchen die erneuerbaren Energiequellen Zeit. Die benötigte Zeit zur Optimierung der erneuerbaren Energiequellen könnte im Kontext einer klimafreundlichen Energieversorgung durch CCS bereitgestellt werden. Dem CCS käme damit die Rolle einer Brückentechnologie zu [vgl. Radgen et al 2006, S. 142]. CCS wäre nach dieser Auffassung imstande, die Zeit bis zur Reife der erneuerbaren Energietechnologien zu überbrücken und gleichzeitig das Verbauen anspruchsvoller Klimaschutzziele zu vermeiden. Der Gedanke CCS als Brückentechnologie oder Übergangslösung zu verstehen, wird unter anderem von Radgen et al (2006), Rat für nachhaltige Entwicklung (2003), Fishedick et al (2007), Viehbahn et al (2010), SRU (2009), Jansen (2009), Blohm et al (2006) und Becker et al (2009) aufgegriffen und unterschiedlich bewertet. Der Vorteil des CCS läge nicht allein in der Möglichkeit, die fossilen Brennstoffe weiterhin nutzen zu können, ohne gleichzeitig das Klima zu gefährden. Vielmehr würde nach dieser Auffassung insgesamt der Prozess zu einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energiequellen durch CCS unterstützt.

Dieser Argumentation stehen einige Punkte entgegen, die im Folgenden näher erläutert werden. Offensichtlich ist, dass CCS keine Lösung für eine dauerhafte klimaverträgliche Energieversorgung darstellt. Begrenzte fossile Brennstoffressourcen (s. Kapitel 2.2) und ein noch begrenzteres CO₂-Speicherpotential (s. Kapitel 6.5) erzwingen früher oder später einen Wechsel zu alternativen Energieträgern. Allerdings ist bisher offen, wie und wann ein Wechsel stattfinden soll.

8.2 Verfügbarkeit von CCS

Ein erstes Argument, das gegen die Auffassung von CCS als Brückentechnologie spricht, ist der Entwicklungsstand von CCS. Mehrere Quellen belegen, dass ein Einsatz von CCS in großtechnischem Maßstab nicht vor 2020 zu erwarten ist (s. Kapitel 6.3.7). Bedingt durch die späte Verfügbarkeit entstehen zwei Konsequenzen für die Erreichung von Klimaschutzziele in einer CCS-Strategie. Erstens käme CCS für die anstehende erste Bedarfswelle an neuen Kraftwerkskapazitäten bis 2020 zu spät. Kurz- und mittelfristige Klimaschutzziele sind daher alleine mit CCS nicht zu erreichen. Im Rahmen einer Kohle-CCS-Strategie sind kurzfristige Klimaschutzziele erzeugungsseitig nur über die Modernisierung des Kraftwerkspark ohne CCS zu realisieren. Aus Altersgründen wegfallende Kapazitäten wären durch neue Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden zu ersetzen. Dieser Schritt hätte allerdings den Nachteil, dass diese Kraftwerke für später erforderliche höhere Senkungen der Emissionen vor Ende der Regelbetriebsdauer mit CCS nachzurüsten oder abzuschalten wären [vgl. SRU 2009, S. 7, SRU 2009a, S. 5]. Vermutlich ließen sich durch vorsorgende „capture ready“-Maßnahmen die Kosten der Nachrüstung reduzieren. Dennoch wäre in beiden Fällen (vorzeitiges Abschalten oder Nachrüstung) mit deutlichen Einschnitten in der Wirtschaftlichkeit zu rechnen. Gleichzeitig würden sich durch das Vorhalten der Nachrüstooption die Erzeugungskosten erhöhen.

Zweitens würde sich durch die späte Verfügbarkeit von CCS das Zeitfenster für Maßnahmen zur Senkung der Emissionen bis 2050 verkleinern. Notwendige Maßnahmen zum Klimaschutz würden in die Zukunft verlagert werden. Dies hat einen forcierten Ausbau der Kraftwerke mit CCS zur Folge. Wie eigene Berechnungen in dieser Arbeit zeigen (s. Kapitel 7.3.3), wäre der Bedarf an Kraftwerken mit CCS zur Erreichung der Emissionsvorgaben bis 2050 größer als der altersbedingte Wegfall von Kraftwerken. Die Einhaltung einer Emissionsreduktion von 80% kann es erforderlich machen, dass auch Kraftwerksneubauten nach 2020 mit CCS nachzurüsten wären. Aufgrund der im Vergleich zum Neubau höheren Investitionskosten und größeren Wirkungsgradeinbußen durch die Nachrüstung wären ein erhöhter Primärenergieeinsatz sowie höhere Erzeugungs- und Vermeidungskosten die Folge. Allerdings besteht hier mit Modernisie-

rungs- bzw. Revisionsmaßnahmen ein gewisser Spielraum, um den Neubau von Kraftwerken bis zur Verfügbarkeit von CCS hinauszuschieben [vgl. SRU 2009, S. 6].

Auf der anderen Seite stellt Nitsch (2008) in einem Leitszenario dar, dass mit einem klaren Ausbau der erneuerbaren Energiequellen auch bis 2020 deutliche Emissionssenkungen möglich sind. Durch einen erhöhten Einsatz der erneuerbaren Energiequellen und weiterer Maßnahmen (z.B. Erhöhung der Energieeffizienz) ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen auf ca. 64% im Vergleich zu 1990 zu realisieren. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch in einer solchen Entwicklung läge bei ca. 30% und würde sich etwa auf das Zweifache des Anteils aus 2007 erhöhen [vgl. Nitsch 2008, S. 60]. Durch eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen auf 37% ist auch eine Senkung der Emissionen von mehr als 40% zu erzielen. Bis 2050 wäre ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energiequellen auf ca. 80% möglich. In Szenarioalternativen wird der Anteil der regenerativen Energiequellen auf nahezu 90% des Bruttostromverbrauchs bis 2050 gesteigert. Auf Basis von erneuerbaren Energiequellen in Verbindung mit einer Erhöhung der Energieeffizienz wäre somit eine Senkung der CO₂-Emissionen von bis zu 85% im Vergleich zu 1990 möglich [vgl. Nitsch 2008, S. 129].

Einen Schritt weiter geht eine aktuelle Untersuchung von Greenpeace (2009). Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass in Deutschland bis 2050 auch eine 100%ige Versorgung elektrischer Energie auf Basis der erneuerbaren Energiequellen erfolgen kann. Zentrale fossile Großkraftwerke würden nach diesem Szenario bereits ab 2040 keine Rolle mehr in der deutschen Stromerzeugung spielen [vgl. Greenpeace 2009, S. 94ff]. Die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung gehen dementsprechend bis 2050 auf Null zurück [vgl. Greenpeace 2009, S. 99]. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt ein Sondergutachten des SRU (2011), in dem Wege zur 100%igen Stromversorgung auf Basis der regenerativen Energiequellen aufgezeigt werden. Neben den für diese Arbeiten gewählten regenerativen Szenarien der Enquete Kommission des Deutschen Bundestags kommen also weitere Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass erneuerbare Energiequellen für die Erreichung von Klimaschutzziele zur Verfügung stehen und CCS als Übergangslösung nicht benötigt wird. Eine wesentliche Herausforderung für eine Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger wird in dem Ausbau der Speichertechnologien und der elektrischen Netze gesehen. Ein wesentlicher Vorteil besteht darin, dass mit erneuerbaren Energiequellen sowohl mittelfristige als auch langfristige höhere Emissionsvorgaben erreicht werden können. Insofern muss zumindest die Frage erlaubt sein, wie aus Sicht der Verfügbarkeit beider Technologien, CCS eine Brücke für erneuerbare Energiequellen darstellen soll, wenn CCS offensichtlich nicht in der Lage sein wird, mittelfristig einen Beitrag zur Emissionsminderung zu leisten. Die erneuerbaren Energiequellen hingegen stünden sowohl für die Erreichung mittelfristiger als auch langfristiger Klimaschutzziele zur Verfügung.

8.3 CO₂-Vermeidungskosten

Ein weiteres Argument, das gegen CCS als Übergangslösung spricht, wurde im Rahmen dieser Arbeit generiert. Gemeint sind die systembezogenen CO₂-Vermeidungskosten. Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist und auch bereits in Kapitel 7.3.3 dargestellt wurde, liegen unter den getroffenen Annahmen die CO₂-Vermeidungskosten von CCS über den Vermeidungskosten der erneuerbarer Energieträger. Selbst unter den Rahmenbedingungen einer unteren Brennstoffpreisentwicklung kann durch die erneuerbaren Energieträger über den gesamten Betrachtungszeitraum kostengünstiger CO₂ vermieden werden als durch CCS. Es ist also sehr unwahrscheinlich, dass CCS kostengünstiger CO₂ vermeiden kann als der Einsatz regenerativer Energiequellen. Hinzu kommt, dass sich nach Ende des Betrachtungszeitraums der Anstieg der Brennstoffpreise vermutlich fortsetzen wird. Diese sehr wahrscheinlich eintretende Entwicklung hat in zweierlei Hinsicht positive Auswirkungen auf die erneuerbaren Energiequellen. Erstens werden die Vermeidungskosten direkt durch die Erzeugungskosten der mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerke beeinflusst. Ein Anstieg der Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke verursacht bei konstanten Erzeugungskosten der erneuerbaren Energiequellen geringere Vermeidungskosten der erneuerbaren Energiequellen.

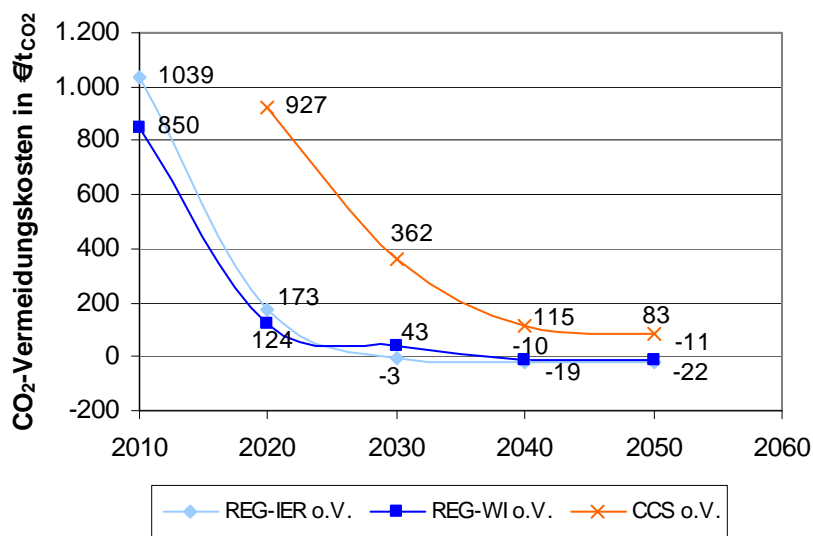


Abbildung 8.1: CO₂-Vermeidungskosten der oberen Variante.

Quelle: Eigene Berechnung.

Zweitens dürften die Erzeugungskosten und letztendlich dann auch die Vermeidungskosten der Kraftwerke mit CCS auf einen Anstieg der Brennstoffpreise aufgrund des geringeren Wirkungsgrades empfindlicher reagieren als Kraftwerke ohne CCS. Im CCS-Szenario dürfte sich daher ein Anstieg der Brennstoffkosten eher in Form von ansteigenden Vermeidungskosten bemerkbar machen.

Aus klimapolitischer und ökonomischer Sicht ist Technologie mit den geringeren Vermeidungskosten der Vorzug zu gewähren. In diesem Sinne und vor dem Hintergrund der Ergebnisse aus den Szenarien dieser Arbeit ist CCS zu teuer, kommt zu spät und kann daher keine Übergangslösung für regenerative Energiequellen sein. Zusätzlich wird durch die weiter oben beschriebenen Studien belegt, dass mit erneuerbaren Energiequellen mittel- und langfristige Klimaschutzziele erreicht werden können und daher keiner Brückentechnologie bedürfen.

8.4 Grundlastkraftwerke und erneuerbare Energiequellen

Das heutige System zur Stromerzeugung in Deutschland besteht zum größten Teil aus Grund- und Mittellastkraftwerken. In der Regel sind dies Kraftwerke auf der Basis von Stein- und Braunkohle. Weiterhin zählen auch Atomkraftwerke zu den Grundlastwerken, die allerdings in der weiteren Diskussion aufgrund des Ausstiegs aus der Nutzung der Atomenergie an dieser Stelle ausgeblendet werden. Bisher wurde der Themenbereich erneuerbare Energiequellen und Grundlast vorwiegend aus der Perspektive betrachtet, dass bis auf einige Ausnahmen die erneuerbaren Energiequellen nicht grundlastfähig seien und ein System allein auf Basis erneuerbarer Energiequellen keine sichere Energieversorgung für Deutschland garantieren kann. Begründet wird diese Aussage damit, dass die erneuerbaren Energiequellen fluktuierend sind und mit Ausnahme der Biomasse und Geothermie nicht bedarfsgerecht Energie erzeugen können. Auf der anderen Seite ist ein wesentlicher Nachteil, dass große Teile des bestehenden Kraftwerksparks nur entsprechend träge auf kurzfristige Lastschwankungen reagieren können. Vor dem Hintergrund des erforderlichen Neubaus von Stromerzeugungskapazitäten und geplanter Kraftwerksneubauten wird in jüngerer Literatur vermehrt auf die eingeschränkte Vereinbarkeit von Grundlastkraftwerken und einem verstärktem Ausbau der erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung hingewiesen. Wiese (2008) kommt am Beispiel eines Netzeinspeisepunktes für Offshore-Windenergie und für die Grundlast ausgelegte Kohlekraftwerke zu dem Schluss, dass aufgrund der EEG-Vorrangregelung die Kohlekraftwerke mit sensiblen Einschränkungen in der jährlichen Auslastung rechnen müssen. Es werden Rückgänge der Vollbenutzungstunden von bis zu ca. 3.300 h/a erwartet. Daraus resultieren Vollbenutzungstunden, die deutlich unter den für Grundlastkraftwerke üblichen 7.000 bis 8.000 h/a liegen. Hinzu kommen zusätzliche An- und Abfahrvorgänge sowie ein steigender Anteil im Teillastbetrieb der geplanten Grundlastwerke mit den dazugehörigen Nachteilen wie schlechterer Wirkungsgrad, erhöhter Brennstoffbedarf, höhere Emissionen sowie eine verstärkte Abnutzung der eingesetzten Materialien [vgl. Wiese 2008, S. 77]. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die Wirtschaftlichkeit der für die Grundlast ausgelegten Kohlekraftwerke empfindlich unter der Konkurrenz mit der Windenergie an einem Einspeisepunkt zu leiden hätte.

Von diesem Effekt betroffen wären auch Kraftwerke mit CCS. Aufgrund der höheren Investitionskosten dürfte die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken mit CCS auf einen Rückgang der Vollbenutzungstunden noch empfindlicher reagieren. Im Unterschied zu Kohlekraftwerken hätten Erdgas-GuD's mit weniger deutlichen Effekten zu rechnen, da sie in der Regel für eine geringere Auslastung pro Jahr ausgelegt sind und flexibler auf Lastschwankungen reagieren können. Nach Wiese (2008) bilden Erdgas-GuD's in jedem Fall die wirtschaftlichere Alternative, wenn ab 2013 in der dritten Handelsperiode die CO₂-Zertifikate vollständig von den Kraftwerksbetreibern bezahlt werden müssen [vgl. Wiese 2008, S. 16].

Für Kohle-IGCCs ließe sich aufgrund des GuD-Prozesses vermuten, dass die IGCC Kraftwerke ähnlich flexibel sind wie Erdgas-Kraftwerke. Allerdings wird den IGCC eine im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen eine schlechtere technische Verfügbarkeit bescheinigt [vgl. Linßen et al 2006, S. 17]. Hinzu kommt, dass für die Erreichung ähnlicher Reaktionszeiten das bei der Vergasung entstehende Synthesegas vorgehalten werden müsste. Da die Investitionskosten über den von herkömmlichen Kraftwerken liegen, kann von einer höheren Sensitivität gegenüber Rückgängen der Vollbenutzungstunden ausgegangen werden. Ein Einsatz von Kohlekraftwerke zur Ergänzung der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen erscheint also wenig zweckmäßig.

Werden die Ergebnisse von einem Netzeinspeisepunkt auf den deutschen Kraftwerkspark transferiert, können sich auch insgesamt für die deutsche Stromversorgung ähnliche Probleme ergeben. In der nachfolgenden Abbildung ist die Lastkurve Deutschlands für das Jahr 2030 sowie die über das Jahr verfügbare Leistung aus Windenergie (von oben) und neuen Kohlekraftwerken (von unten) abgebildet.

Es ist zu erkennen, dass zu Windspitzenzeiten die Windenergie in die bisher durchlaufenden Grundlastbereiche hineinreicht oder sogar vollständig durchdringt. Thermische Grundlastkraftwerke würden nicht wie bisher nahezu das gesamte Jahr über laufen, sondern müssten vermehrt in der Leistung reduziert und wieder angefahren werden. Ein massiver Ausbau der Offshore-Windenergie birgt für Neubau und Betrieb von Kohlekraftwerken wirtschaftliche Risiken, da Kohlekraftwerke zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung nur eingeschränkt geeignet sind. Die Aussagen auf Basis der Abbildung 8.2 sind aufgrund vereinfachender Annahmen zunächst nur als Grundtendenz zu verstehen. Jedoch kommen andere Untersuchungen zu ähnlichen Aussagen. Klobasa und Ragwitz (2005) formulieren, dass eine erhöhte Windenergieeinspeisung vornehmlich die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerke substituieren wird. Zu Windspitzenzeiten würden auch Braunkohlekraftwerke im Grundlastbetrieb substituiert. Andere erneuerbare Energieträger wie Geothermie, Biomasse oder Wasserkraft würden eher fossil befeuerte Kraftwerke aus dem Grundlastbereich verdrängen [vgl. Klobasa und Ragwitz 2005, S. 27f].

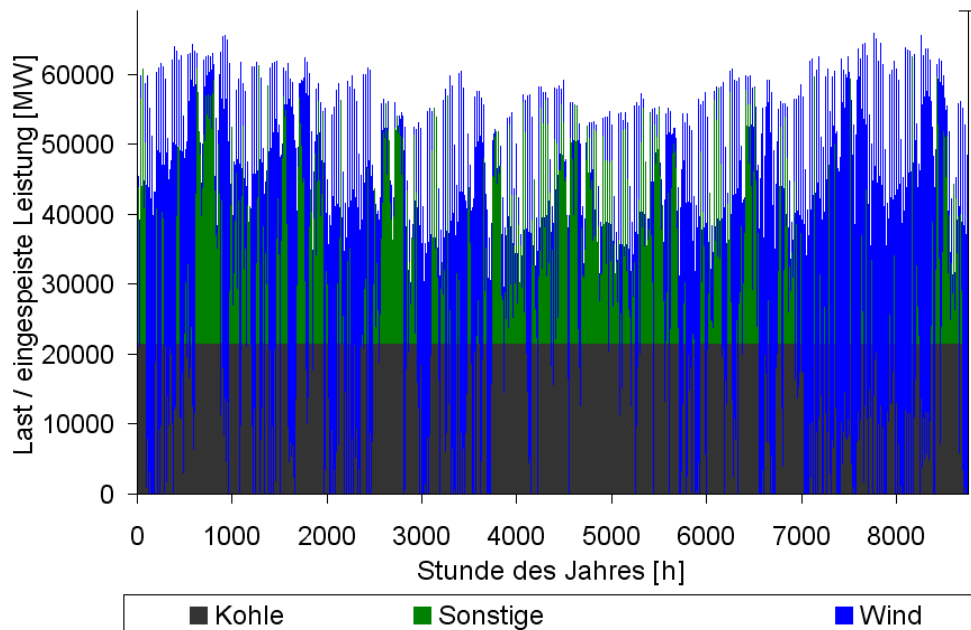


Abbildung 8.2: Anteile Kohle und Windenergie in der Jahreslastkurve Deutschlands.

Quelle: Wiese 2008, S. 81.

Darüber hinaus bestätigen auch die Ergebnisse einer Studie des Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Saint-Drenan et al 2009) die gemachten Aussagen in Bezug auf Kompatibilität von Grundlastkraftwerken und einem signifikanten Ausbau der regenerativen Energiequellen. In der Untersuchung des IWES (2009) wird berechnet, dass aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energiequellen der Bedarf an Großkraftwerken mit einer Auslastung von 8.000 oder mehr Stunden pro Jahr bis 2020 im Vergleich zu 2007 um etwa die Hälfte sinken wird. Kraftwerksneubauten, die für einen durchgehenden Betrieb ausgelegt werden, sind mit neuen wirtschaftlichen Risiken konfrontiert [vgl. Saint-Drenan et al 2009, S. 9], da sie ggf. nicht die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderliche Auslastung erreichen. Die klassische Unterscheidung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke wird also mit steigender Einspeisung erneuerbarer Energiequellen zunehmend an Bedeutung verlieren. Zu dieser Schlussfolgerung kommen auch Groscurth (2007), Pehnt et al (2007), Nitsch (2008) und der Sachverständigenrat für Umweltfragen (2009). Mit steigendem Anteil erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung ist langfristig davon auszugehen, dass es keine Grundlast mehr geben wird [vgl. Groscurth 2007, S. 19, Nitsch 2008, S. 86f, Pehnt et al 2007, S. 36, SRU 2009, S. 16f]. Mit zunehmendem Anteil schwankender, regenerativer Stromerzeugung ist nicht mehr die Deckung der gut prognostizierbaren Netzlast sondern wie in Kapitel 5.1 bereits erläutert, die Deckung der Residuallast von Bedeutung. Damit einhergehend werden auch neue Anforderungen an die Flexibilität der regelbaren Kraftwerke gestellt. Zukünftig sind Kraftwerke mit gutem Regelverhalten erforderlich, die schnell auf kurzfristige Schwankungen der Residuallast reagieren können. Dazu eignen

sich aufgrund ihres Lastwechsel- und Startverhaltens insbesondere Gasturbinen und Blockheizkraftwerke [vgl. Hohmeyer 2010, S. 36f].

Der Verdrängungsprozess grundlastorientierter Kraftwerke findet nach Groscurth (2007) ebenfalls über die Preisbildungsmechanismus an der Strombörse statt. Die Entscheidung, welche Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden, erfolgt anhand der variablen Kosten der Kraftwerke. Die eingehenden Angebote werden nach den variablen Kosten in aufsteigenden Reihenfolge sortiert. Dadurch entsteht die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die sogenannte merit order [vgl. Groscurth 2007, S. 10]. Aus der merit order werden die Anlagen mit den geringsten variablen Kosten ausgewählt bis eine Deckung der Netzlast erreicht ist. Der Preis wird dabei durch die variablen Kosten des teuersten noch gewählten Kraftwerks bestimmt [vgl. Hohmeyer 2010, S. 49]. In der folgenden Abbildung ist die Einsatzreihenfolgen exemplarisch dargestellt.

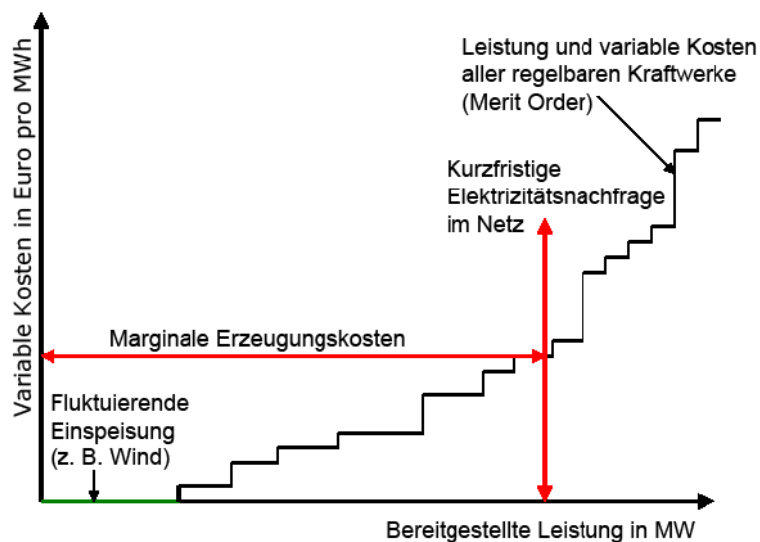


Abbildung 8.3: Entscheidung über den Einsatz von Kraftwerken nach den variablen Kosten

Quelle: Hohmeyer 2010, S. 50.

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass zunächst die Stromerzeugungsanlagen eingesetzt werden, die keine variablen Kosten haben. Das sind in der Regel erneuerbare Energiequellen wie Wind, Solarenergie oder Laufwasserkraftwerke. Danach kommen die Kraftwerke mit den geringsten variablen Kosten (Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke) zum Einsatz. Durch eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen erfolgt eine Verschiebung der merit order „nach rechts“. Das hat zur Folge, dass der Strompreis sinkt, da das letzte noch gewählte Kraftwerk zur Deckung der Netzlast geringere variable Kosten hat als das Grenzkraftwerk in einer Situation mit einem geringeren Anteil regenerativer Energiequellen. Dadurch wiederum würden Kohlekraftwerke insgesamt verdrängt oder aber ihr Deckungsbeitrag würde sich verringern. Erdgaskraftwerke wä-

ren durch diesen Effekt nicht so hart getroffen wie Kohlekraftwerke, weil Kohlekraftwerke höhere Investitionskosten haben und sie schlechter regelbar sind [vgl. Groscurth 2007, S. 19].

Kohlekraftwerke und erneuerbare Energiequellen harmonieren nicht optimal miteinander. Gleiches wird auch für Steinkohlekraftwerke mit CCS gelten, da durch das CCS die Fahrweise des Kraftwerks nicht flexibler wird und die Kraftwerke mit CCS ebenfalls höhere variable Kosten als die erneuerbaren Energiequellen aufweisen werden. Leider ist nicht veröffentlicht, inwieweit die Reaktionszeiten des Kraftwerks durch CCS beeinträchtigt werden. Da zur Abtrennung des CO₂ zusätzliche komplexe Prozesse notwendig sind, ist es offensichtlich, dass ein Kraftwerk durch die CO₂-Abtrennung nicht in die Lage versetzt wird, schneller auf Lastwechsel reagieren zu können. In Klaus et al (2009) wird berichtet, dass Einbußen in der Flexibilität auch für Kraftwerke mit schnellen Reaktionszeiten wie z.B. Erdgas-GuD Anlagen durch CCS zu erwarten sind [vgl. Klaus et al 2009, S.19]. Die Herausforderung für eine zukünftig nachhaltige Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energiequellen liegt jedoch darin, das fluktuierende Energieangebot durch die erneuerbaren Energiequellen mit einer schwankenden Energienachfrage in Übereinstimmung zu bringen. Kohlekraftwerke ohne oder mit CCS sind für diese Aufgabe nicht geeignet. Daher sind Kohlekraftwerkstechnologien auch nicht förderlich für den forcierten Ausbau erneuerbarer Energiequellen und aus den genannten Gründen mit oder ohne CCS nicht als Brückentechnologie geeignet.

Der Neubau von kapitalintensiven Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Kohle würde bedingt durch die langen Regelbetriebszeiten den Stromerzeugungs-Mix in Deutschland für mehrere Jahrzehnte beeinflussen [vgl. SRU 2009, S. 6]. Kohlekraftwerke haben aufgrund der langen Nutzungsdauern und der hohen Investitionen, das Potential, Verzögerungsmomente aufzubauen und die Ausrichtung der Stromversorgung auf die erneuerbaren Energieträger für längere Zeit zu verschieben. Bessere Eigenschaften der genannten Herausforderung gerecht zu werden, wird flexibel einsetzbaren gasbefeuerten Kraftwerken zugeschrieben [vgl. SRU 2009, S. 17, Hohmeyer 2010, S. 36f]. Der anstehende Bedarf an Kraftwerkskapazitäten sollte im Sinne einer langfristig anvisierten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen genutzt werden, um bereits heute die Weichen richtig zu stellen. Das bedeutet, dass zukünftige Investitionsentscheidungen nicht zu Gunsten von Kohlekraftwerken ausfallen sollten, sondern Erdgaskraftwerke zu bevorzugen wären.

8.5 Pfadabhängigkeit und lock-in

Erkenntnisse aus der Innovationstheorie belegen, dass sich Technologien entlang bestimmter Pfade entwickeln. Systembezogene Neuerungen innerhalb der Pfade sind möglich, während grundlegende oder radikale Veränderungen unterdrückt werden. In-

novationen, die kompatibel mit dem bestehenden System oder Systemkomponenten sind, können sich gegenüber anderen Innovationen durchsetzen, bei denen diese Eigenschaft nicht ausgeprägt ist. Die dominierende Technologie muss dabei nicht zwangsläufig die bessere sein. Technologien festigen ihre Entwicklung zusätzlich durch steigende Skalenerträge und die Quasi-Irreversibilität der Investitionen. Pfadabhängigkeiten, die durch einen besonders hohen Grad an Irreversibilität gekennzeichnet sind, werden als lock-in bezeichnet. Ein lock-in beschreibt also einen Zustand, der nur schwer und nur durch einen hohen Kostenaufwand überwunden werden kann (s. Kapitel 3).

Bezieht man die Kriterien der Pfadabhängigkeit (Kompatibilität mit dem bestehenden System, steigenden Skalenerträge und Quasi-Irreversibilität der Investitionen) auf das CCS, ist zu erkennen, dass CCS den Kriterien sehr gut entspricht und ein hohes Potential für einen lock-in aufweist. CCS setzt auf bestehende Strukturen. Kraftwerke mit CCS können an bestehenden Kraftwerksstandorten errichtet werden. Eine Weiternutzung der elektrischen Netze wäre ebenso gegeben wie die Weiternutzung der Transportwege für die eingesetzten fossilen Energieträger. Bei der Nachrüstung von Kraftwerken mit CCS wird die Kompatibilität mit dem heutigen Stromerzeugungssystem noch deutlicher. Ein Kraftwerksneubau ist nicht erforderlich und CCS könnte in bestehende Strukturen integriert werden. Die erzeugte Energie könnte wie bisher an die Verbraucher geliefert werden. Zur Deckung der Nachfrage bewegt man sich mit dem Betrieb von fossil befeuerten Kraftwerken auf bekanntem Terrain. Die Auseinandersetzung mit der Eingliederung von fluktuierender Energieerzeugung würde auf einen späteren Zeitpunkt vertagt werden. Umfangreiche Umstrukturierungsmaßnahmen wären nicht zu befürchten und das Kriterium der Kompatibilität wäre erfüllt. Aus diesem Grund wird CCS auch die Funktion einer Brückentechnologie zugeschrieben.

Hinzu kommt, dass sich durch den Aufbau einer unerlässlichen CO₂-Entsorgungsinfrastruktur das CCS und damit auch die Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe weiter verfestigt. Die zusätzliche Infrastruktur der CO₂-Pipelines und der CO₂-Speicher trägt nach Dosi (1988) dazu bei, dass Beharrungsvermögen einer Technologie zu erhöhen [vgl. Dosi 1988, S. 132]. Demnach würde sich CCS in eine bestehende technologische Trajektorie eingliedern und dessen Position durch zusätzliche physikalische Netzwerke weiter verstärken. Aber auch abseits der physikalischen Netzwerke würden sich Kraftwerke mit CCS besser in die bestehenden Netzwerke zwischen Planern, Komponentenherstellern und Kraftwerksbetreibern eingliedern. Bei einer Entscheidung für CCS würden durch die breite Anwendung weitere Vorteile für das CCS entstehen und Alternativen weiter in den Hintergrund drängen. Diese Vorteile könnten sich z.B. durch die Prozessoptimierungen oder das „learning by doing“ in einer Senkung der Stromerzeugungskosten ausdrücken. Weiterhin würde eine Entscheidung für den CCS-Pfad bedeuten, dass eine Festlegung auf CCS für die Zeit der Regelbetriebsdauer erfolgt. Ein vorzeitiges Umschwenken bzw. Abschalten der Kraftwerke mit CCS

vor dem Erreichen der Regelbetriebsdauer hätte betriebswirtschaftlich sensible Konsequenzen zur Folge. Davon wären nicht allein die Investitionen in die Kraftwerke betroffen sondern auch die zugehörige CO₂-Infrastruktur (Pipelines und CO₂-Speicher). Zumindest bei den Speichern kann davon ausgegangen werden, dass der Betrieb länger als für eine Kraftwerksgeneration ausgelegt wird. Die Investitionen in Kraftwerke mit CCS und die dazugehörige Entsorgungsinfrastruktur würden also das Trägheitsmoment gegenüber Veränderungen erhöhen. Neue, weniger passende Technologien sehen sich mit entsprechenden Hindernissen konfrontiert, wenn sie sich vorzeitig etablieren möchten. Das Kriterium der Quasi-Irreversibilität der Investition wird somit auch erfüllt. Der fossile Pfad wird durch CCS weiter verfestigt, obwohl er zu höheren Kosten führt. CCS ist keine Brücke, die an das Ufer einer regenerativen Stromversorgung führt.

Erneuerbare Energiequellen auf der anderen Seite passen wie weiter oben ausgeführt nicht optimal zu dem Betrieb von Kohlekraftwerken und zur Struktur der heutigen Energieverteilung. Für einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energiequellen ist von einer anderen Netzstruktur auszugehen, als sie derzeit vorliegt. Die an den Küsten erzeugte Energie aus den Offshore-Windparks z. B. müsste aus dem Norden in den Süden zu den Verbrauchszentren transportiert werden. Dafür ist das elektrische Netz entsprechend auszubauen [vgl. SRU 2010, S. 68]. Diese Punkte verdeutlichen, dass die erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zum CCS nicht die gleiche Kompatibilität mit dem bestehenden System aufweisen wie das CCS.

Ingesamt kann festgehalten werden, dass der Charme des CCS eher in einer vergleichsweise leichten Integrierbarkeit in die bestehende Energieversorgung liegt und weniger darin besteht, als Brückentechnologie für erneuerbare Energiequellen zu dienen. Durch das CCS werden weitere Verzögerungsmomente aufgebaut und die Möglichkeit einer lock-in-Situation kann nicht ausgeschlossen werden. Eine Brückentechnologie sollte jedoch die Funktion inne haben, den Weg zu einer regenerativen Stromversorgung zu ebnen und die Integration der erneuerbaren Energiequellen zu vereinfachen. Mit dem CCS als Brückentechnologie bleiben die heutigen Aufgaben bei der Integration erneuerbarer Energiequellen auch zukünftig bestehen, da versorgungsseitig auf die bestehende Struktur aufgesetzt wird. Zudem ist zu erwarten, dass durch den Aufbau zusätzlicher Infrastruktur die Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern noch dominanter werden dürfte. Der Bau von Kohlekraftwerken mit CCS führt zur ersten Stufe des falschen Pfades, weil CCS und auch die Nachrüstung von CCS zu spät kommt. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass nur die Zusatzkosten der Nachrüstung mit den regenerativen Energiequellen konkurrieren.

9 Ergebnisse und Hypothesenprüfung

In dieser Arbeit wurden die heutigen und zukünftigen CO₂-Vermeidungskosten von regenerativen Energieträgern und Kraftwerken mit CCS berechnet. Die Berechnung beschränkt sich auf die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland. Es werden sowohl die systembezogenen als auch die technologiespezifischen CO₂-Vermeidungskosten ermittelt. Die Durchführung der Berechnung dient zur Beantwortung der ersten Fragestellung: Welche der beiden Optionen zur Stromerzeugung langfristig die günstigere Lösung zur CO₂-Vermeidung darstellt? Die Hypothese auf die erste Fragestellung lautet:

„Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise fossiler Energieträger und der zusätzlichen finanziellen und energetischen Aufwendungen für die CO₂-Abtrennung, Transport und Speicherung wird erwartet, dass durch den Einsatz der Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energiequellen langfristig geringere CO₂-Vermeidungskosten erzielt werden können.“

Zur Ermittlung der zukünftigen Vermeidungskosten werden unterschiedliche Szenarien aufgestellt. Der Betrachtungshorizont der Szenarien reicht bis zum Jahr 2050. Über alle betrachteten Szenarien hinweg liefern die Berechnungen für die systembezogenen CO₂-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energieträger im Jahr 2050 eine Spannbreite von -22 bis 44 €/t_{CO2}. Die Kraftwerke mit CCS erreichen systembezogene Vermeidungskosten im Jahr 2050 zwischen 47 und 83 €/t_{CO2}. Werden nur die Ergebnisse unter der Annahme einer oberen Brennstoffpreisentwicklung betrachtet, ergeben sich für die erneuerbaren Energieträger Vermeidungskosten von -22 und -11 €/t_{CO2}. Die Kraftwerke mit CCS erzielen Vermeidungskosten von 83 €/t_{CO2}. Unter den Rahmenbedingungen einer oberen Brennstoffpreisentwicklung liegen die systembezogenen Vermeidungskosten der regenerativen Energiequellen deutlich unter denen der Kraftwerke mit CCS. CO₂ kann somit kostengünstiger durch die erneuerbaren Energieträger vermieden werden. Zur Erreichung deutlicher CO₂-Emissionseinsparungen ist unter den genannten Rahmenbedingungen einer oberen Brennstoffpreisentwicklung und dem Kriterium geringerer CO₂-Vermeidungskosten ein Entwicklungspfad, der einen verstärkten Ausbau regenerativer Energiequellen verfolgt dem CCS eindeutig vorzuziehen. Die nachfolgenden Abbildung zeigt die ermittelten Vermeidungskosten von CCS und den erneuerbaren Energiequellen in der oberen Brennstoffpreisentwicklung.

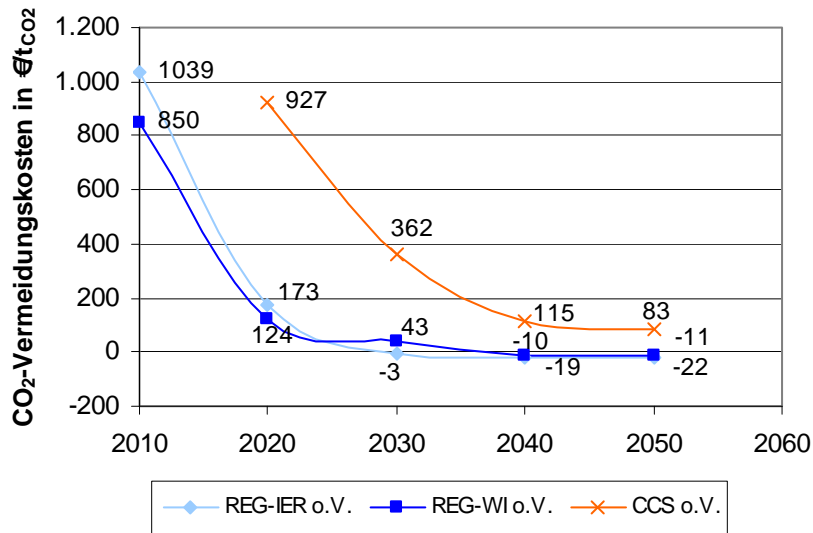


Abbildung: Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten in der oberen Variante.

Unter Berücksichtigung einer gemäßigten Brennstoffpreisentwicklung fallen die Ergebnisse weniger deutlich aber immer noch zu Gunsten der regenerativen Energiequellen aus. Die Vermeidungskosten der erneuerbaren Energiequellen berechnen sich zu 27 und 44 €/tCO₂. Die Kraftwerke mit CCS erreichen CO₂-Vermeidungskosten von 47 €/tCO₂. Der Abstand zur oberen Grenze der Vermeidungskosten erneuerbarer Energiequellen fällt geringer aus als in dem Szenario mit einer höheren Brennstoffpreisentwicklung. Auch unter brennstoffseitig günstigeren Rahmenbedingungen für CCS weisen die erneuerbaren Energiequellen über den gesamten Betrachtungszeitraum die geringeren CO₂-Vermeidungskosten auf. Alle durchgeführten Szenariorechnungen kommen somit zu dem Ergebnis, dass die erneuerbaren Energiequellen geringere Kosten zur Vermeidung von CO₂ aufweisen als CCS. Es ist daher sehr unwahrscheinlich, dass mit CCS kostengünstiger CO₂ vermieden werden kann. Unter der Annahme eines fortgeführten Anstiegs der Brennstoffpreise nach Ende des Betrachtungszeitraums und des im CCS-Szenario beobachteten erneuten Anstiegs der Stromerzeugungskosten ab dem Jahr 2050, ist es bei Erweiterung des Betrachtungshorizonts wahrscheinlich, dass sich die Vermeidungskosten des CCS-Szenarios weiter erhöhen werden. Eine Ausweitung des Betrachtungszeitraums wäre für eine weitere Konkretisierung der Ergebnisse sehr hilfreich und sollte Bestandteil nachfolgender Forschungsvorhaben sein.

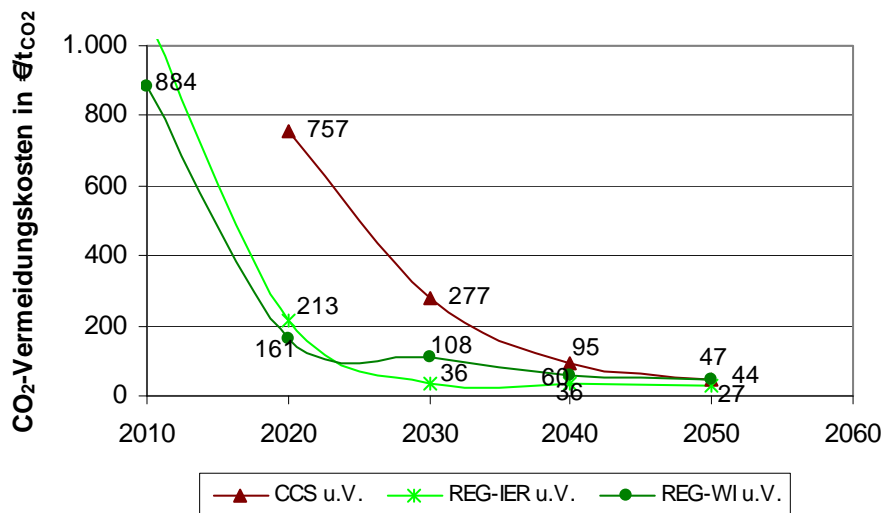


Abbildung: Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten in der unteren Variante.

Zur Überprüfung welche Anstrengungen bis zur Markteinführung von Kraftwerken mit CCS notwendig wären, damit CCS sich unter der Annahme einer gemäßigten Brennstoffpreisentwicklung eindeutig vorteilhaft gegenüber den erneuerbaren Energieträgern entwickelt, werden in einer Sensitivitätsanalyse die Parameter Investitionskosten und Wirkungsgrad zu Gunsten von CCS unter der Rahmenbedingung einer gemäßigten Brennstoffpreisentwicklung variiert. Diese Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass erstens eine Reduktion von ca. 60% der Investitionen für die CO₂-Abtrennung oder zweitens eine Verbesserung der Auswirkungen durch CCS auf den Wirkungsgrad von ungefähr 85% dazu führt, dass CCS insgesamt geringere Vermeidungskosten in 2050 erreicht. Eine Erreichbarkeit der berechneten, erforderlichen Verbesserung bis zu einer anvisierten Verfügbarkeit der Kraftwerke mit CCS bis zum Jahr 2020 darf zumindest angezweifelt werden. Auf der anderen Seite würde eine Erhöhung der Investitionen von etwa 13% sämtlicher in der Berechnung berücksichtigter erneuerbaren Energieträger dazu führen, dass im REG-Szenario (IER) Vermeidungskosten bis 2050 erreicht werden, die auf dem Niveau der Vermeidungskosten des CCS-Szenarios liegen.

Insgesamt ergeben sich also deutliche Hinweise für eine Vorteilhaftigkeit der erneuerbaren Energiequellen gegenüber CCS. In keinem Szenario erreicht CCS geringere Vermeidungskosten als die erneuerbaren Energiequellen. Insofern kann die anfangs aufgestellte Hypothese, dass die erneuerbaren Energiequellen langfristig geringere Vermeidungskosten erzielen als eindeutig belegt angesehen werden.

Diesem Ergebnis wird noch mehr Deutlichkeit verliehen, wenn das in der Realität sehr wahrscheinlich erforderliche „retrofit“ bestehender Kraftwerke in die Betrachtung einbezogen wird. Die Nachrüstung bestehender Kraftwerke kann notwendig sein, wenn zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele der Bedarf an Kraftwerken mit CCS größer ist als der Wegfall und Ersatzbedarf alter Kapazitäten. Im Fall des „retrofits“ liegen die Ver-

meidungskosten des CCS sowohl unter der Annahme einer oberen als auch einer unteren Brennstoffpreisentwicklung deutlich über den Vermeidungskosten der erneuerbaren Energieträger. Die CO₂-Vermeidungskosten erhöhen sich bei Unterstellung einer gemäßigten Brennstoffpreisentwicklung von 47 auf 63 €/t_{CO2} und bei einer höheren Brennstoffpreisentwicklung von 83 auf 100 €/t_{CO2}. Aufgrund der unvollständigen Datenlage sind die Berechnungen zum „retrofit“ jedoch mit einigen Unsicherheiten behaftet. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Verlauf der Vermeidungskosten unter Berücksichtigung einer Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken mit CCS unter der Annahme einer gemäßigten Brennstoffpreisentwicklung.

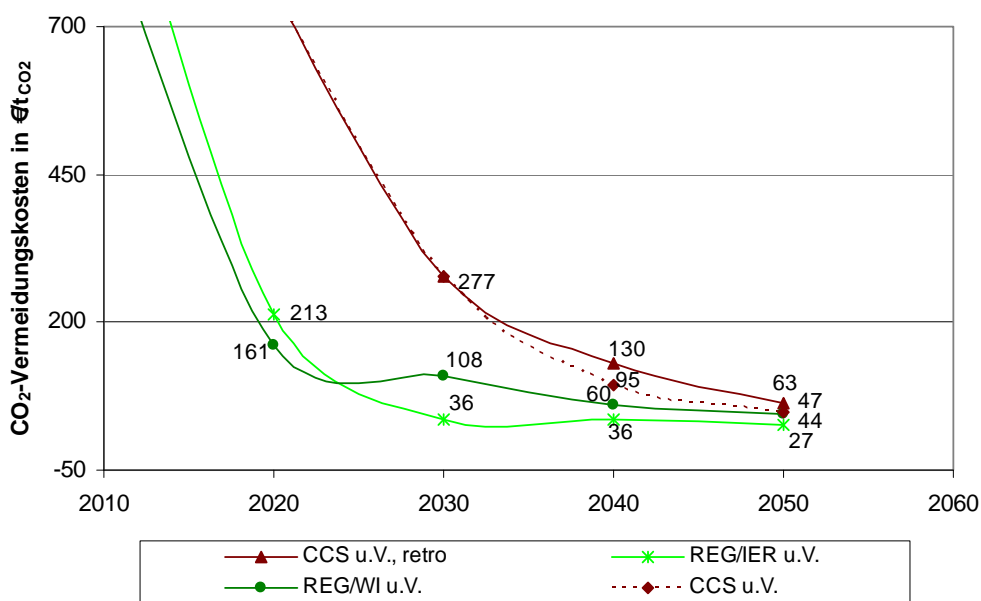


Abbildung: Entwicklung der Vermeidungskosten unter Berücksichtigung der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken (in €/t_{CO2}), untere Brennstoffpreisentwicklung.

In Bezug auf die technologiespezifischen Vermeidungskosten ergibt sich ein inhomogenes Bild im Jahr 2050. Die Mehrzahl der betrachteten Kraftwerkstypen mit CCS haben im Jahr 2050 höhere Vermeidungskosten als die meisten der erneuerbaren Energiequellen. Eine Ausnahme bildet die PV, die auch im Jahr 2050 noch mit Abstand die höchsten Vermeidungskosten verursacht. Bei den Kraftwerken mit CCS erreichen die Braunkohle-Kraftwerke die geringsten Vermeidungskosten. Diese liegen z. T. noch unterhalb der Vermeidungskosten einiger erneuerbarer Energiequellen. Bei den Kraftwerken mit CCS ist wiederum mit Ausnahme der Braunkohlekraftwerke bis 2050 ein ansteigender Trend der Vermeidungskosten zu beobachten. Die erneuerbaren Energiequellen hingegen sind bis zum Ende des Betrachtungszeitraums durch sinkende Vermeidungskosten charakterisiert. Insgesamt ergibt sich auch bei dem Vergleich der technologiespezifischen Vermeidungskosten ein Bild, das eher zu Gunsten der erneuerbaren Energiequellen ausfällt. Die anfangs aufgestellte Hypothese auf die erste Frage-

stellung kann jedoch für die technologiespezifischen Vermeidungskosten aufgrund der genannten Ausnahmen nur eingeschränkt belegt werden.

Die zweite Fragestellung dieser Arbeit beschäftigt sich mit der Eignung von CCS als Brückentechnologie für erneuerbare Energiequellen. Die Hypothese auf die zweite Fragestellung lautet:

„Es besteht zurzeit die Gefahr, dass mit CCS eine Option entwickelt wird, die eine langfristige Anschlussfähigkeit von regenerativen Energiequellen eher behindert als fördert und dass kurzfristige Entscheidungen für Anlagen mit einer Betriebszeit von ca. 40 Jahren getroffen werden, die den Weg in technologische Sackgassen verfestigen.“

Die Analyse zur Beantwortung dieser Fragestellung liefert ausreichend Hinweise, dass Kraftwerke mit CCS oder eine CCS-Strategie in der Stromerzeugung wenig geeignet scheinen, eine Brückenfunktion für erneuerbare Energiequellen zu übernehmen und den Einstieg für erneuerbare Energiequellen zu erleichtern. Es hat sich vielmehr gezeigt, dass CCS das Potential hat, langfristig zusätzliche Hürden aufzubauen und den verstärkten Ausbau und die Integration der regenerativen Energiequellen in das Energieversorgungssystem weiter zu verzögern. Die Ursachen hierfür liegen erstens in der erwarteten relativ späten Verfügbarkeit von CCS, zweitens den hohen Vermeidungskosten von CCS, drittens in der Verträglichkeit von Großkraftwerken und erneuerbaren Energiequellen sowie viertens den Erkenntnissen aus der neueren Innovationstheorie zum technologischem Wandel und dem lock-in. CCS erleichtert nicht die Integration der erneuerbaren Energiequellen. Durch CCS wird der fossile Pfad verfestigt, obwohl er zu höheren Kosten führt. CCS stellt folglich auch keine Brücke dar, die an das Ufer einer regenerativen Stromversorgung führt. Die eingangs zu dieser Arbeit aufgestellte Hypothese zur zweiten Fragestellung, dass CCS die Integration regenerativer Energiequellen eher behindert als fördert, kann somit als eindeutig erhärtet angesehen werden.

10 Ausblick

In dieser Arbeit werden die systembasierten und technologiespezifischen CO₂-Vermeidungskosten von erneuerbaren Energiequellen und Kraftwerken mit CCS bis zum Jahr 2050 ermittelt. Für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wurde ein eigenes Rechenmodell aufgestellt. Mit den Vermeidungskosten wird ein wichtiges aber nicht alleiniges Entscheidungskriterium für oder gegen eine der beiden Optionen zur Verfügung gestellt. Zukünftige Arbeiten sollten weitere Kriterien in Betracht ziehen. Dazu zählen z.B. die Auswirkungen der CO₂-Speicherung und der erneuerbaren Energiequellen auf die Umwelt sowie eine Untersuchung der rechtlichen Rahmenbedingungen und erforderlicher Anpassungsmaßnahmen für die CO₂-Speicherung und der forcierten Integration erneuerbaren Energiequellen. Bisher besteht für die Speicherung von CO₂ in Deutschland keine gesetzliche Grundlage. Der erste Versuch ein CCS-Gesetz zu etablieren, ist an dem Widerstand in Schleswig-Holstein gescheitert (Stand Dezember 2009). Zudem wurden bei dieser Arbeit andere für CCS geeignete CO₂-Quellen wie große Industriefabriken nicht betrachtet. Diese CO₂-Quellen wären in einer umfassenden CCS-Strategie zu berücksichtigen. Es wird häufig argumentiert, dass zur Senkung der CO₂-Emissionen aus Industrieanlagen CCS eingesetzt werden müsste. Erneuerbare Energiequellen wären nicht in der Lage die Emissionen aus diesen Anlagen zu reduzieren. Diese Aussage wäre dahingehend zu überprüfen, welche Industriebereiche tatsächlich betroffen wären und wie groß nachher effektiv der Bedarf für eine CO₂-Entsorgungsinfrastruktur wäre.

Weiterhin ist zu verifizieren, wie groß das Speicherpotential für CO₂ tatsächlich ist. Neuere Untersuchungen liefern Hinweise darüber, dass das Speicherpotential geringer sein könnte als bisher angenommen. Wenn das CO₂ aus Industrieanlagen zusätzlich gespeichert werden müsste, wären die vorhandenen Speicherpotentiale schneller erschöpft. Als Folge müsste eher zu weiter entfernten oder teureren Speicheroptionen gewechselt werden. Denkbar wäre auch, dass bei vollständiger Erschöpfung der Speicher vorzeitig von der CCS- auf eine andere Strategie gewechselt werden müsste.

Ferner wurde die Verbindung von Biomasse und CCS in dieser Arbeit nicht beleuchtet. Biomasse-CCS kann eine notwendige Option darstellen, wenn zukünftig negative CO₂-Emissionen erforderlich sein sollten. Der SRU (2009) geht davon aus, dass zur Sicherstellung des 2°C Ziels bzw. für die Erreichung von Treibhausstabilisierungszielen unterhalb von 440 ppm CO₂ ab der zweiten Hälfte des Jahrhunderts negative Emissionen für Treibhausgase notwendig sind. Frühe CCS-Aktivitäten mit Kraftwerken auf fossiler Basis hätten dann den Nachteil, später dringend benötigte und leichter zugängliche Speicherkapazitäten zu blockieren [vgl. SRU 2009a, S. 11f]. Zudem wären weitere Nut-

zungskonkurrenzen wie z.B. mit der Geothermie oder der Druckluftspeicherung zu analysieren und zu ermitteln wie groß der Verlust des jeweiligen Potentials durch eine konkurrierende Nutzung wäre.

Das Vorgehen bzw. das Modell zur Berechnung der Vermeidungskosten liefert nachvollziehbare und belastbare Ergebnisse. Optimierungspotential besteht aber auch hier. Erstens liefern die zugrunde gelegten Szenarien Daten in zehnjährigen Abständen. Für weitere und detaillierte Betrachtungen wäre eine höhere Datenauflösung wünschenswert. Zweitens ist in den Szenarien kein speziell auf CCS ausgerichtetes Szenario enthalten, so dass ein CCS-Szenario auf Basis des „business as usual“ Szenarios entwickelt werden musste. Zwar wird der in dieser Arbeit verwendete Ansatz weiterhin als plausibel angesehen, ein CCS-Szenario auf Basis der für die anderen Szenarien verwendeten Modelle könnte jedoch auch eine abweichende Entwicklung aufzeigen. Drittens wird zukünftigen Arbeiten empfohlen, den Betrachtungszeitraum deutlich auszuweiten. Damit ließen sich ermittelte Tendenzen wie z.B. ein Ansteigen der Stromerzeugungs- und der Vermeidungskosten von Kraftwerken mit CCS weiter konkretisieren.

Generell gilt, dass Arbeiten, die sich mit Prognosen zukünftiger Entwicklungen beschäftigen, naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet sind. Für die Berechnung der zukünftigen Entwicklung müssen Annahmen getroffen werden. Der Zuwachs an neuen Erkenntnisse kann es erforderlich machen, die getroffenen Annahmen zu korrigieren. Gleiches gilt z.B. für die Kostenparameter der betrachteten Technologien und hier insbesondere für die Technologien, für die bisher nur wenig oder keine Erfahrung vorliegt. Dazu zählen z.B. die Offshore-Windenergie aber auch die CO₂-Abtrennung. Für diese Technologien bestehen in der Literatur zum Teil erhebliche Spannbreiten bei den Kostendaten. Aber auch die Technologien, für die eine gute Datenlage besteht, dürfen von einer Überprüfung und Anpassung nicht ausgenommen werden. Nach Fertigstellung der Berechnungen in dieser Arbeit war ein erheblicher Rückgang der Investitionskosten von PV-Anlagen am Markt zu beobachten. An anderer Stelle hat die aktuelle Entwicklung ebenfalls die Entwicklung in den Szenarien überholt. So wurden z.B. von 2009 auf 2010 über 7 GW an Photovoltaik in Deutschland aufgebaut, so dass in 2010 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von über 17 GW installiert waren. Für 2011 wird ein Zubau erwartet, der leicht über dem in 2010 liegt, so dass Ende 2011 sehr wahrscheinlich mehr als 20 GW an PV-Leistung in Deutschland installiert sind. Dieser Werte übertreffen bei weitem die Erwartungen in den Szenarien. Dort wird einer PV-Leistung von 9 bis 11 GW in 2050 ausgegangen. Solche kurzfristigen Entwicklungen konnten im Rahmen dieser Arbeit keine Berücksichtigung mehr finden. Sie zeigen aber, dass eine Aktualisierung relativ gut verfügbarer Eingangsparameter zusätzlich erforderlich sein kann.

Die Ermittlung der Vermeidungskosten basiert im Wesentlichen auf den Erzeugungskosten der betrachteten Technologien. Den Ergebnissen zur CO₂-Abtrennung würde ein weiter differenzierter Ansatz bei den Transportkosten anstatt der hier allgemein unterstellten Transportdistanz von 250 km sicherlich helfen, eine Qualitätserhöhung zu erreichen. Zudem müssten beim CCS auch die Kosten berücksichtigt werden, die nach Beendigung des Kraftwerksbetriebs anfallen. Kosten für den Betrieb der Speicherstätten, das Monitoring und die Gewährleistung der sicheren langfristigen Speicherung von CO₂ wären in einer Gesamtkostenbetrachtung einzuschließen.

Weiteren Einfluss auf die Ergebnisse haben die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa. Kurskorrekturen in der energiepolitischen Ausrichtung Deutschlands wirken sich auf die Ergebnisse der Arbeit aus und sollten durch z.B. Szenarienvarianten für eine optimierte Abbildung der Vermeidungskosten in zukünftigen Betrachtungen Eingang finden. Trotz der Möglichkeiten zur Verbesserung werden der gewählte Ansatz, das Vorgehen in dieser Arbeit und die Ergebnisse nicht angezweifelt sondern weiterhin als plausibel angesehen.

Anhang A: Literaturdaten Erneuerbare Energiequellen

A.1 Wasserkraftanlagen

Quelle		Nitsch et al 2004	Fische-dick & Nitsch 1999	Dt. Bundes-tag 2002	Remme 2004	Nitsch et al 2004	Fische-dick & Nitsch 1999	Dt. Bundes-tag 2002	Kaltschmitt et al 2003	Remme 2004	Nitsch et al 2004	Fische-dick & Nitsch 1999	Dt. Bundes-tag 2002	Remme 2004
Nennleistung	[MW]	0,07				0,3				1				
Volllaststunden	[h/a]	4.000	4.500	4.000	4.000	4.300	5.000	4.300	5.000	4.300	5.000	5.500	5.000	5.000
Investitionskosten														
Neubau	[€/kW]	8.600	8.950	7.158	8.750	7.000	7.670	5.624	5.570	7.500	5.400	5.370	5.113	5.250
Modernisierung/Erweiterung	[€/kW]	4.200		5.113	5.000	2.600		4.602		4.500	2.500		4.090	4.000
Reaktivierung	[€/kW]		4.090				3.070					2.560		
Betriebskosten														
Neubau	[%/Inv. a]	3	0,8	1,2	2,5	3	1,1	1	1,2	2,5	3	1	0,9	2
Modernisierung/Erweiterung	[%/Inv. a]	5		3,2		5		1,8			5		1,1	
Reaktivierung	[%/Inv. a]		3,6				1,7					1,2		
Stromgestehungskosten														
Neubau	[ct/kWh]	22,1	16,8	15,1		16,7	12,7	10,8	7,3		11,1	8	8,3	
Modernisierung/Erweiterung	[ct/kWh]	12,9		13,4		7,4		9,7			6,2		6,9	
Reaktivierung	[ct/kWh]		9,5				5,6					3,9		
abgeschriebene Anlagen	[ct/kWh]	6,5		7,7		4,9		5,9			3,2		3,6	

Quelle		Nitsch et al 2004	Dt. Bundes-tag 2002	Remme 2004	Nitsch et al 2004	Dt. Bundes-tag 2002	Remme 2004	Kalt-schmitt et al 2003	Kalt-schmitt et al 2003	Wagner et al 2004			
Nennleistung	[MW]	10			100			2,2	28,8	50			
Volllaststunden	[h/a]	5.500	5.500	5.500	5.700	5.700	5.700	5.000	6.000	4.500	4.500	4.500	4.500
Investitionskosten													
Neubau	[€/kW]	4.900	4.602	4.500	4.600	4.090	4.000	4.140	5.800	1.130	2.500	1.243	2.750
Modernisierung/Erweiterung	[€/kW]	3.100	3.579	3.500	2.100	3.579	3.500						
Reaktivierung	[€/kW]												
Betriebskosten													
Neubau	[%/Inv. a]	3	0,8	1,5	3	0,8	1,5	1	1	2,7	1,2	2,4	1,1
Modernisierung/Erweiterung	[%/Inv. a]	5	1		5	1							
Reaktivierung	[%/Inv. a]												
Stromgestehungskosten													
Neubau	[ct/kWh]	9,1	6,7		8,3	5,8		4,9	5,8	3,13	6,12	3,38	6,66
Modernisierung/Erweiterung	[ct/kWh]	6,9	5,4		4,5	5,2							
Reaktivierung	[ct/kWh]												
abgeschriebene Anlagen	[ct/kWh]	2,7	2,6		2,4	2							

Anmerkung: Nitsch et al 2004, Dt. Bundestag 2002: 6%, 30a Abschreibung; Kaltschmitt et al 2003: 4,5 % min 30a Abschreibung, Wagner et al 2004: Zins 6%, Lebensdauer 50a.

A.2 Windenergieanlagen, onshore

Quelle	Nitsch et al 2004											Dt. Bundestag 2002			Fische- dick & Nitsch 1999	
Jahr	2000			2010			2020			2050			1999			1999
Nennleistung [MW]	1			1,8			3			3			0,9			1,5
Volllaststunden [h/a]	1.400	1.900	2.700	1.520	2.060	2.930	1.530	2.080	2.960	1.530	2.080	2.960	1.580	1.970	2.700	2.000
Investitionskosten																
spez. Anlagenkosten [€/kW]	885			797			721			625			844			
spez. Nebenkosten [€/kW]	265			238			216			187			256			
spez. Gesamtkosten [€/kW]	1.150			1.035			937			812			1.100			1.330
Betriebskosten [%/Inv.a]	6			6			6			6			3			3
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	12,3	9	6,4	10,2	7,5	5,3	9,1	6,7	4,7	7,9	5,8	4,1	9	6,2	4,8	8,7

Quelle	Kaltschmitt et al 2003						Wagner et al 2004	
Jahr	2003						2004	
Nennleistung [MW]	0,6		1,5		2,5		1,2	1,2
Volllaststunden [h/a]	1.600	3.000	1.450	2.900	1.650	3.050	1.800	1.800
Investitionskosten								
spez. Anlagenkosten [€/kW]	520	520	1.443	1.443	2.332	2.332		
spez. Nebenkosten [€/kW]	234	234	432	432	466	466		
spez. Gesamtkosten [€/kW]	754	754	1.875	1.875	2.798	2.798	900	1.200
Betriebskosten [%/Inv.a]	2,4	2,4	2,7	2,7	2,9	2,9	4,2	4,2
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	7,9	4,2	8,4	4,5	7,2	3,9	9,1	11,4

Quelle	Remme 2004									Hille & Pfaffenberger 2004	
Jahr	2000			2010			2050			2004	
Nennleistung [MW]	1,5			2			2,5			1,2	
Volllaststunden [h/a]	1180	2100	2900	1250	2200	3000	1300	2300	3200		
Investitionskosten											
spez. Anlagenkosten [€/kW]	1000	1050		900			710				
spez. Nebenkosten [€/kW]	250	300		255			240			900	1200
spez. Gesamtkosten [€/kW]	1250	1350		1155			950				
Betriebskosten [%/Inv.a]	7,3			7,3			7,3			4,2	
Stromgestehungskosten [ct/kWh]											

A.3 Windenergieanlagen, offshore

Wind offshore/küstennah																				
Quelle	Nitsch et al 2004											Dt. Bundestag 2002		Dt. Bundestag 2002		Fische- dick & Nitsch 1999	Wagner et al 2004			
Jahr	2005			2010			2020			2050			1999		2010		1999	2004		
Nennleistung [MW]	3,6			4,5			5			5			2,5		3		3	5		
Volllaststunden [h/a]	2975	3400	3825	3120	3570	4010	3145	3605	4055	3145	3605	4055	2500	4000	2750	3280	4200	3500	3500	
Investitionskosten																				
spez. Anlagenkosten [€/kW]	1130			776			485			446			895		511					
spez. Nebenkosten [€/kW]	905			621			388			357			639		409					
spez. Gesamtkosten [€/kW]	2035			1397			873			803			1534		920		1790	1700	2500	
Betriebskosten [%/Inv.a]	10											8		6		5	3,1	2,1		
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	10,8	9,5	8,4	7,1	6,2	5,5	4,4	3,8	3,4	4	3,5	3,1	10,3	6,5	5,5	4,6	3,6	7,7	8,3	11,4
Wind offshore/küstenfern																				
Investitionskosten																				
spez. Anlagenkosten [€/kW]	1130			776			485			446			895		511					
spez. Nebenkosten [€/kW]	1356			930			582			536			639		409					
spez. Gesamtkosten [€/kW]	2486			1706			1067			981			1534		920					
Betriebskosten [%/Inv.a]	10			10			10			10			8		6					
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	12,4	10,9	9,6	8,1	7,1	6,3	5	4,4	3,6	4,6	4	3,6								

Quelle	Remme 2004								Fichtner 2001			
Jahr	2010		2020		2030		2050		2002			
Nennleistung [MW]	2		5		5		5		2			
Volllaststunden [h/a]									3700	3700	3200	3200
Investitionskosten												
spez. Anlagenkosten [€/kW]	960	1020	850	810	810	810	760	740				
spez. Nebenkosten [€/kW]	680	940	690	830	660	800	610	740				
spez. Gesamtkosten [€/kW]	1.640	1.960	1.540	1.680	1.470	1.610	1.370	1.500	2.100	1.900	1.980	1.800
Betriebskosten [%/Inv.a]	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,7	8,6	9	7,9
Stromgestehungskosten [ct/kWh]									16,2	14,5	17,6	15,8

Anmerkung: Nitsch et al 2004: 6% Zinsen, 15a Abschreibung, Wagner et al 2004: Zins 6%, Lebensdauer 20a, Hille & Pfaffenberger: 20a Nutzungsdauer, Dt. Bundestag 2002: 6% Zinsen, 15a Abschreibung, Kaltschmitt et al 2003: Zins 4,5%, 20a Nutzungsdauer.

A.4 Photovoltaik

Quelle	Nitsch et al 2004													
Jahr	2003				2010		2020		2030		2040		2050	
Modulleistung [kW _p]	2,6	25,3	121,1	591,9	2,6	591,9	2,6	591,9	2,6	591,9	2,6	591,9	2,6	591,9
Modulleistung AC kW	2	20	100	500										
Modulwirkungsgrad %	14	14	14	14										
Jahresnutzungsgrad %	10,1	10,4	10,8	11,2										
Einstrahlung Modulebene spez. Ertrag [kWh/m ² a] [kWh/kW _p a]	1150	1150	1150	1150										
spez. Investitionskosten [€/kW _p]	6800	6200	5300	5100	3780	2830	2120	1590	1660	1250	1350	1010	1170	910
Betriebskosten, Wartung [%/Inw.a]	1													
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	80	70,8	57,8	53,8	36,2	24,5	20,3	15,1	15,9	11,9	13	9,7	11,2	8,4

Quelle	Remme 2004				Wagner et al 2004			
Jahr	1999							
Modulleistung [kW _p]	2,7	26,1	130	649	amorph		multikristallin	
Modulleistung AC kW	2	20	100	500	1		1	
Modulwirkungsgrad %	13	13	13	13	5,5		10,6	
Jahresnutzungsgrad %	10							
Einstrahlung Modulebene spez. Ertrag [kWh/m ² a] [kWh/kW _p a]	800	820	850	850				
spez. Investitionskosten [€/kW _p]	7200	6400	5700	5100	5500	6500	6550	7300
Betriebskosten, Wartung [%/Inw.a]	1				0	0	0	0
Stromgestehungskosten [ct/kWh]					70,85	83,69	84,35	93,97

Quelle	Fischedick & Nitsch 1999		Kaltschmitt et al 2003					
Jahr	1999		2003					
Modulleistung [kW _p]	2,6	62,5	6,45			125		
Modulleistung AC kW			5			100		
Modulwirkungsgrad %								
Jahresnutzungsgrad %								
Einstrahlung Modulebene spez. Ertrag [kWh/m ² a] [kWh/kW _p a]	615	704						
spez. Investitionskosten [€/kW _p]	7160	5115	5160	5160	5500	4100	4100	4370
Betriebskosten, Wartung [%/Inw.a]	1		1			1		
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	86,9	56,2	58	58	61	42	42	44

Anmerkung: Nitsch et al 2004: 6% Zinsen, 20a Abschreibung, Kaltschmitt et al 2003 Spezifische Investitionen beziehen sich auf kW_{AC}, Zins 4,5%, 30a, Wagner et al 2004: Zins 6%, Lebensdauer 20a

A.5 Geothermie

Quelle	Nitsch et al 2004		Dt. Bundestag 2002			Remme 2004			Wagner et al 2004			
Jahr	2002		2005	2010	2020	2005	2010	2020	2004	2004	2020	2020
Typ	HDR/ORC		HDR			HDR						
elektr. Leistung [MW _{el}]	1	1	5	10	50	5	10	50	5			
therm. Leistung (Geothermie) [MW _{th}]	2,8											
therm. Leistung (Kessel) [MW _{th}]	6											
Bohrtiefe [m]	4500	4500	5000			5000						
Volllaststunden [h/a]	7500	7500	5500	7000	7500	5500	6500	7000	5000			
Stromerzeugung [MWh _{el} /a]	5820	5820										
Nutzungsgrad, elektr. %	8,5	8,5				12	12	12				
Wärmeerzeugung (geotherm.) [MWh _{th} /a]	13530											
Wärmeerzeugung (Kessel) [MWh _{th} /a]	720											
Investitionskosten [Mio. €]	13,3	17,3	21,7	35,3	115,1							
Bohrlochkosten [Mio. €]	10,4	10,4				6,25	6,25	6,25				
weitere Kosten [Mio. €]	2,9	6,9										
Investitionskosten [€/kW _{el}]	13300	17300	4340	3530	2302	5000	4300	3400	2000	3000	2200	3300
Betriebskosten [Mio. €/a]	0,17	0,33	1,2	1,6	4,6							
Betriebskosten [%/Inw.a]						5,5	4,5	4	4			
Brennstoffkosten [Mio. €/a]	0,2											
Vergütung Wärme [ct/kWh _{th}]	4,6											
Stromgestehungskosten [ct/kWh _{el}]	20,2	18,6	10	5,9	3,3				5,62	7,62	6,18	8,38

Anmerkung: Nitsch et al 2004: 6% Zinsen, 30a Abschreibung Bohrloch und Stimulation, sonst 20a, Dt. Bundestag 2002: 6% Zinsen, Abschreibung 30a, Remme 2004: Lebensdauer 30a, Wagner et al 2004: 6%, Lebensdauer 30a.

Anhang B: Literaturdaten Kraftwerke inkl. Kostenprojektionen

Braunkohle-KW	Fahl et al 2002				Dt. Bundestag 2002				Hille und Pfaffenberger 2004			Markewitz und Vögele 2004		Dena 2004		
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	heute	heute	2020	2020	2010	2020	bis 2010	ab 2015
Braunkohle-KW																
Jahr	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	heute	heute	2020	2020	2010	2020	bis 2010	ab 2015
Wirkungsgrad %	44,5	46	50	51	k.A.				43	43	48	48	k.A.		44	47
Investition €/kW	1329	1278	1227	1176	1300	1250	1200	1150	1000	1200	1100	1320			1200	1200
Leistung MW	965	960	1000	1200	965	965	965	965	1000	1000	1000	1000				
Betriebskosten % Inv./a									1,35	1,35	1,35	1,35				
Auslastung h/a																
Steinkohle-KW																
Jahr	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	heute	heute	2020	2020	2010	2020	bis 2010	ab 2016
Wirkungsgrad %	45	47	51	52					45	45	51	51	47	51	47	48
Investition €/kW	1202	1099	971	946	1175	1075	950	925	850	1000	935	1100	1099	971	1050	1050
Leistung MW	700	750	800	900	700	700	700	700	600	600	600	600				
Betriebskosten % Inv./a									1,5	1,5	1,5	1,5				
Auslastung h/a													5500	5500		
Braunkohle IGCC																
Jahr	2010	2020	2030													
Wirkungsgrad %	48	52	53,5													
Investition €/kW	1380	1253	1227													
Leistung MW	400	700	823													
Betriebskosten % Inv./a																
Auslastung h/a																
Steinkohle IGCC																
Jahr	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030								
Wirkungsgrad %	47	50	54	55,5												
Investition €/kW	1636	1380	1253	1227	1600	1350	1225	1200								
Leistung MW	650	400	700	823	650	650	650	650								
Betriebskosten % Inv./a																
Auslastung h/a																
Erdgas GuD																
Jahr	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	heute	heute	2020	2020				
Wirkungsgrad %	57,5	59,5	61,5	62,5					57	57	60	60				
Investition €/kW	537	435	409	383	525	425	400	375	400	550	440	605				
Leistung MW	650	780	800	800	650	650	650	650	800	800	800	800				
Betriebskosten % Inv./a									1,75	1,75	1,75	1,75				
Auslastung h/a																
Braunkohle IGCC, CCS																
Jahr	2010	2020	2030													
Wirkungsgrad %	42	46	48													
Investition €/kW	1994	1815	1738													
Leistung MW	400	400	400													
Betriebskosten % Inv./a																
Auslastung h/a																
Steinkohle IGCC, CCS																
Jahr	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030								
Wirkungsgrad %	40	44	48	50												
Investition €/kW	2429	1994	1815	1738	2375	1950	1775	1700								
Leistung MW	275	400	700	823	275	275	275	275								
Betriebskosten % Inv./a																
Auslastung h/a																

Anhang B: Fortsetzung

	VGB 2004	Wagner et al 2004		Linßen et al 2006		min heute max heute		min 2010 max 2010		min 2020 max 2020		min 2030 max 2030	
		2004	2020	2004	2030	min heute	max heute	min 2010	max 2010	min 2020	max 2020	min 2030	max 2030
Braunkohle-KW													
Jahr	2004												
Wirkungsgrad	43	41	48	47	50	41	44,5	44	46	47	50	51	
Investition	980	1000	1200	1100	1320	980	1329	1200	1278	1050	1320	1000	
Leistung	1100	1000	1000	1000	1000	965	1100	965	980	965	1000	965	
Betriebskosten	% Inv./a	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	0	
Auslastung	h/a	7500	6802	6802	6802	6802	7500			6000	6802	6000	
Steinkohle-KW													
Jahr	2004	2004	2020	2020	2030								
Wirkungsgrad	44,9	49	45	51	51	44,9	47	47	47	48	51	52	
Investition	798	1050	850	1000	935	798	1202	1050	1099	935	1100	925	
Leistung	600	600	600	600	600	600	700	700	750	600	800	700	
Betriebskosten	% Inv./a	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0	0	1,5	6000	0	
Auslastung	h/a		4293	4293	4293	4293	5500	0	0	4293	4293	0	
Braunkohle IGCC													
Jahr													
Wirkungsgrad	%												
Investition	€/kW							44	48	47	52	53,5	
Leistung	MW							1200	1380	1200	1253	1200	
Betriebskosten	% Inv./a							400	400	700	700	823	
Auslastung	h/a									6000	6000	6000	
Steinkohle IGCC													
Jahr	2004												
Wirkungsgrad	%	55	54	55	55	47	55	50	50	53	54	54	
Investition	€/kW	1050	1200	1150	1380	1050	1636	1350	1380	1200	1253	1150	
Leistung	MW	600	600	600	650	600	650	400	650	650	700	650	
Betriebskosten	% Inv./a												
Auslastung	h/a						6000			6000	6000	6000	
Erdgas GuD													
Jahr	2004												
Wirkungsgrad	%	55,5	57	60	62	55,5	57,5	58	59,5	59	61,5	62	
Investition	€/kW	410	400	550	440	410	400	425	550	400	605	375	
Leistung	MW	800	800	800	800	800	800	800	780	650	800	650	
Betriebskosten	% Inv./a	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	0	0	1,75	1,75	0	
Auslastung	h/a		2150	2150	2150	2150	2150	0	0	2150	6000	6000	
Braunkohle IGCC, CCS													
Jahr													
Wirkungsgrad	%							42	42	40,3	46	44,5	
Investition	€/kW							1994	1994	1815	2150	1650	
Leistung	MW							400	400	400	400	400	
Betriebskosten	% Inv./a												
Auslastung	h/a									6000	6000	6000	
Steinkohle IGCC, CCS													
Jahr													
Wirkungsgrad	%							44	44	44,3	48	46,5	
Investition	€/kW							1900	1994	1775	1900	1500	
Leistung	MW							275	275	275	700	275	
Betriebskosten	% Inv./a												
Auslastung	h/a									6000	6000	6000	

Anhang C: Literaturdaten Kraftwerke ohne und mit CCS

C.1 Kondensations Kohle-Kraftwerke

Quelle	DoE 2002b	DoE 2002b	Simbeck 2002 in IPCC 2005	Rubin et al 2004	IEA GHG 2004 in IPCC 2005	IEA GHG 2004 in IPCC 2005	IEA 2003 in Fische-dick et al 2007	ECOFYS 2004 in Fische-dick et al 2007	Williams 2000 in Fische-dick et al 2007	Henicks 1994 in David 2000	Smelser et al 1991 in David 2000	Simbeck 1998 in David 2000
Referenzanlage												
Leistung	462	506	520	524	758	754	k.A.	500	460	600	513.3	400
Wirkungsgrad	42.2	44.3	44.5	40.9	44	43.7	44	42	42.7	41	36.1	44.4
Investition	1.281	1.161	1.486	1.205	1.319	1.265	1.086	1.085	1.425	1.150	1.129	1.300
Bezugsjahr	2000	2000	2000	2002	2004	2004	2000	2000	2000	1994	1991	1998
Währungs-faktor	1.0827	1.0827	1.0827	1.0575	0.8039	0.8039	1	1	1	0.8407	0.807	0.892
Investition korrigiert	1.387	1.257	1.609	1.274	1.060	1.017	1.086	1.085	1.425	967	911	1.160
Preisindex (Basis Jahr 2000)	1.00	1.00	1.00	1.02	1.06	1.06	1.00	1.00	1.00	0.97	0.95	0.98
Inv. Korr., angepasst	1.387	1.257	1.609	1.244	1.001	960	1.086	1.085	1.425	997	958	1.180
Betriebskosten	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	33	50	72	39	68	52
% d. Inv. /a	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	5	5	3	6	4
Betriebskosten, kor.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	33	50	72	33	55	46
spez. Emission	0.774	0.736	0.76	0.811	0.743	0.747	k.A.	k.A.	k.A.	0.8	0.909	0.717
t _{CO2} /MWh												
Auslastung	0.65	0.8	0.8	0.75	0.85	0.85	0.94	0.86	0.8	0.75	0.75	0.75
CCS - Anlage												
Capture Technologie												
Leistung	329	367	408	492	666	676	k.A.	385	330	462	338.1	336.5
Wirkungsgrad	30.1	32.5	34.9	31.1	34.8	35.4	36	33.7	31	31.5	23.8	37.4
Gesamtinv.	2.219	1.943	2.578	1.936	1.894	2.007	1.823	1.880	2.385	2.073	2.484	2.022
Gesamtinv. Kor.	2.403	2.104	2.791	2.047	1.523	1.613	1.823	1.880	2.385	1.743	2.005	1.804
Betriebskosten CCS	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	78	79.7	129	84.8	196.4	80.8
% d. Inv. /a	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4	5	4	8	4
Betriebskosten CCS kor.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	78	80	129	71	158	72
Wirkungsgrad der CO2 Abtrennung	90	90	85	90	87.5	90	k.A.	k.A.	k.A.	90	90	85
spez. Emission	0.109	0.101	0.145	0.107	0.117	0.092	k.A.	k.A.	k.A.	0.1	0.138	0.128
CO2 Reduktion pro kWh	86	86	81	87	84	88	k.A.	k.A.	k.A.	88	85	82
CO2 captured	1.830	2.348	2.355	3.103	4.076	4.177	k.A.	k.A.	k.A.	2.856	2.756	1.599
Mio. tCO2												
% mehr												
Capture Energiebedarf	40	38	28	32	26	23	22	25	38	30	52	19
CCS-Plant derating	29	27	22	24	21	19	18	20	27	23	34	16
Anstieg Investition	73	67	73	61	44	59	68	73	67	80	120	56
Investition für CCS	938	782	1.092	731	575	742	737	795	960	923	1.355	722
Inv. für CCS korrigiert	1.016	847	1.182	773	462	596	737	795	960	776	1.093	644
Inv. CCS kor., angepasst	1.016	847	1.182	755	436	563	737	795	960	800	1.149	656
Anstieg Betriebskosten	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	136	59	79	119	190	556
Verlust Wirkungsgrad	12	12	10	10	9	8	8	8.3	11.7	10	12	7
Stromkosten Ref-Anlage	51.5	51	42.9	46.1	43.9	42.8	40.6	44	52.2	42.5	47.8	47.1
Stromkosten, CCS	85.6	82.4	70.9	74.1	62.4	63	62.9	65.6	82.8	73.7	104.4	69.8
Unterschied Stromkosten	34.1	31.4	28	28	18.5	20.2	22.3	21.6	30.6	31.2	56.6	22.7
Anstieg Stromkosten	66	62	65	61	42	47	55	49	59	73	118	48
Stromkosten, kor.	56	55	46	49	35	34	41	44	52	36	39	42
Stromkosten, CCS, kor.	92.7	89.2	76.8	78.4	50.2	50.6	62.9	65.6	82.8	62.0	84.3	62.3
Vermeidungskosten captured	35	28	34	23	24	29	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Vermeidungskosten (avoided)	51	49	43	29	31	40	k.A.	k.A.	k.A.	45	73	39
Vermeidungskosten (avoided), kor.	55	53	47	31	25	32	k.A.	k.A.	k.A.	38	59	35

C.1 Kondensations Kohle-Kraftwerke, Fortsetzung

Quelle	Nsakala et al 2003 in IPCC 2005	MIT 2007 in Finkenrath 2011	Global CCS Institute 2009 in Finkenrath 2011	Global CCS Institute 2009 in Finkenrath 2011	Steinkohle KW min	Steinkohle KW max	Steinkohle KW average	Oxy min	Oxy max	Oxy average
Referenzanlage										
Leistung	193	500	550	550	193	758	528	135	550	466
Wirkungsgrad	37	40,4	41,4	46,8	36,1	46,8	41,3	25,8	35,4	31
Investition	1.500	1.330	2.587	2.716	1.022	2.716	1.569	1.857	2.955	2.376
Bezugsjahr	2003	2005	2009	2009						
Währungsfaktor	0,884	0,8038	0,717	0,717						
Investition korrigiert	1.326	1.069	1.855	1.947	911	1.947	1.320			
Preisindex (Basis Jahr 2000)	1,04	1,11	1,19	1,19						
Inv. Korr., angepasst	1,271	966	1,553	1,630	958	1,630	1,216			
Betriebskosten	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	33	72	49			
Betriebskosten	% d. Inv./a	k.A.	k.A.	k.A.	3	6	4			
Betriebskosten, korr.	€/kW,a	k.A.	k.A.	k.A.	33	72	53			
spez. Emission	t _{CO2} /MWh	0,909	0,83	0,8	0,707	1,030				
Auslastung	%	0,8			0,65	0,94				
CCS -Anlage										
Capture Technologie	Oxy	Oxy	Oxy	Oxy	MEA	MEA	MEA	MEA	Oxy	Oxy
Leistung	197	500	550	550	283	676	460	135	550	466
Wirkungsgrad	31,3	32,1	30,8	34,7	24	37	31	25,8	35,4	31
Gesamtinv.	2.731	1.900	4.121	3.985	1.823	4.511	2.595	1.857	4.121	2.920
Gesamtinv. Korr.	2.414	1.527	2.955	2.857	1.523	3.234	2.230	1.527	2.955	2.376
Betriebskosten CCS	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	57	196	102	0,0	0,0	
Betriebskosten CCS	% d. Inv./a	k.A.	k.A.	k.A.	3	8	4			
Betriebskosten CCS korr.	€/kW,a	k.A.	k.A.	k.A.	61	158	97			
Wirkungsgrad der CO ₂ Abtrennung	%				85	95				
spez. Emission	t _{CO2} /MWh	0,073	0,104	0	0,059	0,148		0	0,105	
CO ₂ Reduktion pro kWh	%	92	87	100	80	93		87	100	
CO ₂ captured	Mio. tCO ₂				1.599	4.1774		2.363	2.363	
Capture Energiebedarf	Energie/kWh	18	26	34	19	52	35	18	43	
CCS-Plant derating	%	15	21	26	16	34		15	30	
Anstieg Investition	%	82	43	59	44	120		43	90	
Investition für CCS	€/kW	1.231	570	1.534	575	1.924	1.071	570	1.773	1.199
Inv. für CCS korrigiert	€/kW	1.088	458	1.100	910	1.350	922	458	1.294	972
Inv. CCS korr., angepasst	€/kW	1.043	414	921	762	1.182	866	414	1.147	856
Anstieg Betriebskosten	%				1	190	91	54	54	
Verlust Wirkungsgrad	%-Punkte	6	8,3	10,6	7	13	10	6	12	
Stromkosten Ref-Anlage	\$/MWh	45,3	k.A.	k.A.	k.A.	40	53	47	45	44
Stromkosten, CCS	\$/MWh	70,5	k.A.	k.A.	62	104	76	61	83	71
Unterschied Stromkosten	\$/MWh	25,2			18,5	56,6	29,5	17,2	37,2	
Anstieg Stromkosten	%	56			42	118	63	39	82	60
Stromkosten, korr.	€/MWh	62	k.A.	k.A.	34	56	45	40	45	42
Stromkosten, CCS, korr.	€/MWh	62	k.A.	k.A.	50	93	73	62	73	69
Vermeidungskosten captured	\$/t _{CO2}				23	36	29			
Vermeidungskosten (avoided)	\$/t _{CO2}	30	k.A.	k.A.	29	73	45	27	45	34
Vermeidungskosten (avoided), korr.	€/t _{CO2}	27	k.A.	k.A.	25	59	42	27	40	33

C.2 Retrofit bestehender Kohle-Kraftwerke

Quelle	Simbeck & McDonald 2005 in IPCC	Alstom 2001	Rao & Rubin 2002 in IPCC 2005	Rao & Rubin 2002 in IPCC 2005	Rao & Rubin 2002	Chen et al 2003 in IPCC 2005	Chen et al 2003 in IPCC 2005	Chen et al 2003 in IPCC 2005	Singh et al 2003	Gibbins et al 2004	Gibbins et al 2004	Gibbins et al 2005 in IPCC 2005	Marsh 2003	Marsh 2003	Min	Max	Average
Referenzanlage																	
Leistung	292	434	470	470	470	248	248	248	400						248	470	
Wirkungsgrad	36,2	36,2	36,6	36,6	36,6	33,1	33,1	33,1	33,1	43,5	43,5	36	38	36	33,1	43,5	
Investition	112	339	k.A.	k.A.	k.A.	0	0	0	0	480	480	160			0	480	
Betriebskosten	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.			k.A.			0		
Betriebskosten % d. Inv/a																	
spez. Emission	0,901	0,908	0,941	0,95	0,941	1,004	1,004	1,004	0,925						0,901	1,004	
Auslastung	0,8	0,87	0,75	0,75	0,75	0,8	0,8	0,8	0,913			0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	
CCS-Anlage																	
Capture Technologie	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA			
Leistung	294	255	275	275	288	140	282	282	400						140	400	
Wirkungsgrad	25,3	21,3	21,4	21,4	k.A.	18,7	k.A.	k.A.	k.A.	31,5	34,5	24	26	24	18,7	34,5	
Investition	1,059	1,941	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1,282	1,170	1,028	k.A.	k.A.	1,028	1,941	1,296
Betriebskosten	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0	0	
Betriebskosten, CCS	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0	0	
Betriebskosten, CCS % d. Inv/a																	
Wirkungsgrad der CO ₂	90	96	90	90	90	90	90	90	90	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	90	96	
Abtrennung																	
spez. Emission	0,129	0,062	0,161	0,160	k.A.	0,178	0,369	0,369	0,324	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0,062	0,369	
CO ₂ Reduktion pro kWh	86	93	83	83	k.A.	82	63	63	65	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	63	93	
CO ₂ captured	2,090	2,228	2,617	k.A.	k.A.	1,480	1,480	1,480	2,664	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1,480	2,664	
% mehr Energie/kWh	43	70	71	k.A.	63	77	k.A.	k.A.	k.A.	38	26	50	46	26	26	77	53
Investition CCS	947	1,602				837	647	654	846	802	690	868			647	1,602	877
Bezugsjahr	1999	2001	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2001	-	-	-	-	-	-	-	-
Währungsfaktor	0,9383	1,1166	1,0827	1,0827	1,0827	1,0827	1,0827	1,0827	1,1166	1,0575	1,0575	1,0575	1,061	1,061	1,0575	1,166	
Inv. CCS korrigiert	889	1,789				906	701	708	945						701	1,789	989
Anstieg Betriebskosten	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0	0	
% Verlust Wirkungsgrad	10,9	14,9	15,2	k.A.	k.A.	14,4	k.A.	k.A.	k.A.	12	12	12	12	12	9	15,2	12
Stromkosten Ref.-Anlage	18,8		18	18	18	20	20,6	20,6	20,6	27	27	26	22	23,2	18	27	
Stromkosten CCS	54,3		70,4	66,7	111,8	68,8	51,1	62,2	k.A.	58	53	65	54	59	51,1	111,8	64
Stromkosten, CCS, kor.	51		76	72	121	72	55	67		61	56	63	57	63	50,9	121	63
Anstieg Stromkosten	35,5	61,7	52,4	48,7	93,8	48,8	30,5	41,6	33,2	31	26	39	32	35,8	26	93,8	47
Anstieg Stromkosten Vermeidungskosten	189		291	271	521	234	148	202		115	96	150	145	154	96	521	210
captured	35	42	k.A.	k.A.		31	41	56	40	k.A.	k.A.	k.A.	30	31	30	56	38
Vermeidungskosten	45	73	67	59	119	56	48	66	55	k.A.	k.A.	k.A.			45	119	65
Vermeidungskosten, avoided, kor.	42	82	73	64	129	61	52	71	61	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42	129	70

C.3 IGCC Kohle-Kraftwerke

Quelle	NETL 2002	NETL 2002	NETL 2002	DoE 2002b	Simbeck 2002 in IPCC 2005	IEA GHG 2003 in IPCC 2005	IEA GHG 2003 in IPCC 2005	IEA GHG 2003 in IPCC 2005	Rubin et al 2005 in IPCC 2005	Rubin et al 2005 in IPCC 2005	IEA 2003 in Fischedick et al 2007	ECOFYS 2004 in Fischedick et al 2007	Williams 2002 in Fischedick et al 2007	Doctor et al 1997 in David 2000
Referenzanlage														
Leistung	MW	413	401	571	425	521	827	827	827	776	527	500	425	413,5
Wirkungsgrad	%	47,4	46,7	39,1	44,8	44,6	38	38	39,1	43,1	39,1	46	47	38,2
Investition	\$/kW	1370	1374	1169	1251	1486	1187	1187	1311	1371	1311	1335	1685	1332
Bezugsjahr		2002	2002	2002	2000	2000	2002	2002	2001	2000	2000	2000	2000	1997
Wahlfaktor	€/kW	1,0575	1,0575	1,0575	1,0627	1,0827	1,0575	1,0575	1,1166	1,1166	1,1166	1,1166	1,1166	1,08818
Inv. korrigiert	€/kW	1,449	1,453	1,236	1,354	1,609	1,255	1,255	1,464	1,464	1,464	1,335	1,685	1,175
Preisindex (Basis Jahr 2000)		1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,00	1,00	0,99
Inv. Korr., angepasst	€/kW	1,414	1,418	1,207	1,354	1,609	1,225	1,225	1,421	1,421	1,421	1,335	1,665	1,190
Betriebskosten	\$/kW.a	43,6	45,1	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	37,1	57,5	61,1
% d. Inv./a		3	3	3	3	3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3	4
Betriebskosten korr.	€/kW.a	46	48	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	37	58	59	54
Spez. Emission	t _{co2} /MWh	0,682	0,692	0,846	0,718	0,725	0,833	0,833	0,817	0,817	0,817	k.A.	k.A.	0,79
Auslastung	%	0,85	0,85	0,8	0,65	0,8	0,85	0,85	0,75	0,75	0,65	0,94	0,8	0,75
CCS-Anlage														
Capture Technologie		Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	Selelex	k.A.	k.A.	Selelex
Leistung	MW	351	359	457	404	455	730	742	492	676	492	k.A.	450	377,5
Wirkungsgrad	%	40,1	40,1	31,3	38,5	39	31,5	32	33,8	34,5	33,8	40	42,2	37
Gesamtinvest.	\$/kW	2,270	1,897	1,549	1,844	2,067	2,007	1,414	1,748	1,860	1,748	1,733	2,375	1,687
Gesamtinv., korr.	€/kW	2,401	2,006	1,638	1,996	2,238	2,122	1,495	1,952	1,967	1,952	1,733	2,375	1,488
Betriebskosten CCS	\$/kW.a	66,3	58,6	50	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	55	87,5	73,6
Betriebskosten CCS, korr.	€/kW.a	70	62	53	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	55	88	72	65
Wirkungsgrad der CO2 Abtrennung	%	89,2	87	89	91	91,2	85	85	90	85	90	k.A.	k.A.	80
Spez. Emission	t _{co2} /MWh	0,087	0,105	0,116	0,075	0,065	0,152	0,151	0,097	0,142	0,097	k.A.	k.A.	0,176
CO ₂ Reduktion pro kWh	%	87	85	86	90	91	82	82	88	81	88	k.A.	k.A.	78
CO ₂ captured	Mto. t _{co2}	1,803	1,870	2,368	1,379	2,151	4,682	4,728	2,749	4,050	2,383	k.A.	k.A.	1,713
Capture Energiebedarf	\$/kWh	18	16	25	16	14	21	19	16	25	16	15	11	10
CCS-Plant derating	%	15	14	20	14	13	17	16	14	20	14	13	10	9
Anstieg Investition	%	66	38	33	47	39	69	69	33	36	33	30	41	30
Investitionskosten für CCS	\$/kW	900	523	380	593	581	820	227	489	437	398	690	465	355
Inv. CCS korrigiert	€/kW	952	553	402	642	629	867	240	488	517	488	398	690	465
Inv. CCS korr., angepasst	€/kW	929	540	392	642	629	847	234	474	505	474	398	690	465
Anstieg Betriebskosten	%	52	30	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	48	52	21	20
Verlust Wirkungsgrad	%-Punkte	7,3	6,6	7,8	6,3	5,6	6,5	6	5,3	8,6	6	6	4,8	3,4
Stromkosten Ref-Anlage	\$/MWh	40,6	40,9	43,4	47,7	43	45	45	48	48,3	61	45	52,4	50,8
Stromkosten CCS	\$/MWh	62,9	54,4	59,9	65,8	57,7	56	63	62,6	79	55,8	69,5	64,5	61,8
Unterschied Stromkosten	\$/MWh	22,3	13,5	16,5	18,1	14,7	11	18	14,3	18	10,8	17,1	12,3	11
Anstieg Stromkosten	%	55	33	38	38	34	24	20	30	31	24	33	24	22
Stromkosten, korr.	€/MWh	42,9	43,3	45,9	51,6	46,6	47,6	50,8	53,9	68,1	45,0	52,4	52,2	44,8
Stromkosten, CCS, korr.	€/MWh	66,5	57,5	63,3	71,2	62,5	59,2	57,1	66,6	69,9	86,2	55,8	69,5	64,5
Vermeidungskosten (captured)	\$/t _{co2}	32	19	18	30	21	13	11	17	19	21	k.A.	k.A.	k.A.
Vermeidungskosten (avoided)	\$/t _{co2}	37	23	23	28	22	16	13	24	24	20	25	k.A.	k.A.
Vermeidungskosten (avoided), korr.	€/t _{co2}	39	24	24	30	24	17	14	22	25	28	k.A.	k.A.	16

C.3 IGCC Kohle-Kraftwerke, Fortsetzung

Quelle	Chiesa et al 1998 in David 2000	Simbeck 1998 in David 2000	Henriks 1994 in David 2000	Condorelli 1991 in David 2000	Stork Engineering Consultancy in David 2000	DoE 2000	Rubin et al 2007	MIT 2007 in Finkenrath 2011	NETL 2010 in Finkenrath 2011	NETL 2010 in Finkenrath 2011	NETL 2010 in Finkenrath 2011	Camegie 2009 in Finkenrath 2011	EPRI 2009 in Finkenrath 2011	EPRI 2009 in Finkenrath 2011	Global CCS Institute 2009 in Finkenrath 2011	Min	Max	Average
Referenzanlage																		
Leistung	404,1	400	600	431,6	408	462	538	500	622	625	629	538	573	603	636	400	827	540
Wirkungsgrad	43,7	47,3	43,6	36,8	46,3	42,2	38,8	40,3	40,9	41,7	44,2	40	41	41,2	43,2	36,8	47,4	42
Investition	1536	1300	1265	1600	1471	1262	1567	1430	2447	2351	2716	1823	3239	2984	3521	1169	3521	1705
Bezugsjahr	1988	1988	1994	1991	1999	2000	2005	2005	2007	2007	2007	2008	2008	2008	2009			
Währungsfaktor	0,892	0,892	0,9407	0,807	0,9383	1,0827	0,8038	0,8038	0,7297	0,7297	0,7297	0,6799	0,6799	0,6799	0,7171			
Inv. korrigiert	1,370	1,160	1,063	1,291	1,380	1,366	1,260	1,149	1,786	1,716	1,982	1,239	2,202	2,029	2,525	1,063	2,525	1,492
Preisindex (Basis Jahr 2000)	0,98	0,98	0,97	0,95	0,97	1,00	1,11	1,11	1,18	1,18	1,18	1,25	1,25	1,25	1,19			
Inv. Korr., angepasst	1,395	1,150	1,096	1,357	1,419	1,366	1,139	1,039	1,511	1,452	1,678	995	1,768	1,629	2,113	985	2,113	1,401
Betriebskosten	38,1	51,9	42,7	68,3	63,1	46,27	4	4								37,1	68,3	51
Betriebskosten % d. Inv/a	2	4	3	4	4	4	4									2	5	5
Betriebskosten	34	46	36	55	59	50	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	38	69	52
Betriebskosten korr.																		
spez. Emission	0,709	0,674	0,76	0,868	0,71	0,718	0,822	0,832	0,782	0,776	0,723	0,819	0,845	0,806	0,753	0,674	0,868	
t _{CO2} /MWh																		
Auslastung	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,65	0,75									0,65	0,94	
CCS-Anlage																		
Capture technologie	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl	Selexl			
Leistung	345,6	314,4	500	347,4	382	403,6	493	500	543	514	497	495	482	507	517	314,4	742	473
Wirkungsgrad	37,3	37,2	36,3	29,6	38,2	38,5	33,5	32,7	34,3	32,6	32,8	34,5	32,3	32,3	33,6	42,2	42,2	35
Gesamtwert	1,913	1,767	1,799	2,152	2,204	1,642	2,076	1,890	3,334	3,466	3,904	2,513	4,221	3,940	4,373	1,414	4,373	2,325
Gesamtwert, korr.	1,706	1,576	1,512	1,737	2,068	1,778	1,669	1,519	2,433	2,529	2,849	1,709	2,870	2,679	3,135	1,488	3,135	2,040
Betriebskosten CCS	47,3	71,6	61,8	123,5	97,9	54,56	3									47,3	123,5	71
Betriebskosten % d. Inv/a	2	4	3	6	4	3	3									2	6	6
Betriebskosten	42	64	52	100	92	59	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42	100	67
Betriebskosten CCS, korr.																		
Wirkungsgrad der CO2 Abtrennung	91	90	96	90	82	91	90									80	96	
spez. Emission	0,071	0,088	0,04	0,105	0,134	0,073	0,097	0,102	0,093	0,098	0,099	0,094	0,141	0,135	0,09	0,040	0,176	
t _{CO2} /MWh								88	88	87	86	89	83	88	88	78	95	
CO ₂ Reduktion pro kWh																		
CO ₂ captured	1,725	1,589	2,867	2,223	1,778	1,648	2,768									1,379	4,728	
% mehr																		
Capture Energiebedarf	17	27	20	24	21	10	16	23	19	28	35	16	27	28	29	10	35	20
CCS-Plant derating	15	21	17	20	17	9	13	19	16	22	26	14	21	22	22	9	26	15
Anstieg Investition	25	36	42	35	50	30	32	32	36	47	44	38	30	32	24	19	69	37
Investitionskosten für CCS	377	467	534	552	733	380	509	460	887	1115	1188	690	982	956	852	227	1188	620
Inv. CCS korrigiert	336	417	449	445	688	411	409	370	647	814	867	469	668	650	611	240	952	548
Inv. CCS korr., angepasst	342	424	463	468	707	411	370	334	548	669	734	377	536	522	511	234	929	516
Anstieg Betriebskosten	24	38	45	81	55	18										18	81	40
Verlust Wirkungsgrad	6,4	10,1	7,3	7,2	8,1	3,7	5,2	7,6	6,6	9,1	11,4	5,5	8,7	8,9	9,6	3,4	11,4	6,9
Stromkosten CCS	50,6	46,5	45	58,5	52,3	52,4	55,5									40,6	61	49
Stromkosten Ref. Anlage	62,2	62,5	62,1	82,3	76,3	65,7	71,9									54	82,3	64
Unterschied Stromkosten	11,6	16	17,1	23,8	24	13,3	16,4									9	24	16
Anstieg Stromkosten	23	34	38	41	46	25	30									20	55	32
Stromkosten, korr.	45,1	41,5	37,8	47,2	49,1	56,7	44,6	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	38	68	48
Stromkosten, CCS, korr.	55,5	55,8	52,2	66,4	71,6	71,1	57,8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	52	88	64
Vermeidungskosten (captured)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	11	32	20
Vermeidungskosten (avoided)	18	27	24	31	42	k.A.	22,6									13	42	24
Vermeidungskosten (avoided), korr. t _{CO2}	16	24	20	25	39	k.A.	18	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	14	39	24

C.4 GuD Erdgas-Kraftwerke

Quelle	DoE 2002b	NETL 2002	IEA GHG 2004 in IPCC 2005	IEA GHG 2004 in IPCC 2005	CCP 2005 in IPCC 2005	Rubin et al 2005 in IPCC 2005	Rubin et al 2005 in IPCC 2005	IEA 2003 in Fischel et al 2007	ECOFYS 2004 in Fischel et al 2007	Williams 2002 in Fischel et al 2007	Simbeck 1998 in David 2000
Referenzanlage											
Leistung	509	379	776	776	392	507	507	507	500	385	400
Wirkungsgrad	55,6	57,9	55,6	55,6	57,6	55,8	55,8	59	58	53,6	60
Investition	510	515	539	539	724	554	554	424	480	590	485
Bezugsjahr	2000	2002	2004	2004	-	2001	2001	2000	2000	2000	1998
Währungsfaktor	1,0827	1,0575	0,8039	0,8039	1	1,1166	1,1166	1	1	1	0,892
Inv. korrigiert	552	545	433	433	724	619	619	424	480	590	433
Preisindex (Basis Jahr 2000)	1,00	1,02	1,06	1,06	1,06	1,03	1,03	1,00	1,00	1,00	0,98
Inv. kor., angepasst	553	546	434	434	724	620	620	425	481	591	434
Betriebskosten	\$/kW,a	14,2	26,8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	14,8	37,3	23,3	19,7
Betriebskosten % d. Inv./a	3	5	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	8	4	4
Betriebskosten kor.	€/KW,a	15	28	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	15	37	23	18
spez. Emission	t _{CO2} /MWh	0,364	0,344	0,379	0,379	0,367	0,367	0,367	k.A.	k.A.	0,33
Auslastung	%	0,65	0,85	0,85	0,85	0,95	0,75	0,5	0,94	0,86	0,75
CCS-Anlage											
Capture Technologie											
Leistung	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA	MEGA
Wirkungsgrad	399	327	662	692	323	432	432	432	440	310	353,7
Gesamtinvestition	47,4	49,9	47,4	49,6	47,4	47,6	47,6	51	52	43,3	53
Gesamtinv. Kor.	1,088	911	938	958	1,261	909	909	850	890	1,125	1,135
Betriebskosten, CCS	€/KW,a	26,6	44,4	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	35	51,7	52,8	45,3
Betriebskosten, CCS % d. Inv./a	2	5	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	6	5	4
Betriebskosten CCS, kor.	€/KW,a	29	47	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	35	52	53	40
Abtrennung	%	90	90	85	86	90	90	90	k.A.	k.A.	85
spez. Emission	t _{CO2} /MWh	0,045	0,040	0,066	0,063	0,043	0,043	0,043	k.A.	k.A.	0,056
CO ₂ Reduktion pro kWh	%	88	88	83	83	88	88	88	k.A.	k.A.	83
CO ₂ captured	Mio. t _{CO2}	0,949	0,875	1,844	1,844	1,099	1,099	0,733	k.A.	k.A.	0,738
Capture Energiebedarf	€/kWh	17	16	17	12	22	17	17	16	24	13
CCS-Plant derating	%	15	14	15	11	18	15	15	14	10	12
Anstieg Investition	%	113	77	74	78	74	64	64	100	85	91
Investitionskosten für CCS	€/KW	578	396	399	419	537	355	355	426	410	650
Inv. CCS korrigiert	€/KW	626	419	321	337	537	396	396	426	410	535
Inv. CCS kor., angepasst	€/KW	626	409	303	318	k.A.	385	385	426	410	535
Anstieg Betriebskosten	%	87	66	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	136	39	127	130
Verlust Wirkungsgrad	%-Punkte	8,2	8	8,2	6	10,2	8,2	8,2	8	6	10,3
Stromkosten Ref-Anlage	€/MWh	34,2	34,7	31,3	31,3	34,2	43,1	50	45,3	50	52,7
Stromkosten CCS	€/MWh	54,5	48,3	44	43,1	51,8	58,9	72	59,5	62,7	74,9
Unterschied Stromkosten	€/MWh	20,3	13,6	12,7	11,8	17,6	15,8	22	14,2	12,7	22,2
Anstieg Stromkosten	%	59	39	41	38	51	37	44	31	25	42
Stromkosten, kor.	€/MWh	37,0	36,7	25,2	25,2	34,2	48,1	55,8	45,3	50,0	52,7
Stromkosten, CCS, kor.	€/MWh	59,0	51,1	35,4	34,6	51,8	65,8	80,4	59,5	62,7	74,9
Vermeidungskosten (captured)	€/t _{CO2}	k.A.	38	34	33	46	41	57	k.A.	k.A.	k.A.
Vermeidungskosten (avoided)	€/t _{CO2}	k.A.	45	41	37	57	49	68	k.A.	k.A.	k.A.
Vermeidungskosten (avoided), kor.	€/t _{CO2}	k.A.	48	33	30	57	55	76	k.A.	k.A.	69

C.4 GuD Erdgas-Kraftwerke, Fortsetzung

Quelle	Bolland & Saether 1992 in David 2000	Stork Engineering Consultancy 1999 in David 2000	Chiesa & Consonni 1999 in David 2000	DoE 2000	Rubin et al 2007	NETL 2010 in Finkenrat h 2011	CCP 2009 in Finkenrat h 2011	CCP 2009 in Finkenrat h 2011	CCP 2009 in Finkenrat h 2011	CCP 2009 in Finkenrat h 2011	Global CCS Institute 2009 in Finkenrat h 2011	Min	Max	Average
Referenzanlage														
Leistung	721.2	790	373.2	384	507	555	395	395	395	395	560	373.2	790	505
Wirkungsgrad	52.2	56.2	53.3	59.5	55.8	55.2	58	58	58	58	55.9	52.2	60	56
Investition	754	414	531	500	671	718	1245	1245	1245	1245	957	414	1245	616
Bezugsjahr	1992	1999	1999	2000	2005	2007	2008	2008	2008	2008	2009	2009	2009	2009
Währungsfaktor	0.7704	0.9383	0.9383	1.0827	0.8038	0.7297	0.6799	0.6799	0.6799	0.6799	0.7117			
Inv. korrigiert	581	388	498	541	539	524	846	846	846	846	686	388	846	550
Preisindex (Basis Jahr 2000)	0.96	0.97	0.97	1.00	1.11	1.18	1.25	1.25	1.25	1.25	1.19			
Inv. kor., angepasst	582	389	499	542	540	525	848	848	848	848	687	389	848	551
Betriebskosten	17.7	14.5	14.5	18.33								14.2	37.3	20
Betriebskosten % d. Inv./a	2	4	3	4								2	8	8
Betriebskosten kor.	14	14	14	20	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	14	37	20
spez. Emission	0.4	0.37	0.374	0.338	0.367	0.365	0.370	0.370	0.370	0.370	0.362	0.330	0.4	
CO ₂ /MWh														
Auslastung	0.75	0.75	0.75	0.65	0.75							0.5	0.95	
CCS-Anlage														
Capture Technologie	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA									
Leistung	615.3	663	336.6	311	432	474	322	367	360	361	482	310	692	433
Wirkungsgrad	44.5	47.2	48.1	48.1	47.6	47.1	47.3	49.3	49.7	49.7	48.1	43.3	53	48
Gesamtinvestition	1.317	786	807	940	1.091	1.497	2.358	1.741	1.766	1.767	1.870	786	2.358	1.224
Gesamtinv. Kor.	1.015	738	757	1.018	877	1.092	1.603	1.184	1.214	1.201	1.341	738	1.603	1.040
Betriebskosten, CCS	34.2	29.6	23.7	45.13								23.7	52.8	39
Betriebskosten % d. Inv./a	3	4	3	5								2	6	6
Betriebskosten CCS, kor.	26	28	22	49	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	22	53	38
Abtrennung	90	86	91	90	90							85	91	88
spez. Emission	0.046	0.061	0.037	0.04	0.043	0.043	0.06	0.06	0.06	0.06	0.042	0.037	0.066	
CO ₂ Reduktion pro kWh	89	84	90	88	88	88	84	84	84	84	88	83	90	86
CO ₂ captured	1.711	1.653	0.835	0.669	1.100							0.669	1.844	
% mehr														
Capture Energiebedarf	17	19	11	24	17	17	23	18	17	17	16	11	24	20
CCS-Plant derating	15	16	10	19	15	15	18	15	14	14	14	10	19	15
Anstieg Investition	7.5	9.0	5.2	8.8	6.3	10.8	8.9	4.0	4.3	4.2	9.5	4.0	13.4	7.9
Investitionskosten für CCS	563	372	276	440	420	779	1113	496	541	522	913	276	1113	523
Inv. CCS korrigiert	434	349	259	476	338	568	757	337	368	355	655	259	757	449
Inv. CCS kor., angepasst	450	359	266	476	305	481	608	271	295	285	548	266	626	416
Anstieg Betriebskosten	93	104	63	146	63	146						39	146	99
Verlust Wirkungsgrad	7.7	9	5.2	11.4	8.2	8.1	10.7	8.7	8.3	8.3	7.8	5.2	11.4	9
Stromkosten Ref.-Anlage	39.1	29.4	33	33.5	60.3							29.4	60.3	40
Stromkosten CCS	57.7	43.6	42.9	54.1	80.6							42.9	80.6	56
Unterschied Stromkosten	18.6	14.2	9.9	20.6	20.3							9.9	22.2	17
Anstieg Stromkosten	48	48	30	61	34							25	68	44
Stromkosten, kor.	30.1	27.6	31.0	36.3	48.5	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	25	68	38
Stromkosten, CCS, kor.	44.5	40.9	40.3	58.6	64.8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	35	80	54
Vermeidungskosten (captured)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.							33	57	42
Vermeidungskosten (avoided)	53	46	29	k.A.	62.6	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	29	77	51
Vermeidungskosten (avoided), kor.	41	43	27	k.A.	50	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	27	76	48

Literaturverzeichnis

- Alstom 2003:** „Greenhouse Gas Emissions Control by Oxygen Firing in Circulating Fluidized Bed Boilers: Phase 1 – A Preliminary Systems Evaluation”, Final Report angefertigt für National Energy Technology Laboratory und US Department of Energy.
- Alstom 2001:** „Engineering Feasibility and Economics of CO₂ Capture on an Existing Coal-fired Power Plant”, Final Report angefertigt für Ohio Department of Development, US Department of Energy, National Energy Laboratory.
- AGFW-Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (Hrsg.) 2002:** „Pluralistische Wärmeversorgung – Zeithorizont 2005“.
- Arthur, W. B. 1989:** „Competing Technologies, Increasing Returns and Lock-In by Historical Events”, *Economic Journal* 99, S. 116-131.
- Arvizu, D. 2008:** „Potential Role and Contribution of Direct Solar Energy to the Mitigation of Climate Change“, in Hohmeyer und Trittin (Eds), IPCC scoping meeting on renewable energy sources, Tagungsband, S. 33-58.
- Atomgesetz 2011:** „Atomgesetz (AtG): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren“, Ausfertigungsdatum 23.12.1959. Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. November 2011 geändert worden ist, zuletzt abgerufen am 04.01.2012 von <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/atg/gesamt.pdf>
- Atomgesetz 2010:** „Atomgesetz (AtG): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 23. Dezember 1959, Neufassung vom 15. Juli 1985, zuletzt geändert durch das Gesetz vom 08. Dezember 2010“, Berlin
- Atomgesetz 2002:** „Atomgesetz (AtG): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 23. Dezember 1959, Neufassung vom 15. Juli 1985, zuletzt geändert durch das Gesetz vom 27. April 2002“, Berlin.
- Barreto, L. 2001:** “Technological Learning in Energy Optimisation Models and Deployment of Emerging Technologies” Dissertation Swiss Federal Institute of Technology Zurich.
- Barrio, M., A. Aspelund, T. Weydahl, T. E. Sandvik, L. R. Wongraven, H. Krogstad, R. Henningsen, M. Mølnvik, S. I. Eide 2004:** „Ship-based transport of CO₂“, paper of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)
- Barthel, C., M. Bruns, W. Irrek, S. Thomas 2006:** „Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen“, Kurzfassung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH. Endbericht im Auftrag der E.ON AG.
- Bartol, A., E. Herkommer 2004:** „Der aktuelle Begriff – Nachhaltigkeit“, Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, zuletzt abgerufen am 10.06.2004 von www.bundestag.de/bic/analysen/index.html.

- Barzantny, K., S. Achner, A. Böhling, S. Schurig 2007:** „Klimaschutz PlanB – Nationales Energiekonzept bis 2020“, Studie angefertigt von EUTech Management GmbH im Auftrag von Greenpeace e.V. (Hrsg.), Aachen.
- Bauer, M. 2008:** „Kann die Endlagerung von CO₂ das Klima retten?“, online Artikel vom 07.03.2008, zuletzt abgerufen am 02.06.2008 von www.focus.de/wissen/wissenschaft/klima/odenwalds_universum/odenwalds-universum_aid264177.html.
- Bauer, N. 2005:** „Carbon Capturing and Sequestration – an option to buy time“, Dissertation, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät an der Universität Potsdam.
- Becker, R., A. Boehringer, T. Charisse, J. Frauenstein, F. Gagelmann, H. Ginzky, H.-J. Hummel, K. Karschunke, K. Lipsius, C. Lohse, M. Marty, K. Müschen, L. Schäfer, R. Sternkopf, K. Werner 2009:** „CCS-Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik“, Studie herausgegeben vom Umweltbundesamt, zuletzt abgerufen am 28.07.2011 von <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3804.pdf>
- Beckervordersandforth, C., W. Nowak 2005:** „Gaswirtschaft – Gastechnik“, in BWK – Das Energie Fachmagazin, Bd. 57 Nr. 4, S. 101-110, Springer Verlag.
- Bentham, M., G. Kirby 2005:** „CO₂ Storage in Saline Aquifers“, in Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, S. 559-567.
- Berg, H., T. Koch 2008:** „Pfadabhängigkeiten und Lock-in Phänomene im Wirtschaftsgeschehen am Beispiel von Peak Oil“, in Wirtschaftspolitische Blätter 4/2008, S. 851-865.
- Bessau, D., T. Lenk 1999:** „Strategisches Innovationsmanagement. Allgemeine Ansätze und besondere Ansätze für Klein- und Mittelunternehmen“, ECOVIN-Arbeitsbericht Nr. 3, Universität Leipzig, Institut für Finanzen, Finanzwissenschaft.
- Blohm, M., C. Erdmenger, H. Ginzky, M. Marty, R. Beckers, S. Briem, U. Clausen, C. Lohse, J. Rechenberg, L. Schäfer, R. Sternkopf 2006:** „Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung“, Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen, zuletzt abgerufen am 28.07.2011 von <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3074.pdf>
- Bock, B., R. Rhudy, H. Herzog, M. Klett, J. Davison, D. De La Torre Ugarte, D. Simbeck 2003:** „Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Enhancement Options“, Final Report.
- Bollmann, P. 1990:** „Technischer Fortschritt und wirtschaftlicher Wandel: eine Gegenüberstellung neoklassischer und evolutorischer Innovationsforschung“, Heidelberg: Physica Verlag.
- Bohm, M. 2006:** “Capture Ready Power Plants – Options, Technologies and Economics”, Master Thesis Massachusetts Institute of Technology.
- Bohm, M., H. Herzog, J. Parsons, R. Sekar 2005:** „Capture-Ready Coal Plants – Options, Technologies and Economics“, paper of 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-8).

- Bothe, D., A. Seeliger 2006:** „Erdgas – sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?“, EWI Working Paper Nr. 06/2, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, zuletzt abgerufen 22.03.2007 von http://www.ewi.uni-koeln.de/ewi/content/e266/e283/e4389/ewiwp0602_ger.pdf
- Brand, V. 1996:** „Rückhaltung von Kohlendioxid in Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung“, Fortschritts-Bericht VDI-Reihe 6 Nr. 350, Düsseldorf, VDI-Verlag.
- Brandes, G, T. Rüggeberg 2005:** „Bündelung von Know-how im COORETEC-Programm“, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55 Jg. (2005), Heft 8, Special, S. 7-10.
- Brundtland, G. H., V. Hauff 1987:** „Unsere gemeinsame Zukunft“, Eggenkamp-Verlag, Greven 1987. →kann wahrscheinlich weg!!
- BGR-Bundesanstalt für Geowissenschaften für Geowissenschaften und Rohstoffe 2010:** „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“. Kurzstudie.
- BGR-Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2005:** „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005“.
- BGR-Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2002:** „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002“, Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.
- BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2011:** „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010“. Stand 23.03.2011.
- BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2010** (Auftraggeber): „Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie“, Bearbeitung Ingenieurbüro Floecksmühle, Universität Stuttgart Institut für Strömungsmaschinen und Hydraulische Strömungsmaschinen, Fichtner GmbH und Co. KG.
- BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2004:** „Atomkraft: Wiedergeburt eines Auslaufmodells“, Themenpapier.
- BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002b:** „Denkschrift und Anlagen zum Kyoto Protokoll“, Deutsche Übersetzung, Stand 2002, zuletzt abgerufen am 03.01.2012 von http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kyoto_denkschr.pdf
- BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002a:** „Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen“, Deutsche Übersetzung des Kyoto-Protokolls, zuletzt abgerufen am 03.01.2012 von <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/protodt.pdf>
- BMWA-Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2005:** „Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung“.

- BMWA-Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.) 2003:** „Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke“, Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppe.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2011a:** „Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung“, Stand 07.12.2011.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2011:** „Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung“, Stand 13.01.2011.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2009:** „Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung“, Stand 26.05.2009.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2008:** „Sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Stromversorgung in Deutschland – Geht es ohne Kernenergie?“
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.) 2001:** „Energieforschung Investition in die Zukunft“, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMBF - Bundesministerium für Bildung und Forschung 2007:** „Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland“, gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2010:** „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, 28. September 2010, zuletzt abgerufen am 03.01.2012 von http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf.
- BMWi-Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2006:** „Energieversorgung für Deutschland“, Statusbericht für den Energiegipfel am 03. April 2006.
- BSH-Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2012:** Übersicht der in Nord- und Ostsee geplanten, genehmigten, nicht genehmigten, im Bau und im Betrieb befindlichen Offshore-Windparks, zuletzt abgerufen am 05.01.2012 von <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/OstseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf> für die Ostsee (Stand 16.11.2011), <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf> für die Nordsee (Stand 04.01.2012).
- BSH-Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2011:** Stand der Genehmigungsverfahren für Offshore Windenergieprojekte in der deutschen Nord- und Ostsee auf der Internetseite des BSH, zuletzt abgerufen am 23.03.2011 von <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks//index.jsp>

- BSW-Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2011:** „Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)“, Oktober 2011, zuletzt abgerufen am 06.01.2012 von http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW_Solar_Fakten_PV_1110.pdf
- Bundesregierung 2011:** „Kernerenergie – eine notwendige Brückentechnologie“. Artikel auf der Internetseite der Bundesregierung, zuletzt abgerufen am 23.03.2011 von <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatistischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernerenergie.html>.
- Bundesregierung 2002b:** „Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung“, Bundestags Drucksache 14/8953, zuletzt abgerufen am 02.01.2012 von http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/_Anlagen/2006-2007/perspektiven-fuer-deutschland-langfassung.property=publicationFile.pdf/perspektiven-fuer-deutschland-langfassung .
- Bundesregierung 2002a:** „Strategiepapier der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung“, Berlin.
- Butz, C. 2002:** „PV 2002 – Markt, Akteure und Prognosen“, Sarasin Studie.
- CDU, CSU, FDP 2009:** “Wachstum. Bildung. Zusammenhalt.” Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP. 17. Legislaturperiode.
- Christensen, N. P., S. Holloway 2004:** “Geological Storage of CO₂ from Combustion of fossil Fuel”, European Fifth Union Framework Programme for Research and Development, Project No. ENK6-CT-1999-00010.
- Cowan, R. 2000:** „Learning Curves and Technology Policy: On Technology Competitions, Lock-in and Entrenchment“, in Wene, C.-O., A. Voß, T. Fried (eds.): Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies. Forschungsbericht 67 Universität Stuttgart, Proceedings of the IEA international workshop at Stuttgart 1999, S. 33-51.
- Cowan, R. 1990:** „Nuclear Power Reactors: A Study into technological Lock-in“, The Journal of Economic History, Vol. 50, No. 3, S. 541-567.
- Cremer, C, U. Böde, H. Bradke, R. Walz, L. Behnke, M. Kleemann, U. Birnbaum, . Heckler, G. Kolb, P. Markewitz, K. Leubner 2001:** „Systematisierung der Potentiale und Optionen“, Endbericht an die Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung und Forschungszentrum Jülich Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung.
- Damen, K. 2007:** “Reforming Fossil Fuel Use, The Merits, Costs and Risks of Carbon Dioxide Capture and Storage”, Dissertation an der Utrecht Universität.
- David, J. 2000:** „Economic Evaluation of Leading Technology Options for Sequestration of Carbon Dioxide“, Masterarbeit am Massachusetts Institute of Technology.
- David, P. A. 2001:** „Path Dependence, its critics, and the quest for ‘historical economics’“, in Garrouste, P., S. Ioannides (eds.): Evolution and Path Dependence in Economic Ideas, S. 15-40. Cheltenham UK: Edward Elgar.

- David, P. A. 1985:** „Clio and the Economics of QWERTY“, American Economic Review, 75(2), S. 332-337.
- Deimling, S., M. Kaltschmitt, B. Schneider, C. Rösch, B. Jahraus, P. Heinrich, H. Hartmann, I. Lewandowski, V. Siegle, H. Spliethoff, I. Obernberger 2000:** Leitfaden Bioenergie Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen“, im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML), FKZ 97 NR 022.
- DENA-Deutsche Energieagentur GmbH (dena) 2006:** Internetseite des Projekts „Renewables made in Germany“, zuletzt abgerufen am 23.08.2006 von <http://www.renewables-made-in-germany.com/de/feste-biomasse-und-biokraftstoffe/>.
- DENA-Deutsche Energie Agentur GmbH 2005:** „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.
- DENA-Deutsche Energie-Agentur GmbH 2004:** „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Deutsches Windenergie-Institut, E.on Netz, Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur, Endbericht.
- DUH-Deutsche Umwelthilfe 2010:** Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland, zuletzt abgerufen am 17.11.2010 von http://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Kohlekraftwerke/DUH_Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2010.pdf.
- Deutscher Bundestag (Hrsg.) 2002:** „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“, Bericht der Enquete Kommission, Drs. 14/2687, Berlin.
- Deutsches Windenergieinstitut 2001:** „Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen“, Studie im Auftrag des Umweltministeriums des Landes Niedersachsen.
- Dosi, G. 1988:** „Sources, Procedures and Microeconomic Effects of Innovation“ in Journal of Economic Literature XXVI, S. 1120-1171.
- Dosi, G. 1982:** „Technological paradigms and technological trajectories“, in Research Policy 11, S. 147-162.
- Dong energy 2007:** Nachricht vom 01.05.2007, zuletzt abgerufen am 14.07.2007 von http://www.dongenergy.com/en/pr/fondsboersmeddelelser/Stock_exchange_announcements_2007/SEA2007_Data/DONG+Energy+to+proceed+with+Horns+Rev+2.htm
- DoE-U.S. Department of Energy 2002a:** „Evaluation of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Recovery“, angefertigt von Parsons Infrastructure and Technology Group Inc., Contract No. DE-AM26-99FT40465, Reading, Pennsylvania.

- DoE-U.S. Department of Energy 2002b:** „Updated Costs and Performance Estimates for Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal“, angefertigt von Parsons Infrastructure and Technology Group Inc., Reading, Pennsylvania.
- DoE-U.S. Department of Energy 2000:** „Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal“, angefertigt von Parsons Infrastructure and Technology Group Inc. und Wolk Integrated Technical Services, Reading, Pennsylvania und San Jose Kalifornien.
- DTI-Department of Trade and Industry 2000a:** „Carbon Dioxide Capture and Storage“.
- DTI-Department of Trade and Industry 2000b:** „Fluidised Bed Combustion Systems for Power Generation and other Industrial Applications“, Cleaner Coal Technology Programme, Technology Status Report 011.
- Duckat, R., M. Treber, C. Bals, G. Kier 2004:** „CO₂ Abscheidung und -Lagerung als Beitrag zum Klimaschutz“, Ergebnisse des „IPCC Workshop on Carbon Dioxid Capture and Storage“ vom November 2002 und Bewertung durch Germanwatch.
- Durth, R., H. Körner, K. Michaelowa (eds.) 2002:** „Neue Entwicklungsökonomik“, Stuttgart: Lucins und Lucins.
- Effenberger, H. 2005:** „Dampferzeugung und Kraftwerke“, in BWK – Das Energie Fachmagazin, Bd. 57 Nr. 4, S. 132-138, Springer Verlag.
- Effenberger, H. 2000:** „Dampferzeugung“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg.
- Ehlers, U. 2005:** „Windenergie und Druckluftspeicher: Netzentlastung und Reservestellung mit Druckluftspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil“, Diplomarbeit, Universität/Fachhochschule Flensburg, Lehrstuhl für Energie- und Umweltmanagement.
- Energiespektrum 2006:** „Gas macht Kohle sauber“, Artikel erschienen in der Zeitschrift „Energiespektrum“, Heft 7-8/2006, S. 60-61.
- Erdmann, G. 1993:** „Elemente einer evolutorischen Innovationstheorie“, Tübingen: J. C. B. Mohr.
- Europäische Kommission 2011:** Communication from the European Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of regions. A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Zuletzt abgerufen am 14.03.2011 von http://ec.europa.eu/clima/documentation/roadmap/docs/com_2011_112_en.pdf.
- Europäische Kommission (Hrsg.) 2003:** „External Costs Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport“.
- Europäische Union 2009:** Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, im Amtsblatt der Europäischen Union vom 05.06.2009.

- Euwid 2009:** Europäischer Wirtschaftsdienst Neue Energie, Jahrgang 2, 11, „Keine belastbaren Daten zum CO₂-Speicherpotenzial“, S. 29.
- Evers, A. 2003:** „Fueling our future: Setting the Stage for the coming hydrogen economy“, in The 2003 Hydrogen Production & Storage Forum, 03. bis 05.12.2003 Washington DC.
- Ewers, J., W. Renzenbrink 2005:** „Bestandsaufnahme und Einordnung der verschiedenen Technologien zur CO₂-Minderung“, in VGB PowerTech 4/2005, S. 46-51.
- ExternE 2001:** „Neue Studie zeigt tatsächliche Kosten der Elektrizität in Europa“. Pressemitteilung zu den Ergebnissen des Projekts ExternE zuletzt abgerufen am 25.03.2011, <http://www.externe.info>.
- Fahl, U., U. Remme, M. Blesl 2002:** „Szenarienerstellung“, Endbericht für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieentwicklung“ des Deutschen Bundestages, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.
- Fichtner 2002:** „Markt- Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“, Gutachten in Kooperation und Unterstützung durch VDMA, UFOP, Fachverband Biogas e.V. DBV, Verband Deutscher Biomasseheizwerke e.V.
- Fichtner 2001:** „Von Onshore zu Offshore – Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland“, Studie im Auftrag des Vereins Deutscher Maschinenbauer (VDMA).
- Finkenrath, M. 2011:** Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation“, working paper, International Energy Agency.
- Fischedick, M., D. Schüwer, A. Esken, N. Supersberger, J. Nitsch, P. Viebahn, A. Bandi, O. Edenhofer 2007:** „RECCS – Strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)“, Projektitel: Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien“, Endbericht, Arbeitsgemeinschaft Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, DLR- Institut für Technische Thermodynamik, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung.
- Fischedick, M., J. Nitsch, S. Lechtenböhmer, T. Hanke, C. Barthel, C. Jungbluth, D. Assmann, T. von der Brüggen, F. Trieb, M. Nast, O. Langniß, L. Brischke 2002a:** „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.), inhaltliche Bearbeitung Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Thermodynamik und Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Forschungsbericht 200 97 104, Berlin.
- Fischedick, M., S. Lechtenböhmer, T. Hanke, D. Assmann 2002:** „Szenarienerstellung Wuppertal Institut“ im Auftrag der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Wuppertal.

- Fishedick, M., J. Nitsch 1999:** „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, inhaltliche Bearbeitung Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Wuppertal Institut (WI), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW), Internationales Forum für regenerative Energien (IWR) und Münster Forum für Zukunftsenergien e.V. (FORUM)
- Freeman, C.1991:** „The Economics of Industrial Innovation“, 2nd edition. Frances Pinter (publishers) London.
- Freund, P., J. Davison 2002:** in IPCC Workshop on Carbon Capture and Storage, workshop papers, Regina Canada, 18. – 21. November, S. 79-94.
- Fridleifsson, I., R. Bertani, E. Huenges, J. Lund, A. Ragnarsson, L. Rybach 2008:** “The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change”, in Hohmeyer und Trittin (Eds), IPCC scoping meeting on renewable energy sources, Tagungsband, S. 59-80.
- Fritsche, U. R. 2007:** „Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung“, Arbeitspapier, Öko-Institut, Darmstadt.
- Fritsche, U. R. 2003:** „Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffe und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020“, Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung.
- Fritsche, Dehonst, Jenseit, Hünecke, Rausch, Schüler, Wiegmann, Heinz, Hiebel, Ising, Kabasei, Unger, Thrän, Fröhlich, Scholwin, Reinhardt, Gärtner, Patyk, Baur, Bemann, Groß, Heib, Ziegler, Flake, Schmehl, Simon 2004:** „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“, Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms, Projektträger FZ Jülich.
- Gale, J., J. Davison 2004:** “Transmission of CO₂ – safety and economic considerations”, in Energy 29 (2004), p. 1319-1328.
- Gale, J. 2002:** Overview of Sources, Potential, Transport and geographical Distribution of Storage Possibilities”, in IPCC Workshop on Carbon Capture and Storage, workshop papers, Regina Canada, 18. – 21. November, S. 13-24.
- Geiger, B., U. Wagner 2005:** „Steigerung der Energieeffizienz in privaten Haushalten“, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55 Jg. (2005), Heft 4, S. 214-218.
- Geller, H. 2003:** “Energy Revolution. Policies for a sustainable future“
- Gerdes, G., A. Tiedemann, S. Zeelenberg 2006:** „Europäische Offshore-Windparks – Eine Untersuchung der Erkenntnisse und Erfahrungen von Offshore-Windparkprojektentwicklern“, Zusammenfassung.
- Gerling, P., F. May 2001:** Stellungnahme vor der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages.

- Gibbins, J. R., R. I. Crane, D. Lambropoulos, C. Booth, C. A. Roberts, M. Lord 2004:** "Maximising the effectiveness of post combustion CO₂ capture systems", in proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada, September 5-9.
- Golomb, D. 1997:** „Transport Systems for Ocean Disposal of CO₂ and their environmental effects“, in Energy Conversion Management Vol. 38, Suppl., S. 279-286.
- Göttlicher, G. 1999:** „Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken“, Fortschritts-Bericht VDI-Reihe 6 Nr. 421, Düsseldorf, VDI-Verlag.
- Gough, C., S. Shackley, M. Angel 2005:** "Introduction – Carbon Dioxide Capture and Storage in the UK", Gough, C., S. Shackley (Hrsg.) 2005: An Integrated Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage in the UK, Technical Report 47, Tyndall Centre for Climate Change Research.
- Greenpeace 2009:** "Klimaschutz: Plan B 2050 – Energiekonzept für Deutschland", Autoren K. Barzantny, S. Achner, S. Vomberg (EU Tech Energie und Management GmbH).
- Groscurth, H. 2007:** "Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz", Projektbericht des arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik im Auftrag der Wirtschaftswissenschaftler/innen gegen das Kohlekraftwerk Mainz“.
- Grübler, A., N. Nakicenovic, D. Victor 1999:** "Dynamics of energy technologies and global change", in Energy Policy 27 (1999), S. 247-280.
- Grünwald, R. 2007:** „CO₂-Abscheidung und Lagerung bei Kraftwerken“, Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestag.
- Grupp, H. 1997:** „Messung und Erklärung des Technischen Wandels: Grundzüge einer empirischen Innovationsökonomik“, Berlin: Springer.
- Gupta, S., D. A. Tirpak, N. Burger, J. Gupta, N. Höhne, A. I. Boncheva, G. M. Kanoan, C. Kolstad, J. A. Kruger, A. Michaelowa, S. Murase, J. Pershing, T. Saijo, A. Sari, 2007:** Policies, Instruments and Co-operative Arrangements. In Climate Change 2007: "Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change" [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Hagemann, M. 2007:** „Constructing MAC Curves for CO₂ Capture and Storage – Estimating CO₂ Capture Costs for Europe and CO₂ Capture and Storage Costs for the Netherlands“, Diplomarbeit an der Universität Flensburg und ECN Energy Research Center of the Netherlands, unveröffentlicht.
- Hassa, R. 2005:** „Kraftwerkstechnologie für den Klimaschutz“, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg. (2005) Special, S. 11-15.

- Hanusch, H., U. Canter 1993:** „Neuere Ansätze in der Innovationstheorie und der Theorie des Technischen Wandels – Konsequenzen für eine Industrie- und Technologiepolitik“, in Meyer-Kramer, F. (ed.): Innovationsökonomie und Technologiepolitik: Forschungsansätze und politische Konsequenzen. Heidelberg: Physica-Verlag 1993.
- Heddle, G., H. Herzog, M. Klett 2003:** “The Economics of CO₂ Storage”, Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, publication no. LFEE 2003-003 RP.
- Hennicke, P., W. Irrek, C. Küppers, C. Timpe, D. Viefhues 2000:** „Kernkraftwerks-scharfe Analyse“, im Rahmen des Projekts: Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht, Zusatzauftrag: Kraftwerk- und unternehmensscharfe Analyse, Endfassung des überarbeiteten Endberichts zu Teil I des Zusatzauftrages, zuletzt abgerufen am 12.10.2004 von <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bmuiges.pdf>.
- Henriks, C., W. Graus, F. van Bergen 2004:** „Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs“, Ecofys and TNO-NITG report, Utrecht.
- Hensing, I., W. Pfaffenberger, W. Ströbele 1998:** „Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik“, Oldenbourg Verlag München Wien.
- Herzog, H. 2006:** „A GIS-Based Model for CO₂ Pipeline Transport and Source-Sink Matching Optimization“, Vortrag im Rahmen der WESTCARB Annual Business Meeting, Phoenix, November 2006.
- Herzog, H., B. Eliasson, O. Kaarstad 2000:** „Die Entsorgung von Treibhausgasen“, in Spektrum der Wissenschaft, S. 48-54.
- Hille, M., W. Pfaffenberger 2004:** „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, Abschlussbericht, Bremer Energieinstitut, im Auftrag von VDEW, AGFW, VDN, VGB PowerTech, VKU, VRE.
- Hohmeyer, O. 2010:** „2050. Die Zukunft der Energie. Der Weg in das regenerative Zeitalter und die Folgen einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf den Ausbau erneuerbarer Energien und dezentrale Mikro-Blockheizkraftwerke“. Gutachten im Auftrag der LichtBlick AG.
- Höller, S., P. Viebahn 2010:** „Kritische Abschätzung der CO₂-Lagerkapazitäten in Deutschland. Ein Beitrag für den öffentlichen Diskurs um CCS als Klimaschutzoption“, in Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 19. Jg., Heft 2, Juli 2010.
- Hopf, S., J. Klarner, S. Schimmelpfennig, T. Wegener 2001:** „Energetische Bewertung von Windkraftanlagen“, UTS-Arbeit an der Technischen Universität Berlin.
- IAEA-International Atomic Energy Association 2011:** „Nuclear Power Reactors in the World“, reference data series no. 2, 2011 edition.
- Ibenholt, K. 2002:** Explaining learning curves for wind power“, in Energy Policy 30 (2002), S. 1181-1189.

- IEA-Internationale Energieagentur 2007:** „CO₂ capture ready plants“, IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA-Internationale Energieagentur 2002:** “Pipeline Transmission of CO₂ and Energy Transmission Study – Report“, erstellt durch Woodhill Engineering Consultants, IEA greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA-Internationale Energieagentur 2000:** „Experience curves for Energy Technology Policy“.
- IEA-Internationale Energie Agentur 1998:** „Carbon Dioxide Capture from Power Stations“, Technical Report of the IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham.
- Innenministerium S-H 2012:** Mitteilung des Innenministeriums Schleswig-Holsteins, zuletzt abgerufen am 05.01.2012 von http://www.schleswig-holstein.de/IM/DE/Landesplanung/Windenergie/Teilfortschreibungen/Teilfortschreibungen_node.html
- IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change 2005:** “IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage”; Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.
- IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change 2001a:** “Climate Change 2001”, Technical summary of Working Group I Report “Scientific Basis”.
- IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change 2001b:** “Climate Change 2001”, Technical summary of Working Group II Report “Impacts, Adaptation and Vulnerability”.
- Isoard, S., A. Soria 2001:** „Technical change dynamics: evidence from the emerging renewable energy technologies“, in Energy Economics 23 (2001), S. 619-636.
- Jansen, D. 2009:** „Ökologisches Feigenblatt CCS, CO₂-Abscheidung ist kein Beitrag zum Klimaschutz“, BUND Hintergrund, zuletzt abgerufen am 28.07.2011 von http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Energie_und_Klima/Kohlekraftwerke/BUNDhintergrund_CCS_06_2009.pdf
- Jilek, W., K. Kramer, A. Rass 1998:** „Externe Kosten im Energiebereich“, Zweiter Zwischenbericht und Literaturrecherche.
- Jochem, E., H. Bradke 2005:** „Entwicklung der Energieeffizienz in der deutschen Industrie“, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55 Jg. (2005), Heft 4, S. 220-223.
- Junginger, M., E. de Visser, K. Hjort-Gregersen, J. Koornneef, R. Raven, A. Faaij, W. Turkenburg 2006:** Technological learning in bioenergy systems“, in Energy Policy 34 (2006), S. 4024-4041.
- Junginger, M. 2005:** „Learning in Renewable Energy Technology Development“, Dissertation Universität Utrecht.
- Junginger, M., A. Faaij, W. C. Turkenburg 2005:** „Global experience curves for wind farms“, in Energy Policy, Vol. 33 (2005), S. 133-150.

- Kaltschmitt, M., A. Wiese, W. Streicher (Hrsg.) 2006:** „Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“ 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin.
- Kaltschmitt, M., D. Merten, N. Fröhlich, M. Nill 2003a:** „Energiegewinnung aus Biomasse“, Externe Expertise für das WBGU Hauptgutachten 2003, „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“
- Kaltschmitt, M., A. Wiese, W. Streicher (Hrsg.) 2003:** „Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“ 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin.
- Kaschenz, H., R. Albrt, C. Mordizol, J. Schubert, U. Wachsmann, S. Schwermer, H. Berg 2007:** „Stromsparen: weniger Kosten, weniger Kraftwerke, weniger CO₂. Fakten und Argumente für das Handeln auf der Verbraucherseite“, Positionspapier des Umweltbundesamt.
- Kemp, R. 1997:** „Environmental policy and technical change: a comparison of the technological impact of policy instruments“, Cheltenham Elgar.
- Klaus, T., C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann, K. Müschen 2010:** „2050: 100% Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“. Studie herausgegeben vom Umweltbundesamt.
- Klaus, T., C. Loreck, K. Müschen 2009:** „Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung“, Studie herausgegeben vom Umweltbundesamt, zuletzt abgerufen am 28.07.2011 von <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3850.pdf>
- Klemes, J., I. Bulatov 2005:** „Engineering Feasibility“ in Gough, C., S. Shackley (Hrsg.) 2005: „An Integrated Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage in the UK“, Technical Report 47, Tyndall Centre for Climate Change Research, S. 24-60.
- Klobasa, M., M. Ragwitz 2005:** „Gutachten zur CO₂-Minderung durch den Einsatz erneuerbarer Energien“, Gutachten im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) und durchgeführt am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.
- Konstantin, P. 2006:** „Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, Springer.
- Kottnik, W. 2001:** „Design and project management of energy power plants“, Vorlesungsmanskript Fachhochschule Flensburg.
- Krewitt, W., B. Schlomann 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.
- Krey, V., P. Markewitz, S. Vögele 2005:** „Energietransport und -verteilung“, in BWK – Das Energie Fachmagazin, Bd. 57 Nr. 4, S. 49-57, Springer Verlag.

- Kruck, C., L. Eltrop 2004:** „Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland“, Endbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart.
- Kruska, M., J. Mey 2005:** „2000 Megawatt – sauber! Die Alternative zum geplanten RWE Braunkohle-Kraftwerk Neurath“, Studie von Greenpeace Deutschland e.V. und EUtech Energie Management GmbH.
- Lambertz, J. 2005:** „Moderne fossil befeuerte Kraftwerke – Rückgrat der zukünftigen Stromerzeugung“, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg. (2005), Heft 6, S. 376-380.
- Langniß, O., J. Nitsch, M. Pehnt, F. Trieb 1999:** „Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung – natürliche Ressourcen – umweltgerechte Energieversorgung“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Bonn.
- Lensu, T., E. Alakangas 2004:** “Small-scale electricity generation from renewable energy sources – a glance at selected technologies, their market potential and future prospects”, OPET report 13, European Commission, DG for Energy and Transport, Contract No. NNE5/37/2002: OPET RES-e.
- Lenz, V., M. Kaltschmitt 2011:** „Erneuerbare Energien“, in *BWK – Das Energie Fachmagazin*, Bd. 63 Nr. 4, S. 87-96, Springer Verlag.
- Leyva, E., P.A. Lekander 2003:** „Climate change for Europe’s utilities“, in *McKinsey Quarterly* 2003 Number 1.
- Lindenberger, D., R. Wissen, M. Bartels, B. Hillebrand, H. Buttermann 2005:** „Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland“, Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA) im Auftrag des Bundesverband deutscher Industrie e.V. (BDI), Köln, Berlin.
- Linßen, J., P. Markewitz, D. Martinsen, M. Walbeck 2006:** „Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung“, Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889, Forschungszentrum Jülich.
- Linscheidt, B. 1999:** „Nachhaltiger technologischer Wandel aus der evolutorischen Ökonomik – staatliche Steuerung zwischen Anmaßung von Wissen und drohender Entwicklungsfalle“, *Umweltökonomische Diskussionsbeiträge* Nr. 99-1, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln.
- Lübbert, D., F. Lange 2006:** „Uran als Kernbrennstoff: Vorräte und Reichweite“, Info-Brief WF VIII G-069/06 des Deutschen Bundestag, Wissenschaftlicher Dienst.
- Lübbert, D. 2005:** „Das Meer als Energiequelle: Wellenkraftwerke, Osmose-Kraftwerke und weitere Perspektiven der Energiegewinnung aus dem Meer“, WF VIII-116/2005 des Deutschen Bundestages, Wissenschaftlicher Dienst.

- Markewitz, P., S. Vögele 2004:** „Technikspezifische CO₂-Vermeidungskosten – Eine geeignete Bewertungsgröße für Treibhausminderungsmaßnahmen?“, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 54 Jg. (2004), Heft 9, S. 601-605.
- Marsh, G. 2003:** „Carbon dioxide capture and storage. A win-win situation? (the economic case)“, *Future energy solutions*.
- Matthes, F. 2003:** „Die Rolle der Kohle in einer nachhaltigen Energiepolitik“, Stellungnahme zur Anhörung des Rates für Nachhaltige Entwicklung (RNE), Essen, Zeche Zollverein, 04. April 2003.
- Matthes, F. C., H. J. Ziesing 2003:** „Investitionsoffensive in der Energiewirtschaft – Herausforderungen und Handlungsoptionen“, Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Berlin.
- May, F., C. Müller, C. Bernstone 2005:** „How much CO₂ can be stored in deep saline aquifers in Germany“, in *VGB PowerTech* 6/2005, S. 33-37.
- May, F., R. Turkovic 2003:** „Minderung von Treibhausgas-Emissionen durch CO₂-Speicherung in tiefen Aquiferen“, in *Zeitschrift für Angewandte Geologie* 1/2003, S. 65-72.
- McDonald, A., L. Schrattenholzer 2001:** Learning rates for energy technologies“, *Energy Policy* 29 (2001), S. 255-261.
- McKinsey 2008:** „Carbon Capture & Storage: Assessing the economics“, Studie der Unternehmensberatungsgesellschaft McKinsey&Company.
- Meyer-Kramer, F. (ed.) 1993:** „Innovationsökonomie und Technologiepolitik: Forschungsansätze und politische Konsequenzen“, Schriftenreihe des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Meyer, U., C. Schubert 2005:** „Die Konstitution technologischer Pfade. Überlegungen jenseits der Dichotomie von Pfadabhängigkeit und Pfadkreation“, *Technical University Technology Studies Working Papers*, TUTS-WP-6-2005.
- Milborrow, D. 2005a:** „Goodbye Gas and squaring up to Coal“, in *Windpower Monthly* Ausgabe Januar 2005, S. 31-35.
- Milborrow, D. 2005b:** „The giant stirs and shakes its fist at Wind“, in *Windpower Monthly* Ausgabe Juni 2005, S. 43-47.
- Milles, U. 2004:** „Effiziente Kraftwerke“, BINE Informationsdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.).
- MIT-Massachusetts Institute of Technology 2007:** The Future of Coal – options for a carbon-constrained world” an interdisciplinary MIT study, unter Mitarbeit von: S. Ansolabehere, J. Beer, J. Deutch, D. Ellerman, J. Friedmann, H. Herzog, H. Jacoby, P. Joskow, G. Mcrae, R. Lester, E. Moniz, E. Steinfeld, zuletzt abgerufen am 03.01.2012 von http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf .

- MIT-Massachusetts Institute of Technology 2003:** "The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study" unter Mitarbeit von S. Ansolabehere, J. Deutch, M. Driscoll, P. Gray, J. Holdren, P. Joskow, R. Lester, E. Moniz, N. Todreas.
- Moor, H., G. Schaeffer, A. Seebregts, L. Beurskens, B. Zwaan, M. Durstewitz, E. Alsema, H. Laukamp, P. Boulanger, C. Zuccaro 2003:** „Experience curve approach for more effective policy instruments“, 3rd World Conference on Photovoltaik Energy Conversion, May 11-18, Osaka, Japan.
- Mühlenhof, J., F. Witzler 2010:** Kosten und Potentiale von Photovoltaik und solarthermischen Anlagen“, *Renews Spezial Ausgabe 40/August 2010*, Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.), zuletzt abgerufen am 06.01.2012 von http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/40_Renews_Kosten_Potenziale_PV_CSP_aug10.pdf
- NEEDS-New Energy Externalities Developments for Sustainability 2008:** "Life cycle approaches to assess emerging technologies – Final report on offshore wind technology", Integriertes Projekt im Rahmen des 6. Forschungsrahmenprogramms der EU, Projekt Nr. 502687.
- NETL-National Energy Technology Laboratory 2002:** „Advanced Fossil Power Systems Comparison Study“, Final Report, angefertigt von E. Parsons, National Energy Laboratory.
- Neij, L. 2008:** "Cost development of future technologies for power generation – a study based on experience curves and complementary boot-up assessments", in *Energy Policy*, Vol. 36, S. 2200-2211.
- Neij, L., P. Dannemand Andersen, M. Durstewitz, P. Helby, M. Hoppe-Kilpper, P. E. Morthorst 2003:** „Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment“, Research funded in part by The European Commission within the Fifth Framework: Energy, Environment and Sustainable Development (Contract ENG1-CT-00116).
- Neij, L. 1999:** „Dynamics of Energy Systems – Methods of analysing technology change. Doctoral Thesis, Department of Environmental and Energy Systems Studies, Lund University.
- Neij, L. 1997:** "Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adaption of renewable energy technology", in *Energy Policy*, Vol. 23, No. 13, S. 1099-1107.
- Nemet, G. 2005:** „Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics“, in *Energy Policy*, Vol. 34 (2006), S. 3218-3232.
- Neveling, S., S. Bumke, J. Dietrich:** "Ansätze wirtschaftswissenschaftlicher und soziologischer Innovationsforschung", Arbeitspapier der Universität Hamburg.
- Nitsch, J., B. Wenzel 2009:** Leitstudie 2009 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und reaktorsicherheit.

- Nitsch, J. 2008:** „Leitstudie 2008 – Weiterentwicklung der „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas“, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch, J. 2007:** Leitstudie 2007 - Ausbastrategie Erneuerbare Energie, Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050“, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch, J., W. Krewitt, M. Nast, P. Viebahn, S. Gärtner, M. Pehnt, G. Reinhardt, R. Schmidt, A. Uhlein, C. Barthel, M. Fishedick, F. Merten 2004:** „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Sicherheit (BMU) (Hrsg.), Berlin.
- Odenberger, M., R. Svensson 2003:** „Transportation System for CO₂-Application to Carbon Sequestration“, Chalmers University of Technology, Göteborg.
- Oertel, D. 2008:** „Energiespeicher: Stand und Perspektiven.“ Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Arbeitsbericht 123.
- Omerod, W., I. Webster, H. Audus, P. Riemer 1993:** An overview of large scale CO₂ disposal options“, in Energy Conversion Management, Vol 34, No. 9-11, S. 833-840.
- Osram 2007:** Internetpräsenz der Firma Osram, zuletzt abgerufen am 27.03.2007 von http://www.osram.de/ueber_uns/global_care/nachhaltigkeit.html.
- Papineau, M. 2006:** „An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies“, in Energy Policy, 34 (2006), S. 422-432.
- Paschen, H., D. Oertel, R. Grünwald 2003:** „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland“, Arbeitsbericht Nr. 84, Büro für Technologiefolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Pehnt, M., C. Lutz, F. Seefeldt, B. Schломann, M. Wunsch U. Lehr, U. Lambrecht, T. Fleiter 2009:** „Analyse der Potenziale und volkswirtschaftlichen Effekte einer ambitionierten Effizienzstrategie für Deutschland“, Kurzstudie zu Energieeffizienz, Wachstum und Beschäftigung, Bericht im Rahmen des Projekts „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“, Studie im Auftrag des BMU.
- Pehnt, M., B. Franke, H. Hertle, B. Kauertz, P. Otter, H. Groscurth, P. Boßmann, T. Kasten 2007:** „Das Steinkohle Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen“, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH und arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Studie im Auftrag des Bund für Umwelt und Naturschutz e.V.
- Ploetz, C. 2003:** „Sequestrierung von CO₂-Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen“, Expertise im Auftrag des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU), Düsseldorf.

- Prognos 1999:** „Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- Porrit, J 2006:** „Capitalism – as if the world matters“, Earthscan, London, Sterling, VA.
- Puffert, D. 2000:** „Pfadabhängigkeit in der Wirtschaftsgeschichte“, Beitrag zu Herrmann-Pillath, C., M. Lehmann-Waffenschmidt (eds.): Handbuch zur evolutorischen Ökonomik, Springer-Verlag.
- Radgen, P., C. Cremer, S. Warkentin, P. Gerling, F. May, S. Knopf 2006:** „Verfahren zur CO₂-Abscheidung und –Speicherung“, Abschlussbericht, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Rao, A., E. Rubin, D. Keith, M. Granger Morgan 2006:** „Evaluation of potential cost reductions from amine-based CO₂ capture systems“, in Energy Policy 34 (2006), S. 3765-3772.
- Rao, A., E. Rubin, M. Berkenpas 2004:** „An integrated modeling framework for carbon management technologies“ Volume 1 Technical documentation: Amine-Based CO₂ Capture and Storage Systems for Fossil Fuel Power Plant, Final Report to U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Contract No.. DE-FC26-00NT40935.
- Rao, A., E. Rubin 2002:** “A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control”, in Environmental Science and Technology, Vol. 36, NO 20, 2002, S. 4467-4475.
- Rat für Nachhaltige Entwicklung (Hrsg.) 2003:** „The Perspectives for Coal in a Sustainable Energy Industry – Guidelines for a Modern Coal Policy and the Promotion of Innovation“, Kettler Bönen.
- Rat der Europäischen Kommission 2007:** Contribution to the Spring European Council (8-9 March 2007) Draft Council Conclusions, zuletzt abgerufen am 05.03.2007 von <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/07/st06/st06151.en07.pdf> .
- Reichle, D., J. Houghton, B. Kane, J. Ekman 1999:** „Carbon Sequestration – State of the Science“, Working Paper for Roadmapping Future Carbon Sequestration R & D.
- Remme, U. 2004:** „Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell“, Dissertation, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Rempel, H. 2006:** „Konventionelles Erdöl vor dem Aus?“ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, zuletzt abgerufen am 25.03.2007 von http://www.scinexx.de/index.php?cmd=aws_basics&id=5454
- Riahi, K., E. Rubin, M. Taylor, L. Schrattenholzer, D. Hounshell 2004:** „Technological learning for carbon capture and sequestration technologies“, in Energy Economics 26 (2004), S. 539-564.

- Rogers, M. 2003:** „Diffusion of Innovation“, 5. Ausgabe, Free Press, New York, London, Toronto, Sydney.
- Rogge, S. 2004:** „Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Ökonomie, Ökologie und Potentiale“, Dissertation an der Technischen Universität Berlin, Fakultät VI, Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften, zuletzt abgerufen am 27.01.2006 von http://edocs.tuberlin.de/diss/2003/rogge_silke.pdf.
- Rose, N. L., P. L. Joskow 1990:** „The Diffusion of New Technologies: Evidence from the Electric Utility Industry“, The RAND Journal of Economics, Vol. 21, No. 3, S. 354-373.
- Rubin, E., S. Yeh, M. Antes, M. Berkenpas, J. Davison 2007a:** „Use of experience curves to estimate the future costs of power plants with CO₂ capture“, in International Journal of Greenhouse Gas Control I (2007), S. 188-197.
- Rubin, E., C. Chen, A. Rao 2007:** „Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage“, Energy Policy 35 (2007), S. 4444-4454.
- Rubin, E., C. Chen, A. Rao 2004:** „Comparative assessments of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage“, in Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada.
- Saint-Drenan, Y., A. v. Oehsen, N. Gerhardt, M. Sterner, S. Bofinger, K. Rohrig 2009:** „Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario ‚Stromversorgung 2020‘“, Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE).
- Samuelson, P. A., W. D. Nordhaus 1987:** „Volkswirtschaftslehre 2 – Grundlagen der Makro- und Mikroökonomie“, 8. grundlegend überarb. dt. Neuauflage Köln: Bund-Verlag.
- Sanden, A., C. Azar 2004:** „Near-term technology policies for long-term climate targets – economy wide versus technology specific approaches“, in Energy Policy, article in press.
- Sarv, H. 1999:** „Large-scale CO₂ transportation and deep ocean sequestration“, Phase I Final Report, angefertigt für U.S. Department of Energy, DE-AC26-98FT40412.
- Schimmeck, T. 2007:** „Zweimal rechnen“, MIT Technology Review Januar 2007, S. 40-47.
- Schmid, C., G. Layer, A. Brakhage, P. Radgen, U. Arndt, J. Carter, A. Duschl, J. Lilleike, O. Nebelung 2003:** „Möglichkeiten, Potentiale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch“, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Karlsruhe/München.
- Scottish Enterprise 2005:** „Carbon Capture and Storage Market Opportunities 2005“, Services to Industry Groups: Energy, Bericht für Scottish Enterprise und Department of Trade and Industry.
- Seefeld, F., M. Wunsch, C. Michelsen, W. Baumgartner, O. Ebert-Bolla, U. Matthes, P. Leypoldt, T. Herz 2007:** „Potenziale für Energieinsparungen und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen“. Prognos AG im Auftrag des BMWi.

- Singh, D., E. Croiset, P. L. Douglas, M. A. Douglas 2003:** "Techno-economic study of CO₂-capture from an existing coal fired power plant: MEA scrubbing vs. O₂/CO₂ recycle combustion, in *Energy Conversion and Management* 44 (2003), S. 3073-3091.
- Skovholt, O 1993:** "CO₂ transportation system", in *Energy Conversion Management* Vol 34, No. 9-11, pp. 1095-1103.
- Smit, T., M. Junginger, R. Smits 2007:** Technological learning in offshore wind energy: Different roles of the government", in *Energy Policy* 35 (2007), S. 6431-6444.
- Solomon, S., D. Qin, M. Manning, R.B. Alley, T. Berntsen, N.L. Bindoff, Z. Chen, A. Chidthaisong, J.M. Gregory, G.C. Hegerl, M. Heimann, B. Hewitson, B.J. Hoskins, F. Joos, J. Jouzel, V. Kattsov, U. Lohmann, T. Matsuno, M. Molina, N. Nicholls, J. Overpeck, G. Raga, V. Ramaswamy, J. Ren, M. Rusticucci, R. Somerville, T.F. Stocker, P. Whetton, R.A. Wood, D. Wratt, 2007:** „Technical Summary. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*" [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Spiegel 2007:** "Gasprom Chef warnt vor Lieferausfällen in Deutschland", online Ausgabe des Spiegel, zuletzt abgerufen am 27.01.2007 von <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,456750,00.html>
- SRU-Sachverständigenrat für Umweltfragen 2011:** „Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung“. Sondergutachten. Hausdruck.
- SRU-Sachverständigenrat für Umweltfragen 2010:** 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar“ Stellungnahme.
- SRU-Sachverständigenrat für Umweltfragen 2009a:** „Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid“, der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte, Stellungnahme.
- SRU-Sachverständigenrat für Umweltfragen 2009:** "Weichenstellung für eine nachhaltige Stromversorgung", Thesenpapier des Sachverständigenrats für Umweltfragen, Mai 2009.
- SRU-Sachverständigenrat für Umweltfragen 2008:** "Umweltgutachten 2008 – Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels", Erich Schmid Verlag.
- SRU-Sachverständigenrat für Umweltfragen 2004:** „Umweltgutachten 2004 – Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern“, Band 1, Kapitel 1-8.
- Staiß, F. 2003:** „Jahrbuch Erneuerbare Energien“, Hrsg. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein Fachbuchverlag.
- Stöver, W. 2003:** „Kompendium – Finanzierung und Versicherung von Offshore Windenergieprojekten“, Pricewaterhouse Coopers, MARSH, HypoVereinsbank, Vereins- und Westbank AG (Hrsg.), Hamburg.

- Strategiekreis Wasserstoff 2005:** „Strategiepapier zum Forschungsbedarf in der Wasserstoff-Energiotechnologie“, Bericht vom Strategiekreis Wasserstoff des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (Auftraggeber), München.
- Strauß, K. 1997:** „Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen“, dritte neu bearbeitete Auflage, Springer Verlag, Heidelberg.
- Thambimuthu, K., J. Davison, M. Gupta 2002:** „CO₂ capture and reuse“, in IPCC Workshop on Carbon Capture and Storage, workshop papers, Regina Canada, 18. – 21. November, S. 25-43.
- Transport- og Energiministeriet 2005:** „Energistrategi 2025 – Perspektiver frem mod 2025 og Oplæg til handlingsplanen for den fremtidige el-infrastruktur“, Publikation des dänischen Transport- und Energieministeriums (Hrsg.), Kopenhagen, zuletzt abgerufen am 03.07.2005 von http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Energipolitik/Energi_strategi_2025/pdf/ens_strategi_2025.pdf.
- Traube, K. 2005:** „Potentiale der KWK“, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
- Traube, K. 2004:** „Renaissance der Atomenergie“, in Solarzeitalter Ausgabe 4/2004, S. 3-6.
- True, W. 2003:** „US pipeline companies solidly profitable in 2002, scale back constructions plans“, in Oil & Gas Journal, Sep 8, 2003, S. 60-81.
- True, W. 2000:** „Pipeline Economics“ in Oil & Gas Journal, Sep 4, 2000, S. 68-88.
- Turković, R. 2002:** „Technische ökonomische Bewertung von Abscheidetechnologien, Transportalternativen und Speichermöglichkeiten in geologischen Formationen für CO₂ aus fossil-befeuerten Kraftwerken in Baden-Württemberg“, Diplomarbeit, Universität Karlsruhe, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion.
- UNECE-United Nation Economic Commission for Europe 2011a:** Exchange Rates, zuletzt abgerufen am 16.07.2011 von http://w3.unece.org/pxweb/dialog/varval.asp?ma=30_MECCEXchPPPsNEWY_r&path=../database/STAT/20-ME/6-MEER/&lang=1&ti=Exchange+Rates+and+PPPs+by+Country%2C+Indicator+and+Year
- UNECE-United Nation Economic Commission for Europe 2011b:** Price indices, zuletzt abgerufen am 16.07.2011 von http://w3.unece.org/pxweb/dialog/varval.asp?ma=0_MECCPriceInterestY_r&path=../database/STAT/20-ME/4-MEPI/&lang=1&ti=Price+Indices+by+Country+and+Year
- UBA-Umweltbundesamt 2011a:** Entwicklung des Bruttobrennstoffnutzungsgrads fossiler Kraftwerke, Artikel auf der homepage des Umweltbundesamtes, zuletzt abgerufen am 02.05.2012 von <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2849>
- UBA-Umweltbundesamt 2011:** „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2010 im Vergleich zum Stromverbrauch“, Stand März 2011, zuletzt abgerufen am 04.01.2012 von <http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/co2-strommix.pdf>

- UBA-Umweltbundesamt 2006:** Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamts für Kraftwerke ab 100 MW_{el} in Deutschland.
- UBA-Umweltbundesamt 2004:** „Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte (Stoffliste 2006)“, Deutsche Emissionshandelsstelle.
- Landgrebe, J., H. Kaschenz, R. Sternkopf, B. Westermann, K. Becker, W. Müller, J. Schneider, A. Burger, C. Kühleis 2003:** „Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland“, Berlin.
- UNDP-United Nations Development Programme 2000:** “World Energy Assessment. Energy and the Challenge of Sustainability”, United Nations Department of Economic and Social Affairs und WEC (Hrsg.), New York
- Universität Flensburg 2006:** Kraftwerksdatenbank “Stromerzeugung” des Studiengangs Energie- und Umweltmanagement.
- Unruh, G. 2002:** “Escaping carbon lock-in”, in Energy Policy 30 (2002), S. 317-325.
- Unruh, G. 2000:** “Understanding carbon lock-in”, in Energy Policy 28 (2000), S. 817-830.
- Vattenfall 2007:** Internetseite, zuletzt abgerufen am 14.07.2007 von http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/365787ourxc/366203opera/555848newpo/557004biofu77761/557004biofu/index.jsp?title=&swfID=1&xmlURL=http%3A%2F%2Fwww%2Evattenfall%2Ecom%2Fwww%2Fvf%5Fcom%2Fvf%5Fcom%2F365787ourxc%2F366203opera%2F555848newpo%2F%5F%5FCENTER%2FFE2p%2Exml&skin=white&streamURL=&resetHelpText=%5Btype+Function%5D&showHelpText=%5Btype+Function%5D&defaultHelpText=%5Btype+Function%5D&fadeTrue=1&fadeID=2
- VGB PowerTech e.V. 2004a:** „VGB Stellungnahme Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den „besten verfügbaren Kraftwerkstechniken“, Stand August 2004, zuletzt abgerufen am 25.07.2011 von <http://www.vgb.org/vgbmultimedia/News/Benchmark+Ansatz.pdf>
- VGB PowerTech e.V. (Hrsg.) 2004:** „Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen RKW NRW“, VGB PowerTech e.V., Babcock Borsig Power Systems GmbH, E:ON Kraftwerke GmbH, Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen, Mark-E AG, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, RWE Power AG, Siemens AG Power Generation, STEAG AG, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Förderkennzeichen: 85.65.69-T-138.
- Viehbahn, P., A. Esken, S. Höller, H.-J. Luhmann, K. Pletzner, D. Vallentin 2010:** „RECCSplus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und – Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie 0329967/07000285“. Förderkennzeichen 0329967a, Abschlussbericht an das BMU.

- Viebahn, P., A. Esken, M. Fishedick 2009:** „Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung in NRW“, Abschlussbericht 132/41808012 an das Forschungszentrum Jülich GmbH – Projektträger ETN.
- Wagner, U., B. Geiger, M. Hardi, O. Brückl, H. Roth, P. Tzscheuschler 2004:** CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen“, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München.
- WBGU-Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung 2006:** „Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer“, Sondergutachten.
- WBGU-Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung 2003a:** „Über Kioto hinaus denken – Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert“, Sondergutachten, Berlin.
- WBGU-Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung 2003b:** „Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Welt im Wandel, Berlin.
- WCED-World Commission on Environment and Development 1987:** „Our common future“, Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung.
- Wene, C. 1999:** „Experience Curves: Measuring the Performance of the Black Box“, in Forschungsbericht 67 Universität Stuttgart, Proceedings of the IEA international workshop at Stuttgart 1999, S. 53-66.
- Wetzel, A. 2005a:** „Das Konzept der Pfadabhängigkeit und seine Anwendungsmöglichkeiten in der Transformationsforschung“ Arbeitspapier des Osteuropa-Instituts der freien Universität Berlin.
- Wetzel, D. 2005:** „Boom im Kraftwerksbau“, Artikel erschienen in der WELT, 15.09.2005.
- Wiese, F. 2008:** „Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel“, Diplomarbeit an der Universität Flensburg/FH-Flensburg.
- Wildenborg, T., S. Holloway, C. Hendriks, E. Kreft, A. Lokhorst, M. Brook, R. Brandsma, P. Egberts, M. Larsen 2005:** „Cost Curves for CO₂ storage – Part 2: European sector“. TNO report NITG 04-238-1208, IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- World nuclear 2011:** Übersicht Atomkraftwerke in der Welt. Zuletzt abgerufen am 23.03.2011 von <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>
- Zemke, J., M. Stöwer, C. Arnold, W. Becker 2004:** „Das Potenzial zur CO₂ Versenkung in Aquiferstrukturen Nordostdeutschlands – Generelle Bedingungen und Ergebnisse erster Standortstudien“, in DGMK-Tagungsbericht 2004-2, S. 461-472.
- Zervos, A. 2008:** „Status and Perspectives of Wind Energy“, in Hohmeyer und Trittin (Eds), IPCC scoping meeting on renewable energy sources, Tagungsband, S. 103-125.
- Zhang, Z. X., G. X. Wang, P. Massarotta, V. Rudolph 2005:** „Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration“, in Energy Conversion and Management, article in press.