

**Möglichkeiten und Grenzen
von Joint Implementation
im Bereich fossiler Kraftwerke
am Beispiel der VR China**

Roland Rösch und Wolfgang Bräuer

Dokumentation Nr. 97-03

Dieser Bericht wurde im Rahmen eines internen ZEW-Projektes zum Thema „Chancen von Umwelttechnologien unter dem Einfluß umweltpolitischer Rahmenbedingungen“ erstellt.

Projektleiter: Dipl.-Volksw. Jens Hemmelskamp

Projektmitarbeiter:

Dipl.-Wirtschaftsing. Wolfgang Bräuer

Dr. Heidi Bergmann

Dr. Helmuth-Michael Groscurth

Dipl.-Wirtschaftsing. Roland Rösch

Für weitere Informationen wenden Sie sich bitte an:

Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW)
Forschungsbereich Umwelt- und
Ressourcenökonomik, Logistik
Dipl.-Volksw. Jens Hemmelskamp (Projektleiter)
Dipl.-Wirtschaftsing. Wolfgang Bräuer
Postfach 10 34 43
D-68034 Mannheim
Telefon: +49/621/1235-203, -204
Fax: +49/621/1235-226
E-Mail: hemmelskamp@zew.de; braeuer@zew.de

Dipl.-Wirtschaftsing. Roland Rösch
Technische Hochschule Darmstadt
Institut für Volkswirtschaftslehre
Telefon +49/6151/162095

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS / TABELLENVERZEICHNIS	II
1 EINLEITUNG	1
2 DER KLIMAPOLITISCHE PROZESS	2
2.1 Kohlendioxidemissionen nach Wirtschaftsräumen	2
2.2 Probleme der Energiewirtschaft	4
2.3 Grundlagen der internationalen Klimapolitik	6
2.3.1 Politische Charakteristika der Klimaproblematik	6
2.3.2 Entwicklungsverlauf der internationalen Umweltpolitik	7
2.3.3 Die UNCED-Konferenz von Rio de Janeiro	8
2.3.4 Die Klimarahmenkonvention der UNCED	9
2.3.5 Joint Implementation in der Klimarahmenkonvention	12
2.4 Joint Implementation als umweltpolitisches Instrument	13
3 TECHNISCHE OPTIONEN DER CO ₂ -REDUKTION	16
3.1 CO ₂ -Minderung durch Substitution von Energieträgern	17
3.1.1 Substitution durch CO ₂ -freie Energieträger	17
3.1.2 Substitution zwischen fossilen Energieträgern	18
3.2 CO ₂ -Minderung durch Steigerung der Energieeffizienz	20
3.2.1 Kraftwerke	21
3.2.2 Konventionelle Dampfkraftwerke	22
3.2.3 Wirkungsgradverbesserungen bei konventionellen Kraftwerken	24
3.2.4 Kombikraftwerke	35
3.2.5 Zukünftige Entwicklungslinien der fossilen Kraftwerkstechnik	46
3.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung	47
3.3 Technische CO ₂ -Rückhalte- und Entsorgungsmaßnahmen	49
3.4 CO ₂ -Minderung im Bereich fossiler Kraftwerke	50
4 JOINT IMPLEMENTATION (JI)-KRAFTWERKSPROJEKTE MIT CHINA	53
4.1 CO ₂ -Minderung und Minderungspotentiale in Deutschland	53
4.2 Energiesystem der VR China	55
4.2.1 Derzeitige Situation in der Energiewirtschaft der VR China	56
4.2.2 Struktur des Primärenergieeinsatzes in der VR China	57
4.2.3 Kraftwerkswirtschaft in der VR China	57
4.2.4 Mögliche JI-Kraftwerksprojekte in der VR China	59
4.3 Technische Anforderungen an JI-Kraftwerksprojekte	62
4.4 Anreize für Joint Implementation	63
4.4.1 Anreize für Geberländer und deren Unternehmen	63
4.4.2 Anreize für Gastländer und deren Unternehmen	64
4.5 Theoretische Analyse des Joint Implementation-Konzeptes	65
4.5.1 Joint Implementation bei stetigen Kostenverläufen	65
4.5.2 Joint Implementation bei diskreten Kostensprüngen	66
4.6 Mögliche Hindernisse für JI-Kraftwerksprojekte	67
4.6.1 Such-, Transaktions- und Kontrollkosten	68
4.6.2 Kostensprungproblematik bei JI-Kraftwerksprojekten	69
4.7 Ausgestaltungsmöglichkeit von JI-Kraftwerksprojekten	69
4.8 Anreize für Kraftwerksbauer für die Durchführung von JI	70
5 MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN VON JI-KRAFTWERKSPROJEKTEN ZWISCHEN DEUTSCHLAND UND DER VR CHINA	71
6 LITERATURVERZEICHNIS	73

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Weltweite Emissionen von Kohlendioxid, Trend und Reduktionsziele	10
Abbildung 2	Instrumentelle Ausgestaltungsmöglichkeiten von Joint Implementation.....	15
Abbildung 3	Grundsätzliche Möglichkeiten zur Verringerung der CO ₂ -Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger und relative CO ₂ -Emissionen (Steinkohle = 100) der unterschiedlichen Brennstoffe	16
Abbildung 4	Vereinfachter Wasser-Dampfkreislauf (Rankine-Prozeß)	22
Abbildung 5	Erreichbare Nettowirkungsgrade von fossilbefeuerten Kraftwerken	34
Abbildung 6	Schaltbild eines Kombikraftwerks mit Erdgas-/Heizöl-befuehrter Gasturbine und ungefeuertem Abhitze-Dampferzeuger (GuD-Kraftwerk) und vereinfachtes Schema einer Kohlevergasung.....	37
Abbildung 7	Anlagenschema einer Druckwirbelschichtfeuerung.....	45
Abbildung 8	Funktionsweise und ökonomische Effizienz von Joint Implementation.....	65
Abbildung 9	Joint Implementation bei diskreten Kostensprüngen	67
Abbildung 10	Ausgestaltungsmöglichkeiten von JI-Kraftwerksprojekten am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland und der VR China.....	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Ländern und Regionen (1990)	3
Tabelle 2	Kohlendioxidkoeffizienten fossiler Energieträger	18
Tabelle 3	Nettowirkungsgrad eines 600 MW Steinkohlekraftwerks in Abhängigkeit vom Kondensatordruck bei sonst gleichen Bedingungen	24
Tabelle 4	Investitionskosten von modernen konventionellen Kraftwerken (640 MW) kalkuliert für die Technik von Staudinger 5 und für das Hochtemperaturkraftwerk Lübeck (Bauwerke und Montage sind in den Kosten enthalten).....	33
Tabelle 5	Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (640 MW) kalkuliert für die Technik der Prototypenanlage Puertollano (Bauwerke und Montage sind in den Kosten für die Teilanlagen enthalten)	41
Tabelle 6	Gegenüberstellung von verschiedenen fossilen Kraftwerkstypen und Beurteilung ihres möglichen Beitrags zur CO ₂ -Minderung	52
Tabelle 7	Primärenergieeinsatz in der Volksrepublik China	57

1 Einleitung

In der Klimakonvention von Rio de Janeiro wurde die Möglichkeit des Joint Implementation (JI) zur Erreichung von Minderungsverpflichtungen für Klimagase eröffnet. JI-Projekte ermöglichen den Industrieländern, ihre in internationalen Verträgen eingegangenen Verpflichtungen durch die Finanzierung von Umweltschutzmaßnahmen in anderen Ländern zu erfüllen. Große CO₂-Minderungspotentiale bestehen in China. Bis zum Jahr 2010 sollen dort zusätzliche Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 13.000 MW jährlich gebaut werden. Der dadurch zu erwartende Anstieg der CO₂-Emissionen wird die Effekte der CO₂-Minderungsmaßnahmen in den Industrieländern größtenteils kompensieren. Durch CO₂-Reduktion im Rahmen von JI-Projekten beim Neubau und bei der Umrüstung von Kohlekraftwerken in China kann der Problemdruck, der durch den Ausbau des Energiesektors in China entsteht verringert werden. Gleichzeitig würden sich für die Kohlekraftwerksindustrie neue Marktchancen eröffnen.

Vor diesem Hintergrund hat sich das ZEW im Rahmen eines internen Projekts zum Thema „Chancen von Umwelttechnologien unter dem Einfluß umweltpolitischer Rahmenbedingungen“ u.a. mit den Perspektiven der Kraftwerksindustrie im Zusammenhang mit der Durchführung von Joint Implementation-Maßnahmen beschäftigt.

Ziel dieser Teilstudie war es, am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland und der VR China zu untersuchen, welche Möglichkeiten das Instrument des Joint Implementation bietet, um Projekte im Bereich fossiler Kraftwerke durchzuführen. Zunächst wurde dazu die zukünftige Bedeutung der VR China und der Bundesrepublik Deutschland für eine globale CO₂-Minderungsstrategie herausgearbeitet. Anschließend wurde die Art und Weise und der Umfang, in dem verschiedene technische Optionen zur Emissionsreduktion beitragen können, analysiert. Dieser Arbeitsschritt bildete die Grundlage zur Diskussion der Einsatzmöglichkeiten fortschrittlicher Kraftwerkstechniken zur Ausschöpfung von Reduktionspotentialen in der Bundesrepublik Deutschland und der VR China und zur Identifikation möglicher Joint Implementation-Projekte im Bereich fossiler Kraftwerke in der VR China. Darauf aufbauend wurde schließlich ein Konzept erarbeitet, das eine effiziente Nutzung von Reduktionspotentialen in der VR China durch JI-Kraftwerksprojekte ermöglicht.

Die vorliegende Dokumentation faßt die Ergebnisse der Teilstudie des Projektes zusammen. Die Teilstudie wurde von Diplom-Wirtschaftsing. Roland Rösch in Zusammenarbeit mit Diplom-Wirtschaftsing. Wolfgang Bräuer erarbeitet. Leiter des Projektes war Dipl. Volksw. Jens Hemmelskamp. Für ihre Unterstützung im Rahmen der Untersuchung danken wir Prof. Dr. Dirk Ipsen von der Technischen Hochschule Darmstadt, Fachgebiet Politische Ökonomie und Herrn Dipl. Volksw. Peter Greiner (ABB-Kommunikation GmbH).

2 Der klimapolitische Prozeß

Spätestens seit der Rio-Konferenz steht das Problem der globalen Klimaerwärmung aufgrund menschlicher Aktivitäten an der Spitze der internationalen Umweltdiskussion. Da es sich hierbei um ein globales Problem handelt, wird auf politischer Ebene ein international koordiniertes Vorgehen angestrebt. Dabei bereitet die Tatsache, daß nicht alle Staaten in gleichem Maße an der Verursachung des Treibhauseffekts beteiligt sind, Schwierigkeiten. Die Entwicklungsländer verlangen große Anstrengungen zur Reduktion der CO₂-Emissionen von den Industrieländern, während diese auf das wirtschaftlich aufstrebende China deuten, das mit einem enormen Zubau an Kohlekraftwerken, die Bemühungen der Industrieländer um eine Reduktion ihrer CO₂-Emissionen unnütz erscheinen läßt. Im folgenden wird dargestellt, welche Länder in welchem Maße zur Klimaproblematik beitragen und welche besondere Rolle der Energiewirtschaft in diesen Ländern zukommt. Daraufhin wird der bisherige Verlauf des klimapolitischen Prozesses dargestellt. Schließlich wird Joint Implementation als klimapolitisches Instrument eingeführt.

2.1 Kohlendioxidemissionen nach Wirtschaftsräumen

Die Vereinigten Staaten von Amerika (USA: 5,02 Mrd. t) sind der größte Emittent von CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, gefolgt von der ehemaligen Sowjetunion (GUS: 3,62 Mrd. t), der Europäischen Gemeinschaft (EU: 3,18 Mrd. t) und China (2,4 Mrd. t.). Diese vier Regionen trugen im Jahre 1990 insgesamt zu zwei Dritteln zu den weltweiten CO₂-Emissionen bei. Innerhalb der EU ist die Bundesrepublik Deutschland (1,04 Mrd. t), der weit größte CO₂-Emittent, sie ist für ein Drittel der EU-Emissionen verantwortlich. Gefolgt wird die Bundesrepublik Deutschland von Großbritannien (0,589 Mrd. t.), das etwas mehr als die Hälfte der deutschen Emissionen verursacht.

Die energiebezogenen Emissionen Frankreichs (0,384 Mrd. t) und z.B. auch Brasiliens (0,223 Mrd. t) sind sehr gering, da diese Länder in hohem Maße Kernkraft beziehungsweise Wasserkraft nutzen.¹

Die Volksrepublik China war im Jahre 1990, nach der GUS, der Spitzenreiter in der Ländergruppe der Nicht-OECD-Staaten. Im Jahr 2000 wird die VR China mit 3,5 Mrd. t vermutlich mehr CO₂ emittieren als die GUS und die ehemaligen Staatshandelsländer Osteuropas zusammen. Dies liegt einerseits am Rückgang des Energieverbrauchs in den ehemaligen Staatshandelsländern aufgrund der verschlechterten wirtschaftlichen Lage und andererseits am starken Wachstum des Energiebedarf in der VR China.² Es gibt Berechnungen, daß China im Jahr 2010 den weltweit höchsten CO₂-Ausstoß haben wird.³

Im Jahr 1990 hat China zu mehr als einem Zehntel zu den weltweiten CO₂-Emissionen beigetragen. Dagegen fallen andere Länder deutlich ab. Selbst Südkorea, welches sich durch hohe Wachstumsraten in der Vergangenheit auszeichnete, emittiert nur etwa ein Zehntel der CO₂-Emissionen (Tabelle 1).

Tabelle 1 zeigt, daß sich die Pro-Kopf-Emissionen der einzelnen Länder bis zu einem Faktor 20 unterscheiden. Die Bundesrepublik Deutschland lag 1990 bei den energiebedingten Pro-Kopf-CO₂-Emissionen weltweit an fünfter Stelle hinter den USA, Kanada, Australien und der ehemaligen CSSR.

¹ Bauer, A. (1993), S. 12.

² International Energy Agency (1995), S. 48 ff.

³ Oberthür, S. (1992), S. 10.

Die Volksrepublik China und die meisten anderen Entwicklungsländer weisen im Vergleich mit den OECD-Ländern eine deutlich geringere Pro-Kopf-Emission auf. Dies verdeutlicht, daß für eine globale CO₂-Minderungsstrategie, die jedem Land die gleichen CO₂-Emissionen pro Kopf und Jahr zubilligt, starke Umverteilungseffekte zu erwarten wären. Den Industrieländern stünden dann nur etwa 18% eines festzulegenden Kohlenstoffemissionsbudgets zur Verfügung.⁴

Tabelle 1 Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Ländern und Regionen (1990)

	CO ₂ -Emissionen in Mio. t CO ₂	CO ₂ -Emissionen pro Kopf in t CO ₂	CO ₂ -Emissionen pro Einheit des BSP in t CO ₂ pro 1000 US\$ (in Preisen von 1985)	Anteil an den weltweiten CO ₂ - Emissionen
OECD	10400	14,97	1,07	48,21
USA	5020	19,97	1,09	23,27
Japan	1060	8,58	0,63	4,91
Kanada	497	18	1,1	2,3
Australien	280	16	1,4	1,3
Europäische Union	3180	10,15	1,151	14,74
Deutschland	1039	13,05	1,34	4,82
Großbritannien	589	10,26	1,11	2,73
Frankreich	384	6,8	0,64	1,78
GUS	3620	13	k.A. ⁴⁰	16,8
Ex-CSSR	235	15	k.A. ⁴⁰	1,08
China	2400	2,11	5,78	11,13
Afrika	660	1,0	k.A. ⁴⁰	3
Indien	594	0,72	2,10	2,75
Südkorea	246	5,74	1,63	1,14
Brasilien	223	1,48	0,88	1,03
Welt	21570	4,2	k.A. ⁵	100

Quelle: IEA (1992), S. 28. und Enquete-Kommission (1992), S. 59 ff..

Die dritte Spalte in Tabelle 1 bildet die CO₂-Emissionen je Einheit Bruttosozialprodukt ab. Diese Maßzahl ist der Ausgangspunkt, um der Frage nachzugehen, wieviel Einheiten Bruttosozialprodukt für eine Einheit CO₂-Reduktion aufgegeben werden muß. Der Kehrwert dieser Maßzahl ist ein Indiz für die Obergrenze der Durchschnittskosten für CO₂-Reduktionen in den verschiedenen Ländern. Der Kehrwert gibt die durchschnittliche Bruttosozialproduktsminderung für eine reduzierte Emissionseinheit an.⁶ Somit sind die Emissionen je Einheit Sozialprodukt ein wichtiger Indikator dafür, wie kostengünstig Emissionsreduktionen in den einzelnen Ländern zu erreichen sind. Diese Maßzahl kann in den verschiedenen Regionen und Ländern bis zu einem Faktor 10 schwanken.⁷

Zwischen den Emissionen bezogen auf das Sozialprodukt und den Pro-Kopf-Emissionen besteht kaum eine Verbindung. Wenn überhaupt, ist die Beziehung invers: Entwicklungsländer, beispielsweise China und Indien, haben das niedrigste Emissions-

⁴ Krause, F. (1992), S. 280 ff. und Kopfmüller, J. (1993), S. 41 f.

⁵ Die fehlenden Angaben gründen sich auf nicht verfügbare Daten für ehemalige Ostblockländer und Entwicklungsländer.

⁶ Heister, J. (1994), S. 5 und Bauer, A. (1993), S. 15 sowie Faber, M. (1994), S. 92.

⁷ Vergleiche auf Basis dieser Maßzahl können verzerrt werden durch Wechselkurseffekte, weil die Wechselkurse in den seltensten Fällen die realen Kaufkraftparitäten widerspiegeln. Grubb nimmt deshalb eine realistischere Abschätzung auf Basis eines realen, bereinigten Sozialprodukts vor. Dabei werden die Nominalwerte um die Kaufkraftparitäten korrigiert, um den realen Kaufwert einer Währung einfließen zu lassen. Dennoch sind die CO₂-Emissionen pro Einheit „reales Sozialprodukt“ in China immer noch um den Faktor 2,5 größer als in der Bundesrepublik Deutschland (Grubb, M. (1990), S. 169 f.).

niveau pro Kopf und das höchste pro Einheit Sozialprodukt. Hätten China und Indien dasselbe Energieverbrauchs-niveau pro Kopf und damit auch dasselbe Emissionsniveau pro Kopf wie beispielsweise die USA, dann würden sich die weltweiten Kohlendioxidemissionen nahezu verdreifachen.⁸

Die Volksrepublik China weist bei den Kohlendioxidemissionen pro Einheit Sozialprodukt mit 5,78 t CO₂ pro 1000 US\$ den mit Abstand höchsten Wert auf. Dies bedeutet, daß in China das Bruttosozialprodukt sehr kohlenstoffintensiv erstellt wird, und daß in China die Reduktion von CO₂-Emissionen mit den geringsten Sozialproduktverlusten verbunden sind. Gegenüber China weisen die Länder der OECD Werte dieser Kennzahl auf, die im Schnitt weniger als ein Fünftel des chinesischen Wertes ausmachen.

2.2 Probleme der Energiewirtschaft

Durch das stetige Ansteigen der energiebedingten Kohlendioxidemissionen und deren Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt haben sich die Probleme in der Energiewirtschaft deutlich verlagert. In der Vergangenheit wurde vor allem die Reichweite der fossilen Energieträger als Grenze für die Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern und damit auch als natürliche Grenze für das Wachstum von Volkswirtschaften angesehen.⁹ Durch neue Abbautechniken und durch neu entdeckte Vorkommen konnte diese Wachstumsgrenze aber immer wieder zeitlich verschoben werden. Die geopolitische Bedeutung der Energieversorgung ist angesichts der Versorgung mit preiswerten Brennstoffen in den letzten zehn Jahren, mit Ausnahme in der Zeit des Golfkrieges, in den Hintergrund getreten. Dieser scheinbar problemlose Zustand wurde auf der 16. Weltenergiekonferenz in Tokio durch die Ergebnisse einer Studie des World Energy Council (WEC) untermauert, wonach sich auf absehbare Zeit global keine Knappheit bei den Energieträgern abzeichnet. Trotz stark ansteigendem weltweiten Primärenergieverbrauch hat die Reichweite der sicher und ökonomisch abbaubaren Reserven im Verhältnis zum jeweiligen Jahresverbrauch eher noch zugenommen. Die Reichweite beträgt derzeit beim Erdöl gut 40, beim Erdgas mehr als 60 und bei der Kohle weit über 200 Jahre.¹⁰ Trotz der Zunahme der Reichweite der fossilen Energieträger erlaubt die absolute Reichweite vor allem von Erdöl und Erdgas nur mittelfristige Nutzungsstrategien.

Das anthropogene CO₂ ist somit nicht nur ein Umwelt-, sondern auch ein eminentes Rohstoffproblem, denn Kohle, Öl und Gas sind die Hauptquellen unserer gegenwärtigen und auch unserer zukünftigen Energieversorgung. Da Alternativen zur fossilen Energieerzeugung erst längerfristig verfügbar sein werden, vermag man die CO₂-Emissionen nicht in kurzer Zeit zu beenden, wie es gegenwärtig etwa bei den Fluorchlorkohlenwasserstoffen (FCKWs) versucht wird.¹¹

Bevor Klimaforscher die drohenden Klimaveränderungen erkannten und publizierten, wurden ökologische Belastungen aus der fossilen Energieerzeugung vor allem in den Emissionen von Stickoxiden (NO_x) und Schwefeldioxid (SO₂) gesehen.

Schwefeldioxid ist ein farbloses, stechend riechendes Gas und wirkt besonders als Reizgas auf die Schleimhäute der Atemwege. Pflanzen und Tiere werden durch Schwefeldioxid ebenfalls geschädigt. Nach Bildung von Schwefelsäure treten Versauerungen von Gewässern und Böden auf. Ebenso wurden Schäden an Gebäuden und Industrieanlagen beobachtet.

⁸ Grubb, M. (1990), S. 170.

⁹ Meadows, D. (1972).

¹⁰ Czakainski, M. (1995), S. 690 f.

¹¹ World Energy Council (1993b), S. 53 ff.; Faber, M. (1994), S. 90

Stickoxide können ebenfalls starke Reizungen der Atemwege hervorrufen. Schwefeldioxid und Stickoxide zusammen tragen zur Luftverschmutzung vor allem im städtischen Raum bei, sie können sich somit negativ auf die menschliche Gesundheit und die Ökosysteme auswirken (z.B. Versauerung von Seen, Waldsterben).¹² Im Gegensatz zu Kohlendioxid können bei Schwefeldioxid und Stickoxiden Belastungsschwerpunkte, sogenannte „Hot Spots“, entstehen. Dies hat beispielsweise in der Bundesrepublik Deutschland Anfang der 80er Jahre eine Diskussion in der Öffentlichkeit über „Sauren Regen“ und „Waldsterben“ ausgelöst, die eine Begrenzung der Schwefeldioxid- und der Stickoxidemissionen mit sich brachte.¹³

Die spezifischen Emissionen von SO₂ und NO_x konnten durch technische Rückhaltmaßnahmen, eine entsprechende Verbesserung der Verbrennungstechnik sowie durch Umstellung auf schwefelarme Brennstoffe erheblich gesenkt werden.¹⁴ Innerhalb der letzten zehn Jahre konnten bei fossilen Kraftwerken die spezifischen SO₂-Emissionen von ca. 8 g/kWh und die spezifischen NO_x-Emissionen von ca. 3 g/kWh auf deutlich unter 1 g/kWh vermindert werden.¹⁵ Durch diese technischen Maßnahmen konnten die SO₂-Emissionen im OECD-Raum gegenüber 1970 auf die Hälfte reduziert werden, und der Anstieg der NO_x-Emissionen wurde gebremst.¹⁶ Allerdings verringerte sich dadurch der Wirkungsgrad der Stromerzeugung um 1 bis 3%, was durch zusätzlichen Brennstoffeinsatz zu einer Verschlechterung der CO₂-Bilanz führte.¹⁷

Durch den Einsatz von Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) steigen die Stromerzeugungskosten etwa um 1,9 Pf/kWh und durch die Verwendung von DeNO_x-Anlagen um rd. 1,3 Pf/kWh.¹⁸ Die finanziell schwachen Entwicklungsländer neigen daher zum Verzicht auf SO₂- und NO_x-Minderungsverfahren. Der Weltenergieat (WER) hat errechnet, daß im Jahr 2020 etwa 70% der weltweiten SO₂- und NO_x-Emissionen von den Ländern der Dritten Welt freigesetzt wird. Menschen, die ums Überleben kämpfen müssen, weil sie zu wenig Energie haben, beurteilen das Risiko, das sie beim Energieverbrauch ihrer Umwelt zumuten, anders als diejenigen, die Energie im Überfluß haben. Zwar sind die Probleme durch die genannten Luftschadstoffe noch nicht völlig gelöst, aber durch verbesserte Techniken konnten vor allem in den Industrieländern die „Hot Spots“ beseitigt werden. Der zukünftige Energieverbrauch in diesen Ländern kann mit immer geringeren Schadstoffen dieser Art stattfinden.

Dagegen lassen sich die Gefahren durch die ständige Zunahme des CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre nicht alleine durch die Einführung neuer technischer Verfahren in den In-

¹² Kugeler, K./Phlippen, P.W. (1993), S. 118 sowie (OECD) (1991), S. 336 ff.

¹³ Schilling, H.-D. (1995), S. 647 und Heiermann, H. (1992), S. 379 ff.

¹⁴ Es gibt mehrere Möglichkeiten, die SO₂-Emissionen aus Feuerungsanlagen zu reduzieren. Die nächstliegende Methode ist eine Entschwefelung der Brenn- und Einsatzstoffe vor deren Verbrennung, so z.B. bei Kohle durch eine vorgeschaltete Kohlevergasung mit einem anschließenden chemischen oder physikalischen Waschverfahren. Während der Verbrennung kann eine Entschwefelung durch Zugabe von schwefelbindenden Stoffen, z. B. Kalk, vorgenommen werden. Schließlich ist eine Entschwefelung der Rauchgase möglich. Die meisten Rauchgasentschwefelungstechnologien basieren auf Waschverfahren mit Hilfe von Kalkstein mit Gips und Schwefel als Endprodukt. In der Bundesrepublik Deutschland konnte der in den 70er Jahren erzielte Höchstwert von ca. 2 Mio t SO₂ in diesem Bereich um 85% gesenkt werden. Dies wurde durch Anwendung der Abgasentschwefelung aufgrund des Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) und der Verordnung für Großfeuerungsanlagen (GFAVO) von 1983, die eine 80%ige Rückhaltung für SO₂ forderte, erreicht. Die Verordnung für Großfeuerungsanlagen wurde einige Monate später auch auf NO_x ausgedehnt. Für den Großteil der bestehenden Kraftwerke wurde es damit zur Pflicht, DeNO_x-Anlagen nachzurüsten. Dadurch gingen die NO_x-Emissionen in den alten Bundesländern von 0,75 Mio. t im Jahr 1984 auf 0,2 Mio t im Jahr 1991 um 74% zurück. Die DeNO_x-Anlagen verwenden die selektive katalytische Reduktion (SCR). Bei diesem katalytischen Verfahren werden Stickoxide bei Temperaturen von 300 bis 400 °C unter Ammoniakzugabe beseitigt (zu den Verfahren vergleiche Kugeler, K./Phlippen, P.W. (1993), S. 121 ff.).

¹⁵ Hlubek, W. (1996), S. 7 f. sowie Heiermann, H. (1992), S. 379.

¹⁶ Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) (1991), S. 331 ff.

¹⁷ Schilling, H.-D. (1995), S. 647.

¹⁸ Heiermann, H. (1992), S. 379 f.

dustrielländern verhindern, sondern es muß aufgrund der Globalität des Klimaproblems gelingen, möglichst viele Länder in eine gemeinsame Umweltpolitik zu integrieren. Hierin liegt auch der große Unterschied des Klimaproblems zu den anderen bereits behandelten Problemen der Energiewirtschaft.

2.3 Grundlagen der internationalen Klimapolitik

Um die Chancen und Grenzen eines umweltpolitischen Instrumentariums beurteilen zu können, sind Kenntnisse über die politischen Charakteristika der Klimaproblematik erforderlich. In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie sich die internationale umweltpolitische Diskussion entwickelt hat. Es wird auch verdeutlicht, inwieweit internationale umweltpolitische Vereinbarungen die nationalen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Zukunft beeinflussen werden. Weiterhin wird darauf aufmerksam gemacht, daß die globalen Umweltprobleme nur gemeinsam mit den bestehenden Entwicklungsproblemen gelöst werden können. Dies erklärt wiederum die Bedeutung von Finanz- und Technologietransfers zur Lösung der globalen Umweltprobleme.

Wichtiges Anliegen dieses Kapitels ist es, die Ergebnisse der UNCED-Konferenz in Rio, die in bezug auf die Klimaproblematik von Bedeutung sind, darzustellen. Das politisch festgelegte Emissionsziel zur Verhinderung des Treibhauseffektes wird ausführlich erläutert. Zudem wird die Rolle der Bundesrepublik Deutschland in der internationalen Klimadiskussion untersucht.

2.3.1 Politische Charakteristika der Klimaproblematik

Die politischen Probleme des anthropogenen Treibhauseffektes sind im wesentlichen in der ungleichen regionalen Verteilung der CO₂-Emissionen, in den wissenschaftlichen Unsicherheiten über die Auswirkungen und in der Problematik globaler Gemeinschaftsgüter zu sehen.

Beim Verteilungsproblem geht es im wesentlichen darum, wer die Erdatmosphäre mit wieviel Treibhausgasen verschmutzen darf. Es ist ausgeschlossen, daß irgendeine Regelung zur Verminderung der Treibhausgase gefunden werden kann, wenn die Industrieländer nicht einen Großteil ihrer historischen Verschmutzungsrechte an die Entwicklungsländer abtreten.¹⁹

Zu den politischen Problemen trägt auch bei, daß die Klimaproblematik von großen wissenschaftlichen Unsicherheiten gekennzeichnet ist. Über Zeitpunkt, Ausmaß und Verteilung der Wirkungen besteht keine Gewißheit, die zu einem uneingeschränkten Handeln zwingen würde.

Da viele Treibhausgase auf lokaler und regionaler Ebene keine direkten Umweltschäden verursachen und es sich bei der Erdatmosphäre um ein globales Gemeinschaftsgut²⁰ handelt, gab es bislang keine Anreize zur Emissionsverringerung. Die Wirksamkeit isolierter nationaler Politiken ist außerdem sehr begrenzt. Aufgrund des globalen und zeitlich verzögerten Auftretens möglicher Schäden ist die Zurechnung nach dem Verursa-

¹⁹ Simonis, U. E. (1992), S. 21.

²⁰ Gemeinschaftsgüter („global commons“) sind ihrer Definition zufolge dadurch gekennzeichnet, daß sie nicht aufgeteilt werden können und niemand von ihrem Gebrauch ausgeschlossen werden kann. Das Entscheidungsdilemma („tragedy of the commons“) besteht darin, daß die Gemeinschaftsgüter von rationalen Gewinnmaximierern genutzt werden, wobei der Gewinn privat angeeignet wird, während der dem Gut zugefügte Schaden von allen Nutzern getragen wird. Bei uneingeschränktem Zugang zu den Gemeinschaftsgütern führt das zu ihrer Übernutzung und damit zum Ruin aller Nutzer. Aus politischen Blickwinkel stellt sich dieser Sachverhalt wie folgt dar: Eine Kooperation aller Staaten in Umweltfragen läge im Interesse aller, die individuellen Interessen der jeweiligen Staaten und das Vertrauen auf Aktionen der anderen überwiegen jedoch in einzelstaatlicher Politik, was letztlich zu einer für alle Beteiligten schlechteren Situation führt.

cherprinzip²¹ nur bedingt möglich. Ein Trittbrettfahrerverhalten einzelner Staaten, die keine klimapolitischen Maßnahmen umsetzen, aber von den Maßnahmen anderer Staaten profitieren, ist nicht auszuschließen.²² Der Unterschied zwischen nationalen Gemeinschaftsgütern und globalen Gemeinschaftsgütern besteht darin, daß keine übergeordnete supranationale Instanz existiert, die ein wie auch immer bestimmtes Niveau des Gemeinschaftsgutes sowie seine Finanzierung erzwingen kann. Internationale Vereinbarungen zum Schutz des Gutes können nur auf Freiwilligkeit beruhen.²³

Die Klimaschutzpolitik bedarf daher internationaler Abstimmung, wobei als die wesentlichen Interessengruppen die Industrie- und die Entwicklungsländer anzusehen sind, die aber beide in sich stark heterogene Strukturen aufweisen. Internationale Abstimmung ist in den letzten Jahren zunehmend erfolgt, wenn auch die getroffenen Beschlüsse zur Lösung der globalen Umweltprobleme noch nicht ausreichend sind.

2.3.2 Entwicklungsverlauf der internationalen Umweltpolitik

Im Jahre 1972 fand mit der „UN Conference on Human Environment“ in Stockholm die erste global angelegte Konferenz zu Umweltfragen statt. Die Vertreter der 110 teilnehmenden Staaten befaßten sich entsprechend der Wahrnehmung der damaligen Zeit eher mit lokal und regional auftretenden Problemen der Boden- und Wasserverschmutzung sowie mit Aspekten grenzüberschreitender Luftverschmutzung. Die Ergebnisse dieser Konferenz sind aus heutiger Sicht weniger im Bereich konkreter Maßnahmenbeschlüsse als eher im politischen Bereich zu sehen.

Es war in Stockholm erstmals gelungen, die Themen Umwelt und Entwicklung gemeinsam, d.h. unter Einbezug von Industrie- und Entwicklungsländern, zumindest ansatzweise auf globaler Ebene zu behandeln.²⁴ Zum anderen brachte die Konferenz einen zusätzlichen Schub in Richtung einer weltweit verstärkten Institutionalisierung der Umweltthematik. Dies manifestierte sich in der Einrichtung eigenständiger Umweltministerien in verschiedenen Ländern und in der Gründung des United Nations Environmental Programme (UNEP) auf internationaler Ebene.²⁵

In der Zeit nach Stockholm fanden zahlreiche Konferenzen zu ausgewählten Themenfeldern wie Meeresnutzungsrechte, Bevölkerungswachstum, Luftverschmutzung, Gesundheit und Klima statt.²⁶ Als Reaktion auf die wachsende Besorgnis über die Klimaänderung durch menschliche Aktivitäten hielt die Weltorganisation für Meteorologie (WMO) im Jahre 1979 in Genf eine Weltklimakonferenz ab. Zu dieser Zeit deuteten die ersten Klimamodelle auf einen Zusammenhang zwischen dem Anstieg des Kohlendioxidgehalts in der Atmosphäre und weltweiten Klimaveränderungen hin. Wichtigstes Ergebnis dieser Konferenz war lediglich ein Aufruf an alle Nationen, alles zu versuchen, um vom Menschen verursachte mögliche Klimaveränderungen vorherzusehen und zu vermeiden.²⁷

Konkretere und weiterreichende Ergebnisse konnten aufgrund der spezifischen Interessen einzelner Staaten und Staatengruppen auf den zahlreichen Konferenzen nicht erarbeitet werden. Die neue globale Sichtweise verengte sich bald auf die Umweltprobleme

²¹ Das Verursacherprinzip besagt, daß die Verursacher von Umweltschäden mit den dadurch entstehenden Kosten belastet werden sollen und auch die Kosten von Vermeidungsmaßnahmen zu tragen haben.

²² Oberthür, S. (1992), S. 10 ff.

²³ Endres, A. (1995), S. 145.

²⁴ Krause, F. (1992), S. 17 ff. und Kopfmüller, J. (1993), S. 1.

²⁵ Kopfmüller, J. (1993), S. 1.

²⁶ Eine Aufstellung von internationalen Umweltkonferenzen und deren Ergebnisse findet sich in Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (1991), S. 804 ff. und in Krause, F. (1992), S. 17 ff.

²⁷ Krause, F. (1992), S. 18.

innerhalb und zwischen den westlichen (OECD, EU; G7) und östlichen Industrieländern.²⁸

Ab Mitte der achtziger Jahre trat mit der verstärkten Wahrnehmung der globalen Probleme eine erneute Wende in der internationalen Umweltpolitik ein. Ein wesentlicher Grund dafür war die Erkenntnis, daß die bisher verwendeten Lösungsansätze in vielen Fällen nur eine Verlagerung der Probleme auf andere Umweltmedien, auf andere Regionen (z. B. Industrieländer - Entwicklungsländer) oder auf zukünftige Generationen zur Folge hatten.²⁹ Bei der CO₂- beziehungsweise Treibhausproblematik sind dabei allerdings nur die beiden letzten Aspekte relevant.

Entscheidend angestoßen durch die Entstehung und die Arbeit der World Commission on Environment and Development (WCED)³⁰ (Brundtlandt-Kommission), die 1987 mit der Vorlage des Berichts „Unsere gemeinsame Zukunft“ endete, rückten in der wissenschaftlichen und politischen Diskussion folgende Erkenntnisse in den Vordergrund:³¹

- Umweltprobleme sind immer seltener lokal begrenzt beziehungsweise begrenztbar, sie treten vielmehr verstärkt großflächig und teilweise global auf (z.B. Klimaveränderungen oder Abbau der Ozonschicht).
- Die Probleme sind nur unter Berücksichtigung der nicht zu trennenden Verknüpfung von Umwelt- und Entwicklungsfragen adäquat lösbar.
- Im Unterschied zu den zentralen Aussagen in den siebziger und weiten Teilen der achtziger Jahre wird weniger die Menge der insgesamt verfügbaren Ressourcen (Rohstoffe, Energieträger) der entscheidende Restriktionsfaktor für menschliche Aktivitäten sein, vielmehr wird der „Ressource Umwelt“, d.h. die begrenzte Aufnahmekapazität der Umweltmedien Luft, Wasser und Boden für Schad- und Abfallstoffe sowie deren Regenerationsfähigkeit ebenso große Bedeutung zukommen.

Die zehn Jahre nach der Stockholm-Konferenz gegründete Initiative zur WCED hatte verbunden mit der Erkenntnis unveränderter Wirkungslosigkeit internationaler Umweltpolitik einen nicht unerheblichen Anteil am Zustandekommen der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (UNCED³²).

2.3.3 Die UNCED-Konferenz von Rio de Janeiro

Die Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro war mit mehr als 15000 Delegierten aus 170 teilnehmenden Staaten und über 115 anwesenden Staats- und Regierungschefs die größte Konferenz der Vereinten Nationen, die jemals stattgefunden hat.³³

Die wichtigsten Ergebnisse der UNCED sind die Rio-Deklaration, die Walderklärung, die Agenda 21, die Konvention über biologische Vielfalt und die Klimakonvention. Darüberhinaus wurde die Einrichtung einer UN-Kommission für „Sustainable Development“ beschlossen.

Für die Bekämpfung des Treibhauseffektes sind Teile der Rio-Deklaration, der Walderklärung sowie die Agenda 21 und im besonderen die Klimakonvention von Bedeutung.

²⁸ Kopfmüller, J. (1993), S. 1.

²⁹ Krause, F. (1992), S. 20.

³⁰ Die WCED, zu deutsch „Weltkommission für Umwelt und Entwicklung, wurde 1983 von der UNO berufen.

³¹ Lembke, H. (1992), S. 323 f. sowie Kopfmüller, J. (1993), S. 2.

³² Die englische Abkürzung steht für United Nations Conference on Environment and Development (UNCED).

³³ Simonis, U. E. (1994), S. 87.

An diesen Dokumenten werden sich künftig nationale und internationale Klimaschutzstrategien und damit auch wirtschafts- und energiepolitische Ziele orientieren müssen.³⁴

In der Rio-Deklaration sind 27 Grundsätze verankert, die Gleichheits- und Zukunftsrechte der Menschheit betreffen. Die Deklaration betont für die armen Länder ein „Recht auf Entwicklung“; sie benennt die reichen Industrieländer als Hauptverursacher der globalen Umweltprobleme und legt ihnen die Pflicht auf, diese Probleme mit geeigneten Maßnahmen anzugehen. Die Staatengemeinschaft wird aufgefordert, bei der Entwicklung einer globalen Umweltschutzstrategie das „Verursacherprinzip“³⁵ und die „Internalisierung externer Effekte“, d.h. die Einbeziehung insbesondere von Kosten, die durch Umweltschäden entstehen, in die Preise von Gütern und Dienstleistungen zu berücksichtigen. Die Rio-Deklaration ist leider noch keine völkerrechtlich verbindliche Vereinbarung, eine verbindliche Ratifizierung ist aber in Aussicht gestellt worden.³⁶

Mit der Agenda 21 wurde ein 40 Kapitel umfassendes Aktionsprogramm, das Strategien und Maßnahmen für umwelt- und entwicklungspolitisches Handeln in den Staaten sowie für die zwischenstaatliche Zusammenarbeit enthält, verabschiedet. Die Industrieländer sollen danach ihre Energie-, Verkehrs-, Landwirtschafts- und Handelspolitik weitreichend ändern. Für die Entwicklungsländer wurden Aktionsprogramme zur Bekämpfung der Armut entworfen. Das Kapitel 33 der Agenda 21 enthält beispielsweise die Absichtserklärung der Industriestaaten, den Entwicklungsländern „sobald wie möglich“ jährlich 0,7% ihres Bruttosozialproduktes (was derzeit einem Betrag von ca. 125 Mrd. US\$ entspricht) zur Verfügung zu stellen, was im Vergleich zur derzeitigen Summe eine etwa 130%-ige Steigerung bedeutet. Eine eigenständige Kommission, die „Commission on Sustainable Development“, die dem Generalsekretär der Vereinten Nationen berichten muß, soll die ökologische Umstrukturierung in Industrie- und Entwicklungsländern kontrollieren. Diese Kommission könnte somit auch als Überprüfungsgremium für Finanz- und Technologietransfer fungieren.³⁷

Die Grundsatzklärung Wald ist für die CO₂-Problematik ebenfalls direkt von Bedeutung, da die (tropischen) Wälder aufgrund der Tatsache, daß sie einen Teil des atmosphärischen CO₂ aufnehmen und den aufgenommenen Kohlenstoff für längere Zeit in Biomasse binden, einen diesbezüglich wichtigen CO₂-Speicher darstellen, der zu erhalten beziehungsweise mengenmäßig noch auszubauen ist.³⁸

Unter den Dokumenten der UNCED ist die Klimarahmenkonvention besonders wichtig.

2.3.4 Die Klimarahmenkonvention der UNCED

Zwar ist es aufgrund des Widerstandes der USA sowie einiger ölexportierender Staaten nicht gelungen, sich auf einen Zeitpunkt festzulegen, zu dem weltweit die Emissionen an CO₂ und anderer Treibhausgase auf dem Niveau von 1990 stabilisiert werden sollen. Verabschiedet werden konnte jedoch ein umfangreiches Regelwerk, das völkerrechtlich verbindlichen Charakter hat, unter anderem auch für die Bundesrepublik Deutschland und für die VR China.³⁹

In der Klimarahmenkonvention wird CO₂ nicht ausdrücklich erwähnt, dennoch enthält die Konvention explizit auch für CO₂ ungewöhnlich scharfe Reduktionsvorgaben. Sie bindet die Unterzeichnerstaaten in Artikel 2 an das Endziel, „die Stabilisierung der

³⁴ Kopfmüller, J. (1993), S. 5.

³⁵ Das Verursacherprinzip besagt, daß die Verursacher von Umweltschäden mit den dadurch entstehenden Kosten belastet werden sollen und auch die Kosten von Vermeidungsmaßnahmen zu tragen haben.

³⁶ Michaelis, H. (1992), S. 503 sowie Simonis, U. E. (1994), S. 87 f.

³⁷ Simonis, U. E. (1994), S. 87 f.

³⁸ Michaelis, H. (1992), S. 503 sowie Simonis, U. E. (1994), S. 89.

³⁹ Schafhausen, F. (1995), S. 280.

Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert werden kann. Ein solches Niveau ist innerhalb eines Zeitraums zu erreichen, der kurz genug ist, damit die Ökosysteme sich auf natürliche Weise an die Klimaveränderung anpassen können, um sicherzustellen, daß die Lebensmittelproduktion nicht gefährdet wird und die wirtschaftliche Entwicklung nachhaltig fortgeführt werden kann“.⁴⁰

Verschiedene Autoren weisen darauf hin, daß dieser Artikel, auch ohne konkrete Festlegung eines Zeitraums, innerhalb des nächsten Jahrhunderts hohe CO₂-Reduktionsvorgaben impliziert und möglicherweise eine schärfere Verpflichtung zu konsequenter Klimaschutzpolitik bedeutet, als den unterzeichnenden Staaten gegenwärtig bewußt sein mag.⁴¹ Wird eine mittlere globale Erwärmung um 0,1 Grad Celsius pro Jahrzehnt als noch ökovertäglich angenommen, muß eine Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um etwa 50% bis zum Jahr 2050 erreicht sein. Angesichts der zu erwartenden ungefähren Verdoppelung der Weltbevölkerung wäre damit eine Reduzierung der statistisch global mittleren CO₂-Emissionen pro Kopf um 75% auf etwa eine Tonne pro Kopf verbunden. Während die Industriestaaten ihren CO₂-Ausstoß drastisch senken müssen (um 80%), wird sich in den Entwicklungsländern ein geringer Anstieg nicht vermeiden lassen (vgl. Abbildung 1).⁴²

Die Maßnahmen, die von den Vertragsstaaten zur Erreichung des in Artikel 2 spezifizierten Zieles ergriffen werden, sollen sich an den in Artikel 3 aufgelisteten Prinzipien orientieren. Dabei stehen die gemeinsame, aber jeweils unterschiedlich auszufüllende Verantwortung der Staaten, die Vorsorge⁴³ zum Schutz heutiger und späterer Generationen, das Recht auf nachhaltige Entwicklung aller Staaten und das Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit im Vordergrund. In Artikel 3 wird ebenfalls betont, daß Politiken und Maßnahmen zur Bewältigung der Klimaänderungen kostengünstig sein sollen, um weltweite Vorteile zu möglichst geringen Kosten zu gewährleisten.

Artikel 4 Absatz 1 enthält für alle Vertragsparteien geltende allgemeine Verpflichtungen. Danach verpflichten sich alle Staaten, nationale Treibhausgasinventare zu entwickeln, regelmäßig zu aktualisieren, zu veröffentlichen und der Konferenz der Vertragsstaaten zur Verfügung zu stellen.

Artikel 4 Absatz 2 enthält Bestimmungen, die nur Länder betreffen, die in Anlage I (OECD-Länder, EU, Transformationsstaaten beziehungsweise die Staaten Osteuropas)⁴⁴ zur Klimakonvention aufgeführt sind. Diese Staaten verpflichten sich, mittels nationaler Maßnahmen ihre Emissionen von Kohlendioxid auf das Niveau von 1990 zu drosseln. Dabei war die Festlegung eines Zeitraumes bis zum Jahr 2000 ein Ziel, das in der Konferenz nicht gegenüber den USA durchgesetzt werden konnte. Die Mitgliedstaaten der EU sowie die Schweiz und letztlich auch Japan haben sich verpflichtet, die Stabilisierung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2000 zu erreichen.⁴⁵

Die Verpflichtungen der Bundesrepublik Deutschland sind noch weitreichender. Die Regierung der Bundesrepublik Deutschland hat schon am 13. Juni 1990 in Form einer unverbindlichen Selbstverpflichtungserklärung beschlossen, bis zum Jahr 2005 die

⁴⁰ Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (1992), S. 9 f.

⁴¹ Michaelis, H. (1992), S. 505 sowie Simonis, U. E. (1994), S. 88 f.

⁴² Michaelis, H. (1992), S. 505 sowie Simonis, U. E. (1994), S. 89.

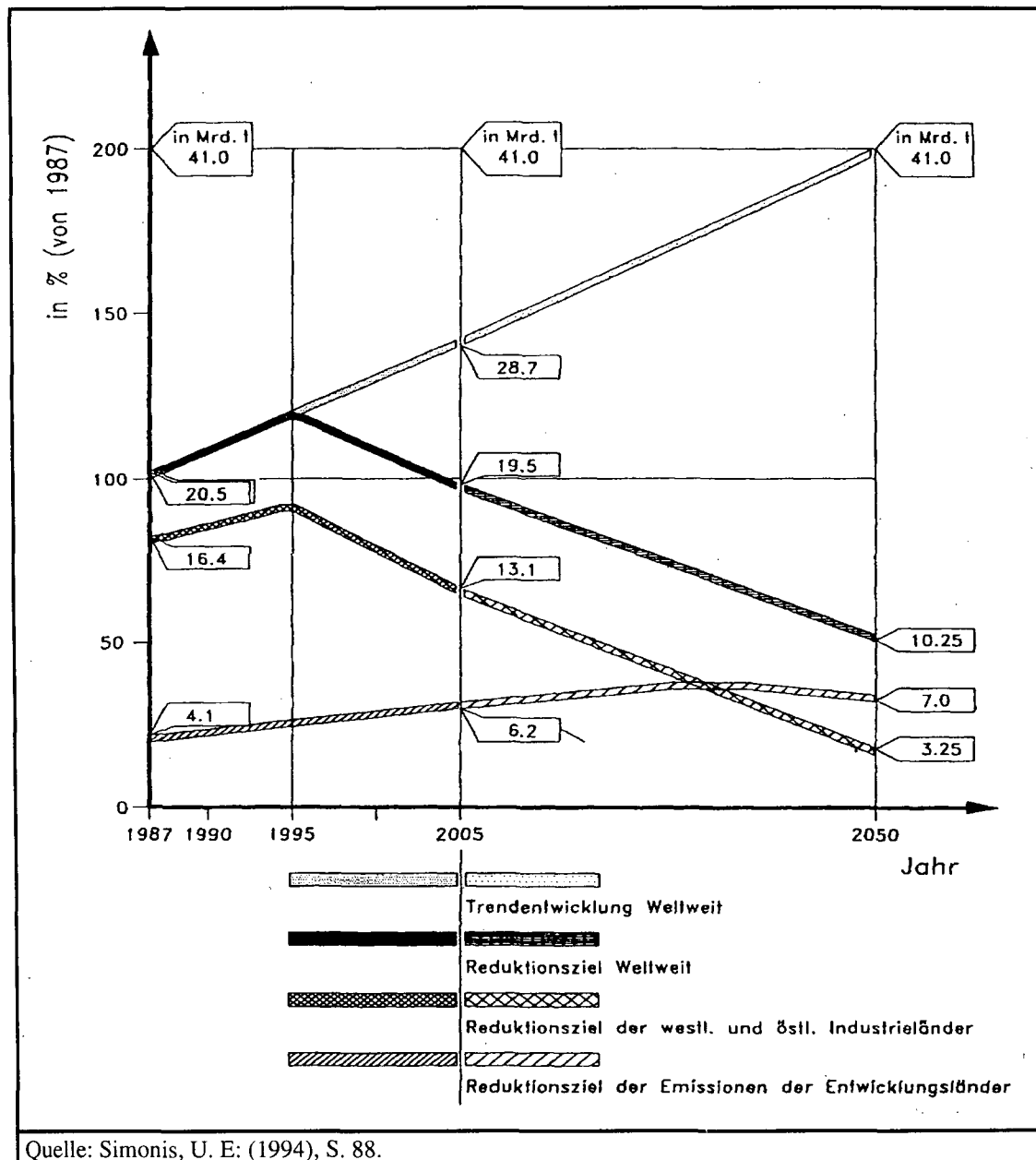
⁴³ Im Zusammenhang mit dem Vorsorgeprinzip betont Absatz 3, daß das Fehlen wissenschaftlicher Gewißheit nicht als Grund dafür dienen kann, Maßnahmen zu unterlassen, die dem Treibhauseffekt vorbeugen.

⁴⁴ Folgende Gruppen von Staaten werden nach Maßgabe einzelner Anlagen der Klimakonvention unterschieden: Staaten nach Anlage I (OECD-Länder, EU, Transformationsstaaten), Staaten nach Anlage II (OECD-Länder und EU), Unterzeichner-, beziehungsweise Vertragsstaaten der Konvention (153 Staaten), Teilnehmerstaaten der Konferenz und Organisationen der regionalen Wirtschaftsintegration der UNCED (ca. 180 Staaten).

⁴⁵ Michaelis, H. (1992), S. 504 f.

energiebedingten CO₂-Emissionen in den alten Bundesländern um 25% gegenüber dem Niveau von 1987 zu reduzieren. Dieser Grundsatzbeschluss wurde nach dem Beitritt der neuen Länder aufgrund der dort erwarteten CO₂-Minderungspotentiale erweitert. In seiner Regierungserklärung vom 30. Januar 1991 formulierte der Bundeskanzler, daß die Bundesregierung eine Verringerung um 25 bis 30% bis zum Jahr 2005 als Ziel beschlossen habe.⁴⁶ Die Bundesrepublik Deutschland sieht sich durch diese Beschlüsse, zusammen mit den anderen EU-Ländern, in einer Art Vorreiterrolle in bezug auf den Klimaschutz.⁴⁷

Abbildung 1 Weltweite Emissionen von Kohlendioxid, Trend und Reduktionsziele



Die Berücksichtigung der Kosteneffizienz in Artikel 3 hat besonders auf Veranlassung der deutschen Delegation dazu geführt, in Artikel 4 Absatz 2a Kompensationen zuzulassen. Danach können die betroffenen Staaten treibhausgasreduzierende Politiken und Maßnahmen gemeinsam mit anderen Vertragsparteien durchführen.

⁴⁶ Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (1994), S. 2 f.

⁴⁷ Lamprecht, F. (1995), S. 277.

Allen beteiligten Staaten werden aufgrund von Artikel 12, je nach Entwicklungsstand, unterschiedlich umfangreiche Berichtspflichten auferlegt.⁴⁸

Trotz der Größe der Konferenz und der Heterogenität der Teilnehmer ist es in Rio de Janeiro zu greifbaren Ergebnissen gekommen. In einer Gesamtbeurteilung des „Erdepfels“ Rio bleibt festzustellen, daß einige zentrale Fragen - etwa die Einbindung multinationaler Konzerne in Strategien zu einer nachhaltigen Weltwirtschaft, das Thema Technologietransfer vom Norden in den Süden oder generell die Problematik des Bevölkerungswachstums - nicht oder nur ungenügend behandelt wurden. Hier liegen jedoch Potentiale beziehungsweise die Voraussetzungen für effektive CO₂-Minderungsstrategien.⁴⁹

Die Klimakonvention ist mit Wirkung vom 21. März 1994 durch die Hinterlegung der 50. Ratifizierungsurkunde als gültiges internationales Recht in Kraft getreten.⁵⁰ Das oberste Organ der Klimarahmenkonvention (KRK) ist die Vertragsstaatenkonferenz (VSK). Die Vertragsstaatenkonferenz soll die Umsetzung der Konvention überwachen sowie die notwendigen Entscheidungen zur Umsetzung der Konventionsziele treffen. Zu diesem Zweck wird die Vertragsstaatenkonferenz jährlich zusammentreten, um die Verpflichtungen der Vertragsstaaten, die institutionellen Vorkehrungen und die wissenschaftlichen Entwicklungen regelmäßig zu überprüfen. Damit sind die meisten konkreten Entscheidungen von der UNCED auf die Vertragsstaatenkonferenz übertragen worden. Die 1. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention fand vom 28. März bis 7. April 1995 in Berlin statt.

Als Bestätigung für ihre international anerkannte Vorreiterrolle im Klimaschutz sieht die Regierung der Bundesrepublik Deutschland den Beschluß der 1. VSK zugunsten von Bonn als Standort für das ständige Sekretariat der Klimarahmenkonvention. Als ein zentrales Anliegen dieser Rio-Folgekonferenz galt es, die in Rio gefaßten Beschlüsse weiter zu konkretisieren. Dies gilt insbesondere auch für den Gesamtkomplex dessen, was in Rio unter dem Stichwort „Joint Implementation“ vereinbart wurde.⁵¹

2.3.5 Joint Implementation in der Klimarahmenkonvention

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf einen speziellen Aspekt der Klimarahmenkonvention; das Instrument des sogenannten „Joint Implementation“. Der im Englischen gebräuchliche Begriff „Joint Implementation“ (JI) wird im Deutschen in Zusammenhang mit klimapolitischen Instrumenten als „Kompensation“ bezeichnet. In dieser Arbeit sollen diese beiden Begriffe daher analog verwendet werden. Im Zusammenhang mit JI-Pilotprojekten ist in jüngster Zeit auch der Begriff „Activity Implemented Jointly“ (AIJ)⁵² in der Literatur zu lesen.

Im Rahmen der internationalen Verhandlungen zur Klimapolitik wurden Kompensationslösungen erstmals 1989 diskutiert. Bei der Konferenz von Noordwijk (Niederlande) legte die Unternehmensberatung McKinsey ein Konzept vor, das die Abwicklung von Kompensationsprojekten zum Schutz des Klimas vorsah. Erst Ende 1991 wurde „Joint Implementation“ von Norwegen bei der Gestaltung eines Entwurfs des Klimakonventionstextes für die UNCED im Zwischenstaatlichen Verhandlungsausschuß (Intergovernmental Negotiating Committee, INC) aktiv in die Verhandlungen eingebracht. Norwegen

48 Dungen, H. (1993), S. 649.

49 Kopfmüller, J. (1993), S. 4.

50 Ohne Verfasser (1994), S. 1. Die Klimarahmenkonvention ist in Kraft getreten, nachdem sie von über 150 Staaten unterzeichnet und von 80 Staaten ratifiziert wurde.

51 Lamprecht, F. (1995), S. 275 ff.; Schafhausen, F. (1995), S. 279 ff.; Dungen, H. (1993), S. 649.

52 Dem Anhang der Zeitschrift Joint Implementation Quarterly (JIQ) ist zu entnehmen, daß der Begriff „Activity Implemented Jointly“ (AIJ) im Zusammenhang mit Pilotprojekten benutzt wird. Vgl. dazu JIQ (1996), Volume 2, Number 1, S. 16.

wurde von Deutschland unterstützt, das gleichzeitig im dritten Beschluß der Bundesregierung zur CO₂-Verminderung vom 11. 12. 1991 Kompensationsmöglichkeiten thematisierte. Auf der UNCED stand das Konzept der Joint Implementation eher im Hintergrund. Ohne Diskussion wurde es in die Klimarahmenkonvention aufgenommen.⁵³

Was unter Joint Implementation zu verstehen ist, wird in der Klimarahmenkonvention zwar nicht detailliert beschrieben, doch finden sich in einer Reihe von Artikeln Hinweise (Art. 3 Abs. 3; Art. 4, Abs. 2a, 2b und 2c). Üblicherweise wird Joint Implementation dahingehend interpretiert, daß ein Signatarstaat sein Emissionsziel nicht nur durch Emissionsreduktionen im eigenen Land, sondern auch durch die Finanzierung von Vermeidungsaktivitäten in Drittländern erfüllen kann. Inwieweit die in anderen Ländern erzielten Emissionsreduktionen dann auf die nationalen Emissionsziele angerechnet werden können, ist aber bislang noch umstritten. Im Hinblick auf die Wahl und Ausgestaltung möglicher instrumenteller Maßnahmen zur Bewältigung der Klimaänderungen ist vor allem Art. 3, Abs. 3 der Klimarahmenkonvention relevant, der die Vertragsstaaten auffordert, diese Maßnahmen kosteneffektiv durchzuführen. Die angestrebten Emissionsreduktionen sollen zu minimalen Kosten realisiert werden. Diese Klausel hat in bezug auf die ökonomischen Rahmenbedingungen der Treibhausgasreduktion besondere Bedeutung. So ist es zwar für die Klimawirkung der Treibhausgase unerheblich, an welchem Ort der Welt Emissionsreduzierungen vorgenommen werden, sollen aber die Kosten dieser Reduzierung minimiert werden, dann muß den stark variierenden Grenzkosten und Kosten der Emissionsvermeidung Rechnung getragen werden. Die Energieintensität (Energieverbrauch je produzierter Einheit Bruttosozialprodukt) ist global sehr unterschiedlich.

Es heißt in Art. 4 Abs. 2a der KRK, daß die Vertragsparteien, die entwickelte Länder sind (die OECD-Länder), und die anderen in Anlage I aufgeführten Vertragsparteien (die Transformationsländer Osteuropas) Maßnahmen zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen und zum Schutz von Treibhausgasenken (Ozeane) und -speichern (Tropenwälder) gemeinsam mit anderen Vertragsparteien durchführen können. In Art. 4 Absatz 2b wird festgestellt, daß nationale Vermeidungsziele auch in Kooperation mit anderen Vertragsparteien erreicht werden können. Art. 4 Abs. 2d sagt aus, daß auf der ersten Vertragsstaatenkonferenz, die im März 1995 in Berlin stattgefunden hat, Kriterien für diese Zusammenarbeit erstellt werden sollten. In Berlin konnte man sich bezüglich Joint Implementation auf die Einrichtung einer Pilotphase einigen, die bis 1999 dauern soll. Die Pilotphase soll dazu dienen, Erfahrungen zu sammeln, sowie Schwierigkeiten und Hindernisse bei der praktischen Durchführung dieses Konzeptes zu identifizieren. In dieser Phase sollen Projekte, sogenannte „Activities Implemented Jointly“ (AIJ), durchgeführt werden. Im Unterschied zu den später geplanten JI-Projekten ist aber eine Anrechnung dieser Projekte auf eine Emissionsminderungsverpflichtung, wie sie von der Bundesregierung abgegeben wurde, nicht möglich. Den einzelnen Akteuren soll lediglich durch regelmäßige Berichterstattung über die Aktivitäten zu Lernerfahrungen verholfen werden. Nach 1999 soll die Pilotphase umfassender ausgestaltet werden. Den Start einer Pilotphase auf der 1. VSK zu beschließen, war eine der wichtigsten Zielsetzungen der Bundesregierung für diese Konferenz.⁵⁴

2.4 Joint Implementation als umweltpolitisches Instrument

Wie beispielsweise der Handel mit Emissionsrechten, kann auch Joint Implementation (Kompensation) zu einer Flexibilisierung und Kostenoptimierung der Klimaschutzpolitik beitragen. Vor dem Hintergrund der Annahme, daß es zum Erzielen eines bestimm-

⁵³ Michaelowa, A. (1995), S. 19 f.

⁵⁴ Dungen, H. (1993), S. 649 ff.; Schmitt, D. (1992), S. 271 ff. sowie Lamprecht, F. (1995), S. 277 ff.

ten globalen oder nationalen Reduktionsziels gleichgültig ist, bei welcher Anlage oder in welchem Land die Reduktion erfolgt, bleibt es den jeweiligen Akteuren überlassen, diese dort vorzunehmen, wo es am günstigsten möglich ist. Das heißt, Joint Implementation zielt darauf ab, die Vermeidungskosten bei gleicher Zielerfüllung quasi über die „Suchprozesse des Marktes“ zu senken. Damit setzt Joint Implementation am globalen Charakter des Klimaproblems an.

Die Idee der Joint Implementation, wie es in der Klimadiskussion verstanden wird, besteht darin, eine kostenminimale Reduktion dadurch zu erreichen, daß die einzelnen Emittenten (insbesondere Unternehmen wie Energieversorgungsunternehmen (EVU), Stahlproduzenten, etc.) Emissionsminderungsmaßnahmen auch an Anlagen oder im Rahmen von Projekten außerhalb des eigenen Unternehmens oder sogar außerhalb des eigenen Landes auf ihre wie auch immer kodifizierten Minderungsverpflichtungen gegenrechnen dürfen.⁵⁵ Denkbar ist auch die Durchführung von nicht-anlagenbezogenen Projekten, z.B. in Form von Aufforstungsmaßnahmen. Aus Kostengesichtspunkten sind nicht-anlagebezogene Projekte wie beispielsweise Aufforstungsmaßnahmen grundsätzlich eine interessante Alternative, sie sind jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Je nach ordnungs-, oder steuerrechtlichen Ausgangsbedingungen können Kompensationslösungen dabei ausgestaltungstechnisch die Form von Abzugsfähigkeit, Anrechenbarkeit bis hin zu genehmigungsrechtlicher Anrechenbarkeit nach der Technischen Anleitung- (TA)-Luft annehmen. Entscheidend ist, daß Joint Implementation nicht als selbständiges Instrument angesehen werden darf. Notwendige Bedingung für Joint Implementation ist die Existenz nationaler Emissionsverringerungsziele im Inland, die durch steuer- oder ordnungsrechtliche Instrumente beziehungsweise durch gemischte Instrumentensets erreicht werden sollen. Als Grundlage für Kompensationen bieten sich mengenbezogene Vorgaben in Form von Auflagen (u.a. die Ausgabe von Emissionsrechten) oder Selbstverpflichtungsabkommen⁵⁶ und Abgaben an. Die mengenbezogenen Vorgaben können jeweils branchen- und anlagenbezogen erfolgen (Abbildung 2).⁵⁷ Insofern dient Joint Implementation der Flexibilisierung bereits vorhandener Instrumente.

Joint Implementation stellt in diesem Sinn ein Instrument für die marktwirtschaftliche Flexibilisierung und internationale Verknüpfung der Klimaschutzpolitik dar. Eine weitere Flexibilisierung des Kompensationskonzeptes kann erreicht werden, indem die Handelbarkeit von kompensierenden Mengen bei unterschiedlichen Kompensationslösungen in Form von Gutschriften zugelassen würde.⁵⁸

Das Instrumentarium der Kompensation ist von Zertifikaten abzugrenzen, weil Zertifikate mengenmäßig klar begrenzte Minderungspfade implizieren. Zertifikate bilden ein

⁵⁵ Damit wird der Begriff der Kompensation nicht in der englischen Tradition der Entschädigung für einen Schaden oder Verlust verstanden, sondern im Sinne des Ersatzes einer ansonsten staatlich erzwungenen Verhaltensweise (Ordnungsrecht) oder Zahlungspflicht (Steuerrecht) durch Möglichkeiten gezielter Ersatzmaßnahmen beziehungsweise der gewollten Steuervermeidung.

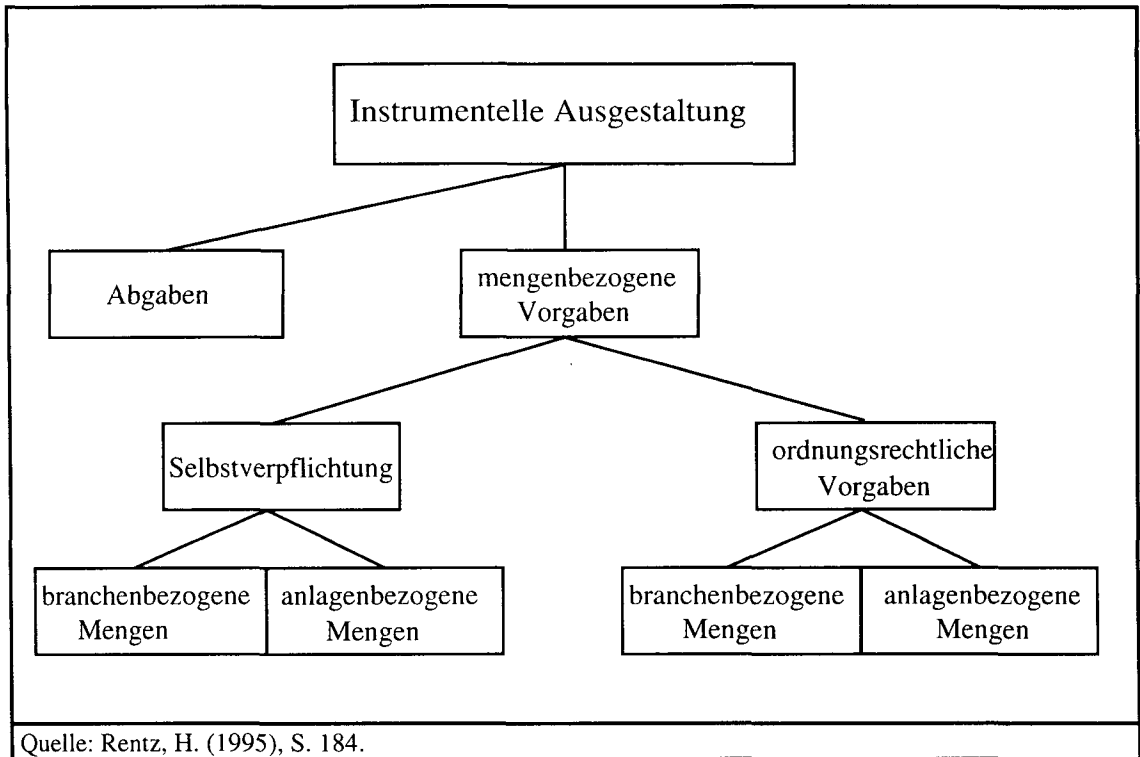
⁵⁶ In diesem Zusammenhang wurde seitens der deutschen Industrie vorgeschlagen, branchenbezogene Selbstverpflichtungen zur Minderung von CO₂-Emissionen zu zulassen. Diese können aber nur funktionieren, wenn der Staat glaubhaft damit droht, bei Nichterreichung der Selbstverpflichtung steuerliche oder ordnungsrechtliche Instrumente einzusetzen. Ansonsten hätten die Unternehmen keinen Anreiz, die Selbstverpflichtung tatsächlich einzuhalten. Dieses Instrument erscheint aus verschiedenen Gründen sowohl der Politik als auch den Unternehmen attraktiv. Der Politiker kann auf Erfolge verweisen, ohne schwerwiegende Eingriffe in wirtschaftliche Aktivitäten vornehmen zu müssen. Die Unternehmen haben durch Selbstverpflichtungen die Möglichkeit, anstehende Mehrbelastungen in Grenzen zu halten, aber vor allem können als noch schwerwiegender empfundene staatliche Eingriffe verhindert werden. Darüber hinaus wirken sich derartige Aktivitäten auf das Erscheinungsbild in der Öffentlichkeit aus. (Michaelowa, A. (1995), S. 13 f.; Düngen, H. (1993), S. 652 f. sowie Kohlhaas, M. (1994), S. 48 ff.).

⁵⁷ Im Rahmen dieser Arbeit spielen die branchenbezogenen Mengenvorgaben keine Rolle, weil ausschließlich Kompensationsmöglichkeiten an Kraftwerken untersucht werden.

⁵⁸ Kopfmüller, J. (1993), S. 64 ff.; Michaelowa, A. (1995), S. 13 f.; Düngen, H. (1993), S. 649 ff.; Schmitt, D. (1992), S. 271 ff. sowie Rentz, H. (1995), S. 180 ff.

selbständig anwendbares mengenbegrenzendes Instrumentarium, d.h. durch sie werden maximale Emissionsziele in einem definierten Raum festgelegt. Joint Implementation besitzt dagegen quantitativ, räumlich und ausgestalterisch ein sehr viel offeneres Design und ist, wie schon erwähnt, nicht als selbständiges Instrument anzusehen.⁵⁹

Abbildung 2 Instrumentelle Ausgestaltungsmöglichkeiten von Joint Implementation



Ein Vorteil von Joint Implementation ist darin zu sehen, daß es nicht in dem Maße zu internationalen Verteilungsproblemen kommt, wie bei handelbaren Emissionsrechten oder bei Emissionssteuern. Allerdings ist bislang noch umstritten, inwieweit die in anderen Ländern erzielten Emissionsreduktionen dann auf die nationalen Emissionsziele angerechnet werden können. Natürlich ist trotz der Vorteile die Kompensationslösung gegenüber einem System handelbarer Emissionsrechte nur eine „zweitbeste Lösung“. Sie ist jedoch die effizienteste Möglichkeit zur Erreichung nationaler Emissionsziele, wie sie sich beispielsweise die Bundesregierung gesteckt hat. Joint Implementation bietet die Option, Emissionsreduktionen unter Beibehaltung nationaler Souveränität zu geringsten Kosten zu erreichen. Zudem kann Joint Implementation im Fall einer Handelbarkeit von kompensierenden Mengen als Vorstufe für ein globales System handelbarer Emissionsrechte dienen.

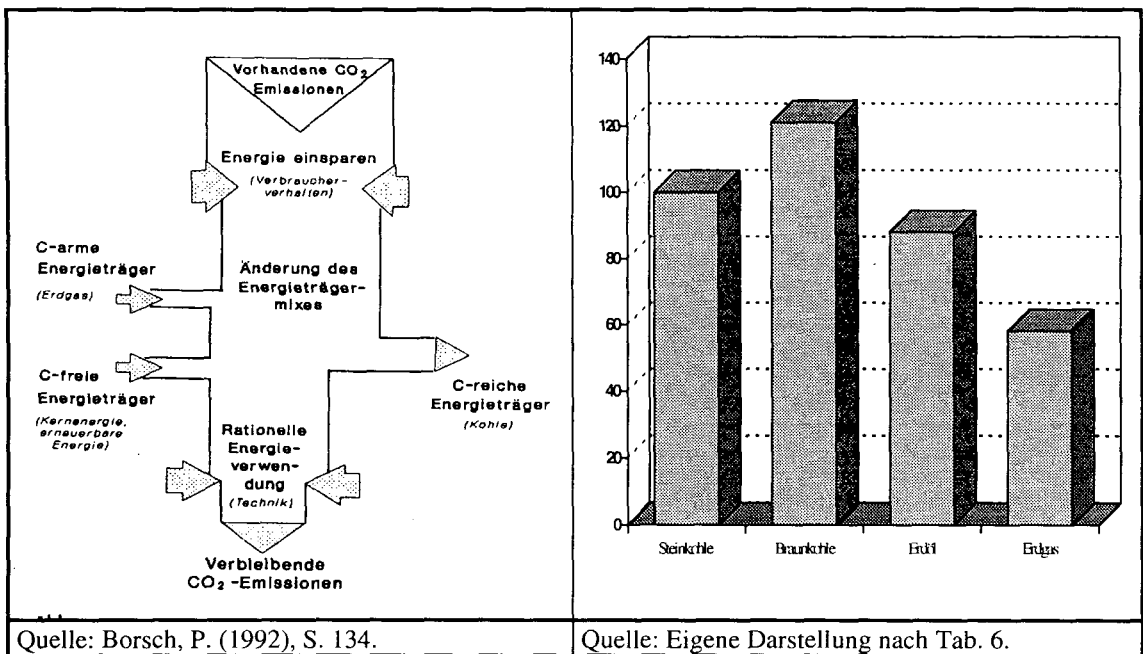
⁵⁹ Schmitt, D. (1992), S. 272 f.

3 Technische Optionen der CO₂-Reduktion

Den größten Anteil am anthropogenen Treibhauseffekt hat die energetische Nutzung der fossilen Energieträger. Maßnahmen zur Senkung des Kohlendioxidgehaltes der Atmosphäre können auf der Emissionsseite ansetzen, sie können aber auch darauf abzielen, bereits in der Atmosphäre enthaltenes CO₂ in Senken zu absorbieren. Beide Ansatzpunkte sind als gleichwertig zu betrachten, weil es letztendlich allein auf den CO₂-Gehalt in der Lufthülle ankommt.

Die Reduktion von Kohlendioxidemissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger kann über drei Handlungsansätze erreicht werden: Energie einsparen, Änderung des Energieträgermixes und Steigerung der Energieeffizienz (rationelle Energieverwendung). Neben den genannten Möglichkeiten werden derzeit auch technische CO₂-Rückhalte- und Entsorgungsmaßnahmen entwickelt und auf ihre Anwendbarkeit geprüft.⁶⁰

Abbildung 3 Grundsätzliche Möglichkeiten zur Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger und relative CO₂-Emissionen (Steinkohle = 100) der unterschiedlichen Brennstoffe



Möglichkeiten zur Energieeinsparung⁶¹ und auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz können sowohl die Energieangebotsseite als auch die Energienachfrageseite betreffen. Nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen zielen darauf ab, die Endenergienachfrage von Haushalten, Gewerbe, und Industrie durch Bereitstellung effizienter Endenergienutzungsanlagen zu verringern und damit einen geringen Primärenergieeinsatz zu bewirken. Nachfrageseitige Energiesparmaßnahmen versuchen, die Nachfrage nach Energiedienstleistungen durch Einflußnahme auf die Verbraucherpräferenzen zu vermindern.⁶² Allerdings müssen für das Instrument des Joint Implementation nachfrageseitige Maßnahmen aus folgenden Gründen weitestgehend ausgeschlossen werden:⁶³

⁶⁰ Kopfmüller, J. (1993), S. 68 ff.

⁶¹ Energieeinsparungen können in Abgrenzung zu Effizienzsteigerungsmaßnahmen als Einschränkungen der Energiebedürfnisse interpretiert werden.

⁶² Förstner, U. (1993), S. 150 ff. sowie Lerch, A. (1995), S. 174 f.

⁶³ Heister, J. (1994), S. 12 ff.

Erstens sind die durch nachfrageseitige Maßnahmen erzielten Reduktionen nicht verifizierbar, beziehungsweise es wäre ein sehr hoher administrativer Evaluierungsaufwand dazu erforderlich. So kann beispielsweise nur sehr schwer nachgewiesen werden, wieviel Emissionen durch die Finanzierung von Maßnahmen zur Wärmedämmung vermieden werden. Zweitens bedingen nicht-kostendeckende Energiepreise und Angebotsengpässe in vielen Entwicklungsländern, daß sich die Nachfrage nach Energie und Energiegeräten noch nicht an den realen Knappheiten ausrichten konnte. Drittens können nachfrageseitige Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Nutzung von Einsparpotentialen in Haushalten weitestgehend ohne die Hilfe von Industrieländern durchgeführt werden. Diese Arbeit konzentriert sich aus den genannten Gründen auf die angebotsseitigen Maßnahmen, d.h. auf den Bereich der Energieerzeugung durch Kraftwerke, auch wenn das Einsparpotential auf der Nachfrageseite ist.

Möglichkeiten zur CO₂-Minderung auf der Angebotsseite bestehen zum einen in der Steigerung der Energieeffizienz und in der Minimierung der erheblichen Umwandlungsverluste (zum Beispiel durch Kraft-Wärme-Kopplung), zum anderen in der Verringerung der Emissionen durch Substitution der CO₂-reichen Energieträger.

3.1 CO₂-Minderung durch Substitution von Energieträgern

Neben der Substitution von CO₂-reichen durch CO₂-arme Energieträger kann auch der vermehrte Einsatz von nicht-fossilen Energieträgern einen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten.

3.1.1 Substitution durch CO₂-freie Energieträger

Zur Minderung der Kohlendioxidemissionen besteht die Möglichkeit der Substitution fossiler Brennstoffe durch Primärenergien, bei denen die Energiefreisetzung nicht mit CO₂-Emissionen verbunden ist. Als wichtigste CO₂-freie Energiequellen lassen sich neben der Kernenergie die Sonnen-, Wind-, Wasser- und Gezeitenenergie sowie die Erdwärme nennen. Weiterhin kann die Energieerzeugung aus Biomasse⁶⁴ als weitgehend CO₂-neutral bezeichnet werden.⁶⁵

Von den genannten Energiequellen steht zur Zeit vor allem die Atomenergie in größerem Umfang zur Verfügung. Ob die mit dem Einsatz von Kernkraftwerken verbundenen zusätzlichen Gefahren und Kosten im Rahmen der Notwendigkeit von CO₂-Reduzierungen hingenommen werden, ist jedoch fraglich. Der Anteil der Kernenergie bei der Verstromung dürfte aber aufgrund der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz, vor allem in der Bundesrepublik Deutschland, im Moment nicht weiter auszubauen sein. Daher ist im Rahmen einer Joint Implementation der Bau eines Kernkraftwerkes in einem Nehmerland durch ein Geberland wie beispielsweise der Bundesrepublik Deutschland, politisch nur schwer durchsetzbar.

Die regenerativen Energien sind nicht wie die Kernkraft mit ökologischen Risiken verbunden, bei ihnen variiert aber das Angebot je nach geographischen Gegebenheiten. Daher ist ihr Einsatz in der Regel auf bestimmte Standorte beschränkt.

Wasserkraft ist zur Zeit die am meisten genutzte erneuerbare Energiequelle. Neben Wasserkraft nimmt Biomasse noch eine nennenswerte Stellung ein, aber alle anderen werden zur Zeit global gesehen nur marginal genutzt. Haupteinwand gegen die Nutzung dieser Energieträger sind die, in Relation zu den fossilen Energieträgern, immer noch

⁶⁴ Die Energieerzeugung aus Biomasse kann als CO₂-neutral bezeichnet werden, weil nur die CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung freigesetzt werden, die zuvor durch Photosynthese beim Entstehen der Biomasse der Atmosphäre entnommen wurden.

⁶⁵ Loew, H. (1990), S. 30; Lerch, A (1995), S. 174 ff. sowie Heister, J. (1991), S. 24 f.

hohen Kosten. Trotz der in den letzten Jahren erzielten Verbesserungen im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energiequellen, sind bisher nur wenige wirtschaftlich konkurrenzfähig. Weiterhin haben Anlagen, die erneuerbare Energieträger nutzen, eine sehr geringe Leistungsdichte. Kurz gesagt: Ein Kraftwerk auf Basis erneuerbarer Energieträger braucht sehr viel mehr Fläche, um die gleiche Energieleistung zu erbringen, als ein konventionelles Kraftwerk.⁶⁶

Vor dem großflächigen Einsatz der regenerativen Energiequellen sind noch erhebliche technische Probleme zu lösen. Insbesondere im Bereich der Photovoltaik ist das technische Entwicklungspotential ebenso wie das Kostensenkungspotential noch keineswegs ausgeschöpft. Regenerative Energieträger stellen also unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zum globalen Energiebedarf noch keine wirtschaftlich tragfähige Alternative dar, daher sollten sie aus den genannten Gründen und auch vor dem Hintergrund der notwendigen Reduktion des Einsatzes fossiler Brennstoffe intensiv weiterentwickelt und, wo sinnvoll, auch eingesetzt werden. Unter den Rahmenbedingungen einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft sind nach dem heutigen Kenntnisstand, langfristig gesehen, nur die erneuerbaren Energien in der Lage, die energiewirtschaftlichen Probleme einschließlich des Klimaproblems dauerhaft zu lösen.⁶⁷

Kurz- bis mittelfristig sind also keine akzeptablen Alternativen zur fossilen Energieerzeugung verfügbar. Der World Energy Council (WEC) geht davon aus, daß die fossilen Energieträger selbst bis zum Jahr 2100 nicht vollständig durch regenerative Energieträger ersetzt werden können. Tatsächlich wird die Welt noch viele Jahrzehnte von fossiler Energie abhängig sein, nicht zuletzt weil die fossilen Energieträger als die Hauptquellen unserer gegenwärtigen und zukünftigen Energieversorgung anzusehen sind.⁶⁸

3.1.2 Substitution zwischen fossilen Energieträgern

Aufgrund der unterschiedlichen Wasserstoff-Kohlenstoff-Zusammensetzung der einzelnen fossilen Energieträger entsteht bei ihrer Verbrennung unterschiedlich viel Kohlendioxid, bezogen auf dieselbe Energiemenge. Während Stein- und vor allem Braunkohle einen sehr hohen Kohlenstoffanteil besitzen, verfügen Erdöl und insbesondere Erdgas über einen niedrigen Kohlenstoffgehalt. In Tabelle 2 ist zu erkennen, daß sich der relative CO₂-Ausstoß (bezogen auf Steinkohle (=100)) durch die folgende Rangfolge der Substitutionswirksamkeit ausdrückt: Braunkohle > Steinkohle > Erdöl > Erdgas.

Tabelle 2 Kohlendioxidkoeffizienten fossiler Energieträger

Brennstoff	Relative Werte bezogen auf Steinkohle (=100)	kg CO ₂ /kg Brennstoff	kg CO ₂ /kg SKE	kg CO ₂ /kWh Heizwert
Braunkohle	121	k.A. ⁶⁹	3,25	0,40
Steinkohle	100	2,60	2,68	0,33
Erdöl	88	3,15	2,30	0,29
Erdgas	58	2,75	1,50	0,19

Quelle: Heister, J. (1991), S. 23.

⁶⁶ Zum Vergleich: Ein Kohlekraftwerk hat eine Leistungsdichte von 500 kW pro Quadratmeter, die Windenergie von weniger als 3 kW pro Quadratmeter, die Solarstrahlung von weniger als 1,35 und die Biomasseproduktion von ca. 0,0002 kW pro Quadratmeter. Vgl. Langner, H. (1991), S. 902.

⁶⁷ Voss, A. (1992), S. 37 ff.; Loew, H. (1990), S. 30 ff. sowie Heister, J. (1990), S. 24 f.

⁶⁸ (WEC) (1993a), S. 88 und World Energy Council (1993b), S. 53 ff.

⁶⁹ Zu diesem Wert können keine Angaben gemacht werden, weil er stark variiert mit der eingesetzten Braunkohleart.

Erdgas und Erdöl verfügen über einen nennenswerten Anteil an Wasserstoff, bei dessen rückstandsfreier Oxidation zu Wasser, während der Verbrennung, ebenfalls Energie freigesetzt wird. Erdgas erzeugt somit bezogen auf die erzeugte Energieeinheit rd. 40 % weniger Kohlendioxid als Steinkohle und rd. 50% weniger als Braunkohle.⁷⁰ Die Daten in Tabelle 2 berücksichtigen nur eine Einsparung aufgrund der Brennstoffvariation, etwaige Wirkungsgradverbesserungen aufgrund des Gaseinsatzes sind in dieser Darstellung nicht erfaßt. Durch den Einsatz von Gas werden die höchsten Wirkungsgrade für Anlagen mit fossilen Brennstoffen erreicht; schon für die nahe Zukunft werden Werte von 60% erwartet.⁷¹ Die weiteren Spalten geben an, wieviel Kilogramm Kohlendioxid pro Kilogramm des eingesetzten Brennstoffs pro Steinkohleeinheit und pro Kilowattstunde Heizwert emittiert werden. Diese sogenannten Kohlendioxidkoeffizienten werden zur indirekten Emissionsbestimmung auf Basis des Brennstoffinputs verwendet. Das bei der Verbrennung entstehende CO₂ kann unter der Annahme vollständiger Umsetzung⁷² berechnet werden. Die indirekte Emissionsbestimmung bietet somit eine kostengünstige und wirkungsvolle Kontrollmöglichkeit, um durchgeführte CO₂-Vermeidungsmaßnahmen, wie im Rahmen von Kompensationen, auf ihre Wirksamkeit überprüfen zu können. Gegenüber der indirekten Emissionsbestimmung sind direkte Meßtechniken zur Emissionsbestimmung sehr viel aufwendiger und auch teurer.⁷³

Unter der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs und gleicher Gesamtwirkungsgrade ergibt sich das größte Einsparpotential an CO₂-Emissionen in den bestehenden Anlagen durch den Ersatz von Stein- und Braunkohle durch Erdgas. Die Substitution von Kohle durch Erdöl wird allgemein wegen der geringen Reichweite (Ressourcenschonung), aus Gründen der Versorgungssicherheit und aufgrund der hohen Erdölpreise nicht als sinnvoll erachtet. Im übrigen ist Erdöl für die Verbrennung in Kraftwerken ein zu wertvoller Energieträger. Voss, A. (1992) schätzt das gesamte, durch einen verstärkten Einsatz von Erdgas, erzielbare CO₂-Minderungspotential im Kraftwerksbereich der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) auf 108, 7 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2005. Die spezifischen Minderungskosten werden beim Ersatz von Steinkohle durch Gas mit 11 DM/t CO₂⁷⁴ und beim Ersatz von Braunkohle durch Gas mit 23 DM/t CO₂ beziffert.⁷⁵

Die Brennstoffsubstitution stellt zwar eine effiziente Möglichkeit zur Begrenzung des Kohlendioxidausstoßes dar, jedoch wird dieses vor dem Hintergrund der Schadstoffemissionen optimistische Bild durch eine Betrachtung der wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte der Energieträger getrübt. Die Ressourcen an Erdgas sind im Vergleich zu den Ressourcen an Kohle sehr beschränkt.⁷⁶ Die wirtschaftlich gewinnbaren Reserven des Erdgases betragen in etwa ein Fünftel der Weltsteinkohlereserven. Allerdings sind die weltweit bekannten Vorräte an Erdgas in den letzten Jahren ständig angestiegen, was

⁷⁰ Loew, H. (1990), S. 32 f.; Borsch, P. (1992), S. 134 f.; Heister, J. (1991), S. 22 f. sowie Voss, A. (1992), S. 37.

⁷¹ Hlubek, W. (1996), S. 8.

⁷² Vollständige Umsetzung bedeutet in diesem Zusammenhang, daß als Verbrennungsprodukte der Kohlenwasserstoffe nur Kohlendioxid, Wasser und Energie auftreten.

⁷³ Es wird dennoch darauf hingewiesen, daß die indirekte Emissionsbestimmung nur möglich ist, solange keine Rückhaltemaßnahmen zur Verminderung des CO₂ eingesetzt werden. Um auch dann die Emissionen indirekt bestimmen zu können, wäre es erforderlich, durch entsprechende direkte Messungen anlagenspezifische CO₂-Koeffizienten zu ermitteln. Die Methoden der direkten Emissionsmessung können in Dreyhaupt, F. (1994), S. 703 f. nachgelesen werden.

⁷⁴ Die angegeben Minderungskosten basieren im Fall der Steinkohle auf den Importkohlepreisen. Die spezifischen Minderungskosten werden entscheidend durch die Relation der Energieträgerpreise beeinflusst. Die Entwicklung der Energieträgerpreise ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Insbesondere die Nachfragesteigerungen beim Erdgas können die Energiepreisrelation erheblich beeinflussen. Hierin liegt ein großes ökonomisches Risiko einer auf Erdgas setzenden Minderungsstrategie.

⁷⁵ Voss, A: (1992), S. 37 ff.

⁷⁶ Die nachgewiesenen Reserven für Steinkohle betragen 712 Gt SKE, für Braunkohle 158 Gt SKE, für Erdöl 197 SKE und für Erdgas 155 SKE. Vgl. World Energy Council (WEC) (1993a), S. 88.

eine verstärkte Nutzung auch für die Zukunft als gesichert erscheinen läßt. Dabei bleibt zu bewerten, ob Erdgas langfristig nicht besser anderen Anwendungen, wie dem Einsatz als chemisches Vorprodukt, vorbehalten bleiben sollen. Zudem wird eine steigende Nachfrage nach Erdgas im Kraftwerksbereich mit der generell erhöhten Nachfrage nach Erdgas konkurrieren und zu unkalkulierbaren Preisentwicklungen beim Erdgas führen. Weiter könnten die in vielen Ländern vorhandenen Kohlesubventionen eine Substitution der Kohle durch Erdgas auf nationaler Ebene erschweren.⁷⁷

Als weiteres Problem der Substitution durch Gas ist zu berücksichtigen, daß bei der Förderung, dem Transport und dem unvollständigen Verbrennen von Erdgas Methan emittiert wird, dessen spezifisches Treibhauspotential knapp das 60fache von CO₂ beträgt. Siehe zu diesen Angaben nochmals Tabelle 1. Die Methanverluste können durch entsprechende technische Maßnahmen stark reduziert werden, was allerdings zusätzliche Kosten verursacht. Allerdings wird auch bei der Förderung von Erdöl und Kohle Methan freigesetzt.⁷⁸

Erdgas allein stellt somit keine tragfähige Option zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung dar. Die Brennstoffsubstitution durch Erdgas kann aber einen wichtigen Beitrag in der Übergangsphase auf eine klimaverträgliche Energieversorgung leisten. Im Rahmen von Kompensationsmaßnahmen besteht die Möglichkeit, Wirkungsgradverbesserungen bei bestehenden Kraftwerken mit Erdgas-Vorschaltturbinen zu erreichen. Diese Option dürfte aber wegen der Leitungsgebundenheit und der ungleichmäßigen geographischen Verteilung des Erdgases nur beschränkt in Frage kommen. Derartige Wirkungsgradverbesserungen und der Einsatz neuer Prozeßführungen sind Gegenstand des nächsten Unterkapitels.

3.2 CO₂-Minderung durch Steigerung der Energieeffizienz

Bei der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes aus fossil gefeuerten Kraftwerken muß aus den genannten Gründen der Schwerpunkt auf eine Verbesserung oder einen Ersatz der konventionellen Kohlekraftwerke gelegt werden. Die Verbesserung der Wirkungsgrade hat hohe Priorität, da sie, auf vorhandenen Strukturen aufbauend, die CO₂-Emissionen wirkungsvoll mindern kann. Dazu bieten sich drei Lösungswege an:

- Die in der Energieumwandlung der konventionellen Kraftwerke eingesetzten Grundkomponenten können durch neue, verbesserte Grundkomponenten ersetzt werden, die somit entscheidend zu einer Erhöhung der Prozeßwirkungsgrade beitragen.
- Die konventionellen Kraftwerksprozesse können durch neue effizientere Prozeßführungen ersetzt werden (Kombikraftwerke).
- Die Kraft-Wärme-Kopplung kann sowohl im Industriebereich als auch bei der Fernwärmeversorgung ausgebaut werden.

Die Steigerung der Wirkungsgrade ist für die kraftwerksbauende Industrie nichts grundsätzlich Neues. Die Verbesserung der Effizienz von Kraftwerken war schon immer primäres Ziel aller ingenieurtechnischen Anstrengungen, wenn auch nicht aus Umweltaspekten, sondern aus Rentabilitätsüberlegungen. Die konventionelle Kohlekraftwerkstechnik konnte daher im Laufe einer stetigen Weiterentwicklung die Nettowirkungsgrade von der Jahrhundertwende bis heute von ca. 3% auf Bestwerte von ca. 45% steigern. Dies entspricht einer Verringerung des Kohleeinsatzes von 4 kg SKE/kWh auf 286 g SKE/kWh. Der CO₂-Ausstoß reduzierte sich entsprechend von 12 kg/kWh auf Werte

⁷⁷ Heister, J. (1991), S. 22 ff.; Loew, H. (1990), S. 32 f.; Borsch, P. (1992), S. 134 f.; Voss, A. (1992), S. 37 f.

⁷⁸ Heister, J. (1991), S. 24; Loew, H. (1990), S. 33.; Borsch, P. (1992), S. 135 f.

unter 1 kg/kWh bei den neuesten Stein- und Braunkohleanlagen.⁷⁹ Um zu verstehen, wie die einzelnen Wirkungsgradverbesserungen vorgenommen werden können, sind einige Grundlagen der Kraftwerkstechnik erforderlich.

3.2.1 Kraftwerke

Aufgrund der schweren Speicherbarkeit der elektrischen Energie muß soviel Kraftwerksleistung bereitgestellt werden, daß die Höchstlast mit einer bestimmten angestrebten Versorgungssicherheit stets gedeckt werden kann, auch wenn der Maximalwert nur für relativ kurze Zeit auftritt. Dies macht in einem bestimmten Versorgungsgebiet unterschiedliche Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Anforderungen erforderlich.

3.2.1.1 Kraftwerkstypen

Der Dauerbedarf an Strom wird in **Grundlastkraftwerken** erzeugt, die sich durch hohe Kapitalkosten und relativ niedrige Betriebskosten auszeichnen. Grundlastkraftwerke benötigen für einen wirtschaftlichen Betrieb einen hohen Auslastungsgrad und müssen technisch für einen Dauerbetrieb ausgelegt sein. Typische Grundlastkraftwerke sind Braunkohlekraftwerke, Kernkraftwerke und Laufwasserkraftwerke.

Die technisch flexibleren **Mittellastkraftwerke** nehmen bezüglich der Kostenstruktur eine mittlere Stellung ein. Die für eine wechselnde Fahrweise geeigneten Mittellastkraftwerke werden in Deutschland überwiegend am Tag und in den Wintermonaten eingesetzt. Mittellastkraftwerke werden meist auf Basis von Steinkohle oder Gas betrieben.

Spitzenlastkraftwerke haben niedrige Investitionskosten, benötigen jedoch zur Deckung kurzzeitiger Stromspitzen teuren Brennstoff, im allgemeinen Öl oder Gas. Die Spitzenlastkraftwerke müssen für mehrfaches Anfahren pro Tag, kurze Anfahrzeiten und für hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten ausgelegt sein. Hierfür sind schnellstartende Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerke geeignet.⁸⁰

Bei der Errichtung eines Kraftwerkes müssen also die eingesetzte Kraftwerkstechnik, die Kraftwerkskapazität und die einzusetzenden Primärenergieträger mit der entsprechenden Art des Einsatzes (Lastfall) abgestimmt werden.

3.2.1.2 Thermische Kraftwerksanlagen

Die thermischen Kraftwerksanlagen, auch Wärmekraftwerke genannt, sind weltweit die Hauptproduzenten von Energie, Wärme und Prozeßdampf. Thermische Kraftwerksanlagen wandeln die Primärenergie über den thermischen Energiepfad in die gewünschte Nutzenergieform um. Dabei wird immer die aufgrund spezieller Prozesse (Verbrennung fossiler Brennstoffe, Kernreaktionen oder Sonnenstrahlung) entbundene Wärmeenergie zunächst einem Arbeitsfluid (Gas, Wasser) übertragen. Das Arbeitsfluid strömt meist in einem geschlossenen Kreislauf, aus dem die Prozeßenergien (Wärme, industriell benötigter Prozeßdampf) und/oder Arbeit für den Energiewandler Turbine ausgekoppelt werden. Die Kraftwerke lassen sich somit, abhängig vom Einsatz der Kraftwerke, unterteilen in: Heizkraftwerke (Wärmeerzeugung und elektrische Energie), Industriekraftwerke (Prozeßdampf, Prozeßwärme und elektrische Energie) und Kondensationskraftwerke (Erzeugung von elektrischer Energie). Nahezu die gesamte weltweite Stromabgabe stammt aus sogenannten Kondensations-Dampfkraftwerken.⁸¹

⁷⁹ Hlubek, W. (1996), S. 8 sowie Langner, H. (1991), S. 899.

⁸⁰ Kugeler, K. (1993), S. 335 ff. sowie Förstner, U. (1993), S. 156.

⁸¹ Loth, R. (1993), S. 4 f. sowie Förstner, U. (1993), S. 156 ff.

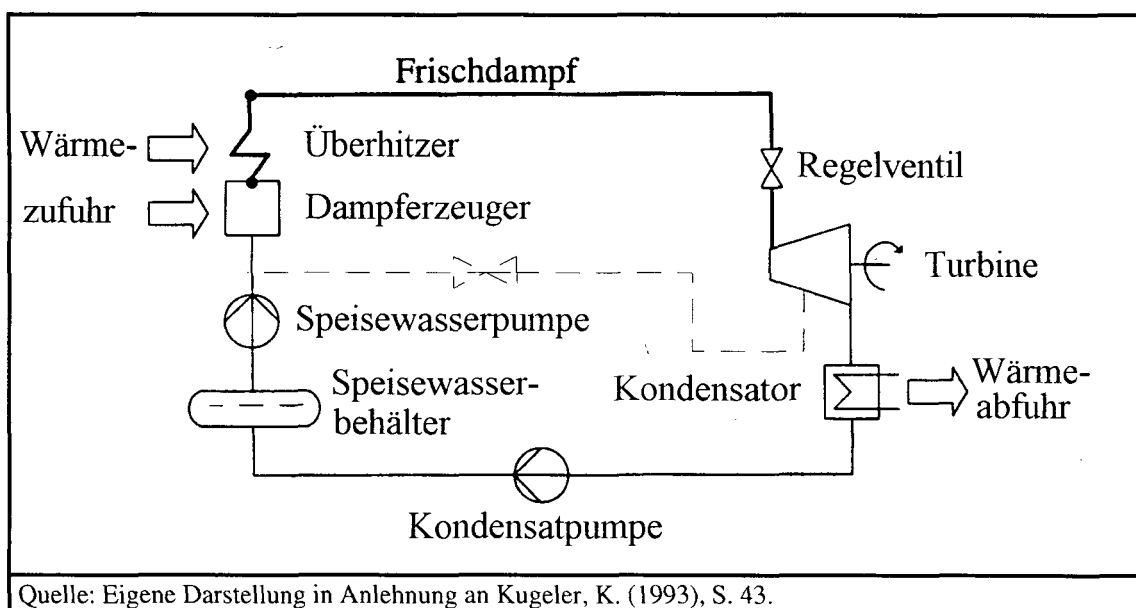
3.2.2 Konventionelle Dampfkraftwerke

Mutter der Technik der Dampfkraftwerke ist die Dampfmaschine, im 18. Jahrhundert erfunden, damals zunächst mit einem Wirkungsgrad von nur wenigen Prozent zum mechanischen Antrieb von Pumpen, Webstühlen, Lokomotiven und Dampfschiffen eingesetzt. Erst gegen Ende des 19. Jahrhunderts gewann diese Technik auch Bedeutung zum Antrieb von Generatoren zur Erzeugung von elektrischer Energie.⁸²

3.2.2.1 Der Wasser-Dampfkreislauf

Bei Dampfkraftanlagen ist der Wasser-Dampfkreislauf die thermische Zwischenstufe bei der Umwandlung der chemischen Bindungsenergie durch den Verbrennungsprozeß in mechanische Energie. Es soll zunächst der einfache Dampfkraftprozeß, wie er in Abbildung 4 zu sehen ist, vom Prinzip her dargestellt werden. Dies ist sinnvoll, um die Ansatzpunkte für Verbesserungen des Wirkungsgrades und der Prozeßführung zu erkennen. Der einfache Dampfturbinenprozeß, auch als Clausius-Rankine-Kreisprozeß bezeichnet, bildet die Grundlage für alle Dampfkraftprozesse und enthält alle Grundkomponenten eines realen Dampfkraftprozesses.⁸³

Abbildung 4 Vereinfachter Wasser-Dampfkreislauf (Rankine-Prozeß)



Die Speisewasserpumpe fördert das Wasser aus dem Speisewasserbehälter unter Druckerhöhung in den Dampferzeuger. Im Dampferzeuger wird das Wasser erwärmt und bis zum Sättigungszustand⁸⁴ verdampft. Der Sattdampf wird in einem sich anschließenden

⁸² Heinloth, K. (1993), S. 113.

⁸³ In der Realität sind Dampfkraftprozesse natürlich wesentlich komplexer als die Darstellung in Abbildung 4. Die Darstellung des Clausius-Rankine-Kreisprozesses hilft jedoch, die Arbeitsweise von Wärmekraftwerken grundsätzlich zu verstehen. Zudem enthält der Rankineprozeß alle wichtigen Komponenten eines realen Dampfkraftprozesses. Dadurch können alle Verbesserungsmaßnahmen der Komponenten und auch in der Prozeßführung deutlich gemacht werden.

⁸⁴ Man unterscheidet bei der Verdampfung von Wasser vier Zustände. Der Ausgangszustand zu Beginn der Erwärmung ist reines Wasser ohne eine Dampfphase. Ab einer vom Druck abhängigen Temperatur (Siedetemperatur) beginnt das Wasser zu verdampfen. Im Dampferzeuger liegen dann zwei Phasen vor, erzeugter Dampf und noch nicht verdampftes Wasser. Dieser Dampfzustand wird als Naßdampf bezeichnet. Die Temperatur und der Dampfdruck im Dampferzeuger bleiben während der Verdampfung solange konstant, bis das gesamte Wasser vollständig verdampft ist. Ist gerade alles Wasser verdampft und liegt folglich nur noch Dampf vor, dann ist der sogenannte Sättigungszustand des Dampfes erreicht. Der trocken gesättigte Dampf wird entsprechend als Sattdampf bezeichnet. Sättigungsdruck und Sättigungstemperatur stehen über die Dampfdruckkurve des Wassers in Verbindung. Daher liegt mit der Temperatur zugleich auch der Druck fest. Wird der Satt-

Überhitzerteil bei gleichbleibendem Druck überhitzt. Vom Überhitzer strömt der jetzt als Frischdampf bezeichnete Dampf durch eine Reihe von Regelventilen der Turbine zu. In der Turbine expandiert der zur Verfügung stehende Frischdampf hohen Drucks und hoher Temperatur bis zu dem im Kondensator erzeugten Vakuum⁸⁵ (um ein möglichst großes Wärmegefälle auszunutzen), wo er kühlt und wieder verflüssigt wird. Das jetzt als Kondensat bezeichnete Wasser wird mittels sogenannter Kondensatpumpen in den Speisewasserbehälter zurückgepumpt. Mit dem Abdampf der Turbine gelangt auch unkondensierbare Luft in den Kondensator. Luftansammlungen müssen mit einer Vakuumpumpe (nicht eingezeichnet in Abbildung 4) kontinuierlich aus dem Kondensator gepumpt werden, da sonst das Kondensatorvakuum, und damit der Wirkungsgrad der Anlage, verschlechtert würde. An dieser Stelle beginnt der Wasser-Dampfkreislauf von vorne.⁸⁶

3.2.2.2 Wirkungsgrad bei konventionellen Kraftwerken

Für die Diskussion der Möglichkeiten zur Verbesserung der Wirkungsgrade in den folgenden Kapitel ist es erforderlich, ein Referenzkonzept für ein Dampfkraftwerk festzulegen. Als Referenzkraftwerk soll ein im Rankineprozeß betriebenes Steinkohle-Dampfkraftwerk mit einer Leistung von 600 MW und einem Frischdampfzustand von 180 bar und 530 Grad Celsius dienen. Üblicherweise sind für die Festlegung eines Referenzzustandes deutlich mehr Parameter erforderlich. Im Rahmen dieser Arbeit sind die gemachten Angaben aber ausreichend, weil die wirtschaftlich rentablen Verbesserungsmaßnahmen nur größenordnungsmäßig aufgezeigt und erklärt werden sollen. Selbstverständlich wurde aber bei der Auswertung der Literatur immer auf die Vergleichbarkeit der angegebenen Werte mit dem festgelegten Referenzzustand geachtet.

Der Bruttowirkungsgrad⁸⁷ eines Dampfkraftwerks des Referenztyps liegt, je nach eingesetztem Kühlverfahren, bei höchstens 38%. Häufig liegt der Bruttowirkungsgrad sogar unter 25%⁸⁸, zieht man noch den Energiebedarf ab, der für den Bedarf der Kraftwerksanlagen (Pumpen, Kohlemühlen, etc.) notwendig ist, so bleiben von der eingesetzten Primärenergie im günstigsten Fall noch 33% (Nettowirkungsgrad des Kraftwerks) in Form von elektrischer Energie übrig.⁸⁹

Für ein Dampfkraftwerk wird der Gesamtwirkungsgrad h_{ges} in folgende Teilwirkungsgrade zerlegt: Thermischer Wirkungsgrad des Wasserdampf-Kreislaufs h_{th} , Dampferzeugerwirkungsgrad h_D , Innerer Wirkungsgrad der Turbine und der Verdichter h_i , Elektrischer Wirkungsgrad des Generators h_{el} , Mechanischer Wirkungsgrad der Turbine (Reibungsverluste) h_m , Eigenbedarf der Anlage an Energie h_{eigen} . Verbesserungsmaßnahmen des Gesamtwirkungsgrades⁹⁰ eines Kraftwerkes setzen an den Teilwirkungs-

dampf nun durch Wärmezufuhr weiter erhitzt, erhält man überhitzten Dampf, dieser wird als Frischdampf bezeichnet.

⁸⁵ Die eigentlich treibende Kraft beim Kondensationsvorgang ist die Schrumpfung des riesigen Abdampfvolmens, die einen großen Unterdruck im Kondensator schafft. Dadurch wirkt der Kondensator als eine kontinuierlich arbeitende riesige Saugpumpe. Ein Kondensator eines 700 MW Steinkohlekraftwerks (elektrische Leistung) muß eine Wärmeleistung von über 1059 MW abführen, dazu ist eine wärmeabgebende Fläche von 50000 m² erforderlich.

⁸⁶ Loth, R. (1993), S. 17 ff. und Kugeler, K. (1993), S. 43 ff.; Beer, H. (1981) S. 135 ff. sowie Förstner, U. (1993), S. 156 ff.

⁸⁷ Eine Bewertung energetischer Prozesse geschieht mit Hilfe des energetischen Wirkungsgrades. Der energetische Wirkungsgrad der Energieumwandlung ist definiert als Verhältnis von energetischem Nutzen zu energetischem Aufwand. Bei Kraftwerken wird der Wirkungsgrad daher als Verhältnis von elektrischer Leistung zu eingesetzter Brennstoffleistung (Heizwert) definiert. Bei einem Dampfkraftwerk errechnet sich der Gesamtwirkungsgrad h_{ges} aus dem Produkt der Teilwirkungsgrade (s.u.). Wird der Eigenbedarf der Anlage berücksichtigt, spricht man von Gesamtwirkungsgrad oder auch Nettowirkungsgrad der Anlage. Der Bruttowirkungsgrad entspricht dem Gesamtwirkungsgrad ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Anlage.

⁸⁸ Dies gilt vor allem für Kraftwerke dieser Art, die in Entwicklungsländern betrieben werden.

⁸⁹ Kugeler, K. (1993), S. 44 f. und 100 f.; Loth, R. (1993), S. 7 f. und Förstner, U. (1993), S. 156 f.

⁹⁰ Zur Bewertung eines Dampfkraftwerkes dient der Gesamtwirkungsgrad $h_{ges} = h_D \cdot h_{th} \cdot h_i \cdot h_{el} \cdot h_m \cdot h_{eigen}$.

graden an.⁹¹ Verbesserungen der Teilwirkungsgrade sind durch eine Reihe von unterschiedlichen Maßnahmen, die im folgenden erläutert werden, möglich.

3.2.3 Wirkungsgradverbesserungen bei konventionellen Kraftwerken

In diesem Unterkapitel sollen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, die wichtigsten technischen Maßnahmen zur Verbesserung der Wirkungsgrade von konventionellen fossilbefeuerten thermischen Kraftwerken dargestellt und erklärt werden. Die folgenden Maßnahmen lassen sich grob unterteilen in Maßnahmen, welche den thermischen Wirkungsgrad verbessern und in Maßnahmen, die an der Verbesserung der einzelnen Komponentenwirkungsgrade des Clausius-Rankine-Kreisprozesses ansetzen. Der thermische Wirkungsgrad eines Kreisprozesses hängt im wesentlichen von den Kondensationsbedingungen, von der Zahl regenerativer Speisewasservorwärmungen und Zwischenüberhitzungen sowie vom Frischdampfzustand und den Möglichkeiten zur Reduktion von Abgasverlusten durch Verbrennungsluftvorwärmung und Regulierung des Luftüberschusses ab. Die Maßnahmen zur Verbesserung der Komponentenwirkungsgrade setzen vor allem am Dampferzeuger, an den Turbinen, Generatoren, Pumpen und Frischdampfleitungen an.

3.2.3.1 Kondensationsbedingungen und Kühlverfahren

Der thermische Wirkungsgrad des Dampfturbinenprozesses hängt unter anderem von den Kondensationsbedingungen, also von den Wärmeabfuhrmöglichkeiten, ab. Je tiefer die Kondensationstemperatur beziehungsweise der Kondensationsdruck⁹², um so besser ist der thermische Wirkungsgrad des Dampfkreisprozesses und damit auch der Nettowirkungsgrad des Kraftwerkes. Siehe dazu auch Tabelle 3. Der mögliche Kondensationsdruck richtet sich entsprechend der Dampfdruckkurve des Wassers nach der Umgebungstemperatur als möglichem unterem Grenzwert.

Die Abwärme des Dampfturbinenprozesses, die bei der Kondensation des entspannten Dampfes hinter der Turbine anfällt, wird über verschiedene technische Kühlverfahren abgegeben. Bei der Entscheidung für ein geeignetes Kühlverfahren müssen neben dem Gesamtwirkungsgrad Aspekte des Umweltschutzes (Umwelterwärmung), der Wirtschaftlichkeit (Investionskosten) und der speziellen Standortbedingungen (Verfügbarkeit von Kühlwasser) gegeneinander abgewogen werden.⁹³

Tabelle 3 Nettowirkungsgrad eines 600 MW Steinkohlekraftwerks in Abhängigkeit vom Kondensatordruck bei sonst gleichen Bedingungen

Kondensatordruck (bar)	0,02	0,04	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Nettowirkungsgrad η_{ges} (%)	40,5	40	38,5	34	32,5	30,5	29,5	28,5
Quelle: Kugeler, K. (1993), S. 102.								

Grundsätzlich werden Naßkühlverfahren (Frischwasserkühlung, Wasserrückkühlung), Trockenkühlverfahren (direkte und indirekte Luftkühlung) und Hybridsystem unterschieden, bei denen unterschiedliche Kondensatordrücke bei entsprechenden Sättigungstemperaturen erreicht werden.

Bei der **Frischwasserkühlung** wird Frischwasser aus einem Gewässer (sogenannter Vorfluter) in den Turbinenkondensator gepumpt und nach der Wärmeaufnahme wieder in den Vorfluter zurückgeleitet. Dieses Verfahren erreicht die niedrigsten Kondensationsstemperaturen, beziehungsweise -drücke und somit auch die besten Wirkungsgrade.

⁹¹ Kugeler, K. (1993), S. 34 ff. und 259 ff.; Loth, R. (1993), S. 7 f.

⁹² Kondensationstemperatur und Kondensationsdruck sind über die Dampfdruckkurve des Wassers gekoppelt.

⁹³ Gelbe, H. (1987), S. K 10 ff.; Kugeler, K. (1993), S. 98 ff. sowie Eßer, Claudia (1994), S. 181 f.

Bei Frischwasserkühlung wird im Durchschnitt ein Kondensatordruck von 0,02 bar bei einer entsprechenden Sättigungstemperatur von 17,5 Grad Celsius erreicht. Der Nachteil dieses Kühlverfahrens ist die starke Erwärmung des Vorfluters.⁹⁴ Frischwasserkühlung ist dort, wo sie anwendbar ist, die wirtschaftlichste Lösung bei höchsten Wirkungsgraden und den geringsten Zusatzinvestitionen.

Bei der **Wasserrückkühlung** wird das im Kondensator aufgewärmte Wasser in einem Kühlturm im Gegenstrom großflächig verrieselt, dadurch wird die Wärme durch Konvektion und Verdunstung an die durchziehende Luft abgegeben. Ein Teil des Kühlwassers verdunstet und muß ersetzt werden (offener Kreislauf). Die Verdunstung des Kühlwassers führt zu einer starken Schwadenbildung über dem Naßkühlturm.⁹⁵ Bei Rückkühlung wird ein Kondensatordruck von 0,05 bar (32,9 Grad Celsius) erreicht. Bei dieser Kühllösung wird das Kraftwerk bezogen auf die Nettoleistung um 5% teurer, und der Nettogesamtwirkungsgrad ist entsprechend dem höheren Kondensatordrucks um rd. 1% schlechter als bei Frischwasserkühlung. Trotzdem ist dieses Verfahren heute die Standardlösung für ein deutsches Wärmekraftwerk.

Bei der **Trockenkühlung** ist kein Zusatzwasser erforderlich, folglich entstehen auch keine Dampfschwaden. Trockenkühltürme machen somit auch Großkraftwerke völlig unabhängig von der Verfügbarkeit von Kühlwasser. Nachteilig sind die um 12 % höheren Investitionskosten und ein bis zu 2% schlechterer Wirkungsgrad als bei Frischwasserkühlung. Man unterscheidet direkte und indirekte Luftkühlung.

Bei der **direkten Luftkühlung** wird der Abdampf der Turbine unmittelbar in das Rohrbündel eines luftgekühlten Oberflächenkondensator⁹⁶ geleitet und abgekühlt, wobei die Wärme an vorbeiströmende Luft eines Naturzugkühlturms abgegeben wird.⁹⁷ Der Nettowirkungsgrad dieser Anlage sinkt mit steigender Umgebungstemperatur stark ab. Zur Kühlung von großen Kraftwerksblöcken ist dieses Verfahren daher nicht geeignet.⁹⁸ Der niedrigste erreichbare Kondensatordruck dieses Verfahrens liegt bei 0,07 bar (39 Grad Celsius).

Bei der **indirekten Luftkühlung** wird Kühlwasser aus einem geschlossenen Kühlkreislauf verwendet. Der Dampf wird entweder an den von Kühlwasser durchströmten Rippenrohbündeln eines Oberflächenkondensators kondensiert oder das Kühlwasser wird, bei Verwendung eines Mischkondensators⁹⁹, in den Abdampf eingespritzt. Während das Wasser die eigentliche Kühlung übernimmt, führt die Luft im Luftkühler eines Naturzugkühlturms die endgültige Wärme ab. Zusatzwasser wird nicht benötigt, weil das gesamte Wasser in geschlossenen Kreisläufen geführt wird. Der niedrigste erreichbare Kondensatordruck dieses Verfahrens liegt bei 0,1 bar (45,8 Grad Celsius).

⁹⁴ Dies macht die Erstellung von Wärmelastplänen erforderlich, die Aussagen über die Erwärmung von Gewässern machen. Die Wärmelastpläne müssen auch bei der Standortbestimmung für den Bau weiterer Kraftwerke berücksichtigt werden. In der Bundesrepublik Deutschland und in anderen Ländern kommt dieses Verfahren aufgrund der genannten Gründe nicht mehr in Frage.

⁹⁵ Die Schwadenbildung hat schon zur Verweigerung von Baugenehmigungen für Naßkühltürme in der Bundesrepublik geführt.

⁹⁶ Beim Oberflächenkondensator erfolgt die Niederschlagung des Turbinenabdampfes, je nach Kühlungsart, an oder in durchströmten Rippenrohbündeln.

⁹⁷ Häufig ist der Naturzug zur Kühlung nicht ausreichend, was den Einsatz von Ventilatoren erfordert. Dies verschlechtert wegen des Eigenverbrauchs der Ventilatoren wiederum den Nettowirkungsgrad der Anlage.

⁹⁸ Sinnvoll ist dieses Verfahren bei Anlagen bis maximal 200 MW elektrischer Leistung.

⁹⁹ Beim sogenannten Misch- oder auch Einspritzkondensator wird die Kondensation durch Einspritzen von feinteiltem Kühlwassers in den Abdampf der Turbine erreicht. Durch dieses Verfahren können je nach Kondensatordruck größere Wärmedurchgangszahlen erreicht werden als beim Oberflächenkondensator. Höhere Wärmedurchgangszahlen ermöglichen eine schnellere Wärmeabfuhr. Da die Phasengrenzfläche pro Volumeneinheit ebenfalls größer ist, sind die Abmessungen von Mischkondensatoren kleiner als die von Oberflächenkondensatoren. Daher sind auch Ein- und Umbauten zur Erhöhung der Kontaktflächen im Kondensator relativ billig.

Bei einem **Hybridsystem** versucht man, die Vorteile von Naß- und Trockenkühlung miteinander zu verbinden. Insbesondere die hohe Kühlleistung der Naßkühltürme werden mit der Schwadenfreiheit bei Trockenkühltürmen kombiniert. Nach einer Vorkühlung im Trockenbereich (rd. 20% der Kühlleistung) erfolgt die Hauptkühlung durch einen Naßkühlturm.¹⁰⁰

Beim Bau eines neuen Kraftwerkes ist es wichtig, unter Abwägung der oben genannten Aspekte das bezüglich des Nettowirkungsgrades optimale Kühlverfahren einzusetzen. Eine indirekte Möglichkeit der Wirkungsgradverbesserung wäre, vorhandene behördliche Wärmelastpläne mit Rücksicht auf das CO₂-Problem nochmals zu überdenken. Dadurch könnte in einigen Ländern der Anteil der Kraftwerke mit Frischwasserkühlung ausgeweitet werden.

Bei älteren bestehenden Kraftwerken werden die bei den verschiedenen Kühlverfahren angegebenen Kondensatordrücke in den seltensten Fällen erreicht. Somit kann die Verbesserung der thermischen Wirkungsgrade von bestehenden Anlagen durch eine Vergrößerung der Kondensatorflächen (neue Rohrbündelgeometrie, Ausnutzung vorhandener Einbaumaße, kleinere Rohrdurchmesser), durch Einsatz der Kondensatorart (Oberflächenkondensatoren oder Mischkondensatoren), die für die vorhandenen Verhältnisse (Kondensatordruck) am besten geeignet ist, durch Verbesserung des Wärmeübergangs bei Oberflächenkondensatoren¹⁰¹ oder durch weitere optimal angepasste Umrüstungen des Kühlsystems erreicht werden.¹⁰² Wie groß die durch die einzelnen Umbaumaßnahmen zu erreichende Wirkungsgradverbesserung ist und welche Kosten dafür anfallen, hängt vom Einzelfall ab und kann nicht allgemein angegeben werden.

3.2.3.2 Regenerative Speisewasservorwärmung

Im Falle der regenerativen Speisewasservorwärmung wird eine Teilmenge des Abdampfes aus der Turbine zur Vorwärmung des Speisewassers, vor der eigentlichen Erwärmung im Dampferzeuger, unter vollständiger Nutzung der Kondensationswärme des Entnahmedampfes eingesetzt. Eine einfache regenerative Speisewasservorwärmung, in Form einer Dampfentnahme aus der Turbine und einer Zumischung zum Speisewasser, ist in Abbildung 4 gestrichelt eingezeichnet. Neben der, wegen unterschiedlicher Druckverhältnisse eher seltenen direkten Zumischung von Turbinendampf in das Speisewasser mittels eines Mischvorwärmers, ist eine Wärmeübertragung durch einen im Gegenstrom betriebenen Wärmeaustauscher (Oberflächenvorwärmer) eher üblich.

Durch die regenerative Speisewasservorwärmung kann Brennstoff im Dampferzeuger eingespart werden. Da der Brennstoff exergetisch¹⁰³ höher ist als der Entnahmedampf aus der Turbine, läßt sich insgesamt eine Steigerung des thermischen Wirkungsgrades

¹⁰⁰ Gelbe, H. (1987), S. K 10 ff.; Kugeler, K. (1993), S. 98 ff. sowie Eßer, Claudia (1994), S. 181 f.

¹⁰¹ Die Wärmeübergangskoeffizienten können durch verbesserte Anströmbedingungen der Rohre erreicht werden. Die Anströmbedingungen lassen sich auf der Kühlmittelseite leicht verbessern durch Erhöhung der Kühlmittelgeschwindigkeit und der Kühlmenge und durch Vermeidung sowie Entfernung von Schmutzschichten. Schwieriger ist die Verbesserung der Rohranströmrichtung (eindeutige Dampfströmung hin zum Kühlerbündel). Weiterhin ist ein besserer Wärmeübergang vom Dampf an die Rohre durch eine gleichmäßige Dampfversorgung aller Rohre und durch einwandfreien Kondensatablauf von oben nach unten zu erreichen.

¹⁰² Hebel, G. (1990), S. 77 f. sowie Riedle, K. (1990), S. 67 und Wiesegart, K. (1990), S. 217.

¹⁰³ Der Begriff „Exergie“ ist in wenigen Worten nicht leicht zu erklären. Der Teil der insgesamt in einem Körper enthaltenen Energie, der in der jeweiligen Umgebung in eine beliebige andere Energieform umgewandelt werden kann, wird als Exergie bezeichnet, die nicht beliebig umwandelbare Energie als Anergie. Die Exergie ist ein Maß für die Nutzarbeit (technische Arbeitsfähigkeit), die bei einem Kreisprozeß gewonnen werden kann. Bei Kreisprozessen ist die gewinnbare Nutzarbeit um so größer, je mehr sich die einzelnen zusammenhängenden Zustandsänderungen der völligen Umkehrbarkeit nähern, je geringer also die Verluste durch Irreversibilitäten sind. Innere Exergieverluste entstehen durch Reibung, durch endliche Temperaturdifferenzen bei der Wärmeübertragung, durch Mischung von Stoffströmen und bei chemischen Reaktionen (Verbrennung). Äußere Exergieverluste entstehen durch Wärmeverluste an die Umgebung. Die Exergieverluste durch Irreversibilitäten sind um so höher, je größer die Temperaturdifferenzen bei der Wärmeübertragung oder bei der Mischung von Stoffströmen sind.

erreichen. Durch eine regenerative Speisewasservorwärmung wird eine merkliche Verbesserung, im Grenzfall (durch mehrfache gestufte Speisewasservorwärmung) sogar eine annähernde Beseitigung der Nichtumkehrbarkeiten erzielt. Die Beseitigung der Irreversibilitäten wird in erster Linie dadurch erreicht, daß die Temperaturdifferenz zwischen dem Speisewasser und den Verbrennungsgasen bei der Wärmezufuhr im Dampferzeuger verringert wird. Die optimale Speisewasservorwärmtemperatur muß dabei so eingestellt werden, daß die Exergieverluste im Vorwärmer und in der Turbine geringer sind als der Exergiegewinn durch das Anheben der Speisewassertemperatur. Eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades wird durch die Entlastung der Speisewasserpumpe und durch die Verminderung des Aufwands (Transport, Rückkühlung des Kühlwassers, etc.) bei der Kondensation des restlichen Abdampfes erreicht.

Die Exergieverluste sinken, beziehungsweise die Wärmeersparnis steigt, mit der Anzahl der Vorwärmstufen, der Anstieg ist jedoch nicht proportional. Ein Optimum ergibt sich in der Regel bei acht Vorwärmstufen.¹⁰⁴ Der zusätzliche Gewinn, der durch eine weitere Vorwärmstufe erreicht werden kann, ist dann kleiner als 0,1%. Bei einem Einbau von acht Vorwärmstufen kann durch Erreichen einer optimalen Vorwärmendtemperatur von 300 Grad Celsius der thermische Wirkungsgrad einer Anlage ohne Vorwärmstufen um bis zu 15% angehoben werden.¹⁰⁵ Dann ist jedoch eine Unterteilung der Expansionsmaschine in mehrer Stufen erforderlich, was bei Dampfturbinen ohnehin die Regel ist.¹⁰⁶ Den expandierten Dampf zwischen jeder Stufe benutzt man zur stufenweisen Vorwärmung des im Gegenstrom von der Speisewasserpumpe angelieferten Speisewassers.

Die regenerative Speisewasservorwärmung hebt den thermischen Wirkungsgrad des Rankine-Kreisprozesses an, aber noch nicht den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks. Eine Steigerung des Nettogesamtwirkungsgrades um 3% gegenüber dem ursprünglichen Dampfprozeß ist erst dann erreichbar, wenn die zusätzlich verfügbare Rauchgaswärme des Dampferzeugers für andere Zwecke eingesetzt wird, beispielsweise zur Verbrennungsluftvorwärmung oder zur Zwischenüberhitzung des Turbinendampfes.¹⁰⁷

3.2.3.3 Anhebung der Frischdampfparameter

Weitere Wege zur Steigerung des Wirkungsgrades sind die Verbesserung des Wasserdampfkreislaufs durch die Erhöhung der Frischdampfparameter (Druck und Temperatur) sowie durch Zwischenüberhitzung des Turbinendampfes. Je höher Druck und Temperatur des Frischdampfes, um so höher ist der thermische Wirkungsgrad des Dampfkreisprozesses. Der thermische Wirkungsgrad steigt bei Anhebung der Frischdampfparameter um rd. 1% pro 30 Grad Celsius.

Einer Verbesserung des einfachen Dampfturbinenprozesses durch Anheben von Frischdampfparameter und -druck ist sowohl durch den Werkstoff als auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen Grenzen gesetzt. Beim einfachen Dampfturbinenprozeß sind durchschnittliche Dampfparameter von 530 Grad Celsius und 180 bar üblich. Die Werkstoffgrenzen¹⁰⁸ der in Dampferzeugern, Frischdampfleitungen und Turbinen verwendeten

¹⁰⁴ Je größer die Anzahl der Stufen, um so geringer werden die Temperaturunterschiede und damit auch die Nichtumkehrbarkeiten beim Wärmeaustausch. Es lohnt sich aber kaum, über acht Vorwärmstufen hinaus zu gehen. Für jede Stufenzahl findet man ein ausgeprägtes Optimum der Wirkungsgradverbesserung, abhängig von der Speisewassertemperatur; es verschiebt sich mit steigender Stufenzahl zu höheren Kesseleintrittstemperaturen. Die durch die achte Vorwärmstufe erreichte zusätzliche Wirkungsgradverbesserung ist in der Regel gerade noch wirtschaftlich (Grenznutzen = Grenzkosten).

¹⁰⁵ Kugeler, K. (1993), S. 48 f. einschließlich Abbildung.

¹⁰⁶ In der Regel werden statt einer Turbine, wie in Abbildung 4, drei verschiedene Turbinen eingesetzt. Es wird unterschieden zwischen einer Hochdruck-, einer Mitteldruck- und einer Niederdruckturbine. Je nach Bauart der Turbinen sind diese nochmals in sich gestuft.

¹⁰⁷ Kugeler, K. (1993), S. 45 ff.; Loth, R. (1993), S. 21 ff.; Oeljeklaus, G. (1995), S. 245 f.; Beer, H. (1981), S. 135 ff.

¹⁰⁸ Als Werkstoffgrenze gilt in erster Linie die 100000-Stunden-Zeitstandfestigkeit. Die Zeitstandfestigkeit bei einer bestimmten Prüftemperatur ist die Beanspruchung (Spannung) eines Werkstoffes, die nach einer bestimm-

Werkstoffe liegen bei ferritischen Werkstoffen bei maximal 550 Grad Celsius und bei austenitischen Werkstoffen bei maximal 650 Grad Celsius, für die entsprechende Belastung im Kraftwerksprozeß. Der Übergang zu höheren Frischdampfparametern beim einfachen Dampfprozeß würde also den Einsatz von austenitischen Werkstoffen erforderlich machen. Austenitische Werkstoffe sind aber, je nach gewünschter Festigkeit, noch sehr teuer und die Ausschöpfung der vollen Möglichkeiten dieser Werkstoffe wäre erst bei steigenden Kosten für den Brennstoffeinsatz (Brennstoffpreis beziehungsweise Abgabenbelastung) zu rechtfertigen. Daher ist die Wirtschaftlichkeitsgrenze für die Anhebung der Frischdampfparameter durch den Einsatz neuer Werkstoffe derzeit bei 580 Grad Celsius und rd. 270 bar erreicht.¹⁰⁹ Dies würde aber immerhin eine Verbesserung des Netto-Wirkungsgrades um bis zu 3% bewirken, bezogen auf die im Durchschnitt üblichen Frischdampfparameter. Läßt man angesichts der CO₂-Problematik Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkte außer acht, ist durch eine Verbesserung der Dampfparameter auf 650 Grad Celsius und 350 bar eine Steigerung des Nettowirkungsgrades von insgesamt 5% realistisch.¹¹⁰ Diese Möglichkeiten der Wirkungsgradverbesserung sind aber nur im Rahmen eines Kraftwerksneubaus interessant. Dagegen ist die Umrüstung von Kraftwerken durch die Einführung einer einfachen oder zweifachen Zwischenüberhitzung auch für den Umbau von bestehenden Kraftwerken von Bedeutung.

3.2.3.4 Einführung der Zwischenüberhitzung

Der ursprüngliche Clausius-Rankine-Prozeß wird bei Einführung der Zwischenüberhitzung so modifiziert, daß statt Verwendung einer einzigen Turbine die in der Realität übliche Unterteilung der Expansionsmaschine in eine Hoch-, eine Mittel-, und eine Niederdruckturbine erfolgt. Die Prozeßführung wird so abgeändert, daß der Dampf nach einer Teilentspannung in der Hochdruckturbine in einen Zwischenüberhitzer geführt wird, in dem er nochmals bei konstant gehaltenem Druck (50 bar) auf die maximal zulässige Temperatur von 600 Grad Celsius erhitzt wird. Der Dampf wird anschließend, im Fall der einfachen Zwischenüberhitzung, in der Mittel- und Niederdruckturbine bis zum Kondensatordruck entspannt. Im Fall der zweifachen Zwischenüberhitzung wird der Dampf nach der Mitteldruckturbine nochmals überhitzt. Üblicherweise werden für die Zwischenüberhitzung heute rauchgasbeheizte Zwischenüberhitzer verwendet, deren Heizflächen in den Dampferzeuger integriert sind beziehungsweise integriert werden können.¹¹¹

Eine wirtschaftliche Zahl von Zwischenüberhitzungen ist eins oder zwei, wobei die thermische Wirkungsgradverbesserung 3 bis 5% bei einfacher und 5% für zweifache Zwischenüberhitzung beträgt. Die Einführung einer einfachen Zwischenüberhitzung, bei welcher der Dampf nochmals auf 600 Grad Celsius erhitzt wird, bringt eine Steigerung des Nettowirkungsgrades um 1,5 bis 2% gegenüber dem Referenzkraftwerk. Eine zweite Zwischenüberhitzung würde eine Steigerung des Nettowirkungsgrades um ein weiteres Prozent mit sich bringen, diese Maßnahme wird aber aufgrund des hohen Investitionsaufwandes für Rohrleitungen zur Zeit nur selten genutzt.¹¹²

ten Beanspruchungsdauer zum Bruch der Probe führt. Die in den Turbinen und sonstigen Komponenten eingesetzten Werkstoffe eines Dampfkraftprozesses sind so zu wählen, daß die Werkstoffgrenzen unter Berücksichtigung von bestimmten Sicherheiten nicht überschritten werden.

¹⁰⁹ Welcher Werkstoff mit welchen Werkstoffkennwerten in einem bestimmten Kraftwerk noch wirtschaftlich eingesetzt werden kann, wird im Rahmen einer Optimierungsrechnung durch den Kraftwerksbauer anhand der vorliegenden Rahmenbedingungen ermittelt (Kugeler, K. (1993), S. 353 ff.; Weinzierl, K. (1992), S. 177 f. sowie Oeljeklaus, G. (1995), S. 245 f. und Kallmeyer, D. H. (1995), S. 10 ff.).

¹¹⁰ Kugeler, K. (1993), S. 45 ff.; Loth, R. (1993), S. 29 f.; Oeljeklaus, G. (1995), S. 245 f.; Hlubek, W. (1996), S. 8 sowie Riedel, K. (1990), S. 67 f.

¹¹¹ Kugeler, K. (1993), S. 48 ff. und Beer, H. (1981), S. 142 f.

¹¹² Riedel, K. (1990), S. 67; Weinzierl, K. (1992), 177 f.

Die Zwischenüberhitzung kann sich nachteilig auf die Ersparnis durch die regenerative Speisewasservorwärmung auswirken. Der Grund dafür ist, daß sowohl bei der Zwischenüberhitzung als auch bei der regenerativen Speisewasservorwärmung die Wirkungsgradverbesserung durch die Minderung der Exergieverluste erzielt wird. Eine Kombination von Zwischenüberhitzung und regenerativer Speisewasservorwärmung ist dennoch sinnvoll, es besteht aber die Notwendigkeit, im Rahmen einer Optimierungsrechnung die optimale Anzahl von Zwischenüberhitzungen und Speisewasservorwärmungen zu ermitteln. Durch beide Maßnahmen gemeinsam kann eine wirtschaftliche Verbesserung des Nettowirkungsgrades der Anlage von bis zu 5% gegenüber der Referenzanlage erreicht werden.

Ein zusätzlicher Vorteil der Zwischenüberhitzung ist, daß durch die Zwischenüberhitzung die Dampfneße¹¹³ in den Endstufen der Turbinen verringert wird. Dies wirkt sich günstig auf den inneren Turbinenwirkungsgrad aus und verhindert eine Erosionskorrosion der Turbinenschaufeln durch Wassertropfen.¹¹⁴

3.2.3.5 Dampferzeugerwirkungsgrad

Als eine der zentralen Komponenten eines fossil befeuerten Kraftwerks gilt der Dampferzeuger. Im Dampferzeuger wird die durch die Feuerung freigesetzte Wärme durch Strahlung sowie durch Konvektion über das Rauchgas an die Kesselzüge und Heizflächen zur Nutzung der entstehenden Wärme übertragen. Die Dampferzeuger bestehen neben der Brennstoffaufbereitung und dem Brennraum aus mehreren Wärmetauschereinheiten, die in verschiedenen Zonen längs des Rauchgasweges angeordnet sind.¹¹⁵ Entsprechend dem heutigen Stand der Technik wird das Speisewasser im Economiser auf die Verdampfungstemperatur vorgewärmt¹¹⁶, im Verdampfer verdampft und im Überhitzer überhitzt. In der Regel enthält der Dampferzeuger noch mindestens einen Zwischenüberhitzer und einen Luftvorwärmer, der die Abgasverluste reduzieren soll.¹¹⁷

Die Wirkungsgrade von modernen Dampferzeugern sind mit $\eta_D = 94\%$ bei Vollastbetrieb kaum noch zu verbessern. Bei Teillast oder bei häufigem An- und Abfahren sind diese Werte allerdings viel ungünstiger. Wichtige Parameter, die den Dampferzeugerwirkungsgrad beeinflussen, sind die Abgastemperatur, der Brennstoffausbrand, Verluste durch Wärmestrahlung und Wärmeleitung, Ascheverluste und Luftvorwärmung.¹¹⁸

Eine nähere Betrachtung lohnt sich hier nur für die Abgasverluste im Fall einer zu hohen Abgastemperatur nach dem Luftvorwärmer. Die Abgastemperatur liegt bei Kraftwerken vom Referenztyp bei über 130 Grad Celsius oder noch höher. Diese Temperatur könnte bis auf 105 Grad Celsius abgesenkt werden, wenn gleichzeitig die Lufteintrittstemperatur mit Hilfe eines zusätzlichen Luftvorwärmers angehoben würde. Der Mehrbedarf an Luftvorwärmerheizfläche ist aber beträchtlich und je nach vorhandener Abgastemperatur nicht mehr wirtschaftlich.

Der Abgasstrom selbst läßt sich reduzieren, wenn der für eine vollständige Verbrennung notwendige Luftüberschuß optimiert wird. Der Luftüberschuß¹¹⁹ muß bei einem mög-

¹¹³ Bei Dampfkraftprozessen besteht die Gefahr, durch die Expansion und die dadurch bedingte Abkühlung des Dampfes zu stark in das Naßdampfgebiet zu gelangen. Der Wassergehalt in den letzten Stufen der Turbine sollte in jedem Fall unter 15% gehalten werden. Höhere Endwerte des Wassergehaltes könnten an den Turbinenschaufeln zu starken Erosionsschäden führen.

¹¹⁴ Kugeler, K. (1993), S. 45 ff.; Loth, R. (1993), S. 29 f.

¹¹⁵ Die Anordnung erfolgt so, daß die Verluste durch Irreversibilitäten beim Wärmeübergang minimal werden.

¹¹⁶ Die Speisewasservorwärmung im Dampferzeuger hat mit der regenerativen Speisewasservorwärmung (Kapitel 3.2.3.2) nichts zu tun. Sie kann aber unter Umständen durch die regenerative Speisewasservorwärmung entlastet werden beziehungsweise sogar substituiert werden.

¹¹⁷ Kugeler, K. (1993), S. 81 ff. sowie Loth, R. (1993) S. 32 ff.

¹¹⁸ Riedle, K. (1990), S 66 f. sowie Kugeler, K. (1993), S. 85.

¹¹⁹ In technischen Verbrennungsprozessen wird immer mit einem Luftüberschuß, gekennzeichnet durch Wert $\lambda > 1$, gearbeitet, um sicher zu gehen, daß der Brennstoff vollständig (rückstandsfrei) verbrennt. Der Luftüberschuß 1

lichst kleinen Abgasstrom so groß sein, daß der eingesetzte Brennstoff gerade vollständig verbrannt wird. Diese beiden Maßnahmen zusammen vermindern den Abgasverlust bei modernen Dampferzeugern, je nach ursprünglich vorhandener Abgastemperatur und Abgasstrom, um lediglich ein weiteres Prozent. Bei älteren installierten Dampferzeugern sind durch diese Maßnahmen aber je nach Ausgangssituation beträchtliche Verbesserungen des Gesamtwirkungsgrades möglich.¹²⁰

Ein starke Verbesserung der Gesamtwirkungsgrade um 5% und mehr läßt sich an bestehenden Kraftwerken durch den Austausch von veralteten Kesseln¹²¹ erzielen, die nicht selten einen Wirkungsgrad von unter 50% besitzen.¹²²

3.2.3.6 Mechanischer und innerer Wirkungsgrad der Dampfturbinen

Die Wirkungsgrade der Dampfturbinen (mechanischer Wirkungsgrad h_m und innerer Wirkungsgrad h_i)¹²³ konnten in den letzten Jahren strömungstechnisch erheblich verbessert werden. Die Optimierung der Eintrittsquerschnitte und die Entwicklung neuer aerodynamischerer Schaufelprofile sowie verbesserter Spaltabdichtungen ermöglichten einen Turbinenwirkungsgrad von 90 bis 95%. Durch die Entwicklung neuer Berechnungsmethoden und Fertigungsmöglichkeiten sowie die Durchführung umfangreicher Laborversuche wurden die genannten Verbesserungen ermöglicht. Bezogen auf Turbinentypen der 70er Jahre, die heute weltweit in thermischen Kraftwerken verbreitet sind, lassen sich Nettowirkungsgrade von thermischen Kraftwerken erzielen, die im Durchschnitt 2% höher sind. Fast alle Neuentwicklungen lassen sich ohne Schwierigkeiten bei älteren Kraftwerken wirtschaftlich nachrüsten, so daß diese auf einen technischen Stand gebracht werden könnten, der dem neuer Turbosätze nahekommt. Die Verbesserung des erreichbaren Gesamtwirkungsgrades ist noch größer, wenn die neuen Turbinenkomponenten aus Werkstoffen bestehen, die höhere Frischdampfparameter zu lassen.¹²⁴

3.2.3.7 Weitere Verbesserungsmaßnahmen

Die großen Frischdampfleitungen und die Ventilgehäuse werden üblicherweise für Dampfgeschwindigkeiten von 60 m/s ausgelegt, was zu Druckverlusten von bis zu 10 bar führen kann. Eine großzügigere Auslegung der Rohrleitungen könnte die Druckverluste um die Hälfte senken, was eine Verbesserung des Nettowirkungsgrades des Referenzkraftwerkes von 0,5% mit sich bringen würde. Durch eine Optimierung zwischen dem Druckverlust und den Kosten der Rohrleitungen läßt sich der angesichts der Materialkosten und des CO₂-Problems tolerierbare Druckverlust ermitteln.

Für den Generator sind durch Verringerung der Verluste in Läufer und Ständer sowie durch den Übergang zu verbesserter Kühlung durch Wasserstoff oder Wasser ebenfalls deutliche Verbesserungen erreicht worden. Der Komponentenwirkungsgrad konventioneller Generatoren liegt derzeit, je nach Lastfall, bei $h_{ej} = 97\%$ für Viertellast und bei fast 99% für Vollast. Der Übergang auf supraleitende Generatoren würde erlauben, deren Komponentenwirkungsgrad noch einmal um etwa 0,8 % bei Vollast anzuheben, und gleichzeitig würde der Abfall der Kennlinie bei Teillast stark reduziert. Der Austausch

ist definiert als das Verhältnis von tatsächlicher Luftmenge zu theoretisch für die Verbrennung erforderlicher Luftmenge.

¹²⁰ Kallmeyer D.H. (1995), S. 11 sowie Riedle, K. (1990), S. 68 f.

¹²¹ Historisch gesehen war der Dampferzeuger früher nur ein beheizter Dampfkessel, also ein beheizter Behälter. In vielen Ländern werden diese Dampfkessel noch verwendet. Daher wird hier das Wort Kessel statt Dampferzeuger verwendet.

¹²² Riedle, K. (1990), S 66 f.; Kugeler, K. (1993), S. 84 ff. sowie Wieseart, K. (1990), S. 217.

¹²³ Der innere Wirkungsgrad und der mechanische Wirkungsgrad der Turbine sind hier einfachheitshalber zusammengefaßt. Im mechanischen Wirkungsgrad der Turbine spiegeln sich die Reibungsverluste in der Turbine wieder. Der innere Wirkungsgrad ist stark von der Turbinenlast und dem Zustand des Dampfes (siehe Kapitel 3.2.3.4) abhängig. Im inneren Wirkungsgrad spiegeln sich die thermischen Verluste der Turbine wieder, weshalb er auch häufig in den thermischen Wirkungsgrad des gesamten Kraftwerks eingeht.

¹²⁴ Oeynhausens, H. (1992), S. 147 ff.; Hebel, G. (1990), S.76 f. sowie Riedle, K. (1990), 67 f.

von Generatoren kann eine erhebliche Steigerung des Gesamtwirkungsgrades bringen und ist in den meisten Fällen auch wirtschaftlich sinnvoll.

Bei den Komponentenwirkungsgraden von Kondensat- und Speisewasserpumpe sind durch eine verbesserte Hydraulik und Strömungsführung in der letzten Zeit Verbesserungen erreicht worden, die den Gesamtanlagenwirkungsgrad von Kraftwerken um 0,1% erhöhen könnten.

Der Eigenbedarf für Pumpen, Kühlventilatoren, Kohlemühlen usw. von rd. 5% dürfte nicht mehr stark zu verbessern sein.

Über diese Maßnahmen hinaus wird der Gesamtwirkungsgrad durch Parameter wie Anlagenleistung, Anlagenauslastung, Anlagenzustand und Betriebsweise beeinflusst. Diese Einflüsse sind aber nur durch langjährige Erfahrung mit der Anlage und durch intensive Schulung des Kraftwerkspersonals ableitbar.¹²⁵

3.2.3.8 Gesamtes Potential der Verbesserungsmaßnahmen

Die für die einzelnen Verbesserungsmaßnahmen angegebenen Wirkungsgradverbesserungen sind Erwartungswerte, die nicht in jedem Fall erreicht werden können. Den rechnerisch möglichen Wirkungsgraden stehen in allen Fällen die anlagentechnischen Realitäten gegenüber. Zudem können auch die Wirkungsgradverbesserungen der Einzelmaßnahmen nicht einfach aufsummiert werden, denn die genannten Maßnahmen behindern sich zum Teil gegenseitig.¹²⁶ Daher muß das Potential der einzelnen Verbesserungsmaßnahmen im technischen Gesamtzusammenhang gesehen werden, d.h. erreichbare Wirkungsgradverbesserungen können, wenn überhaupt, nur für ein Maßnahmenbündel angegeben werden.

In diesem Sinn würden die folgenden Maßnahmen den Nettowirkungsgrad von 33% des ursprünglichen Referenzkraftwerkes anheben:

- Optimierung der Kühlmöglichkeiten (Kondensatordruck 0,03 bar)
- Anhebung der Frischdampfparameter auf bis zu 270 bar/580 Grad Celsius
- Regenerative Speisewasservorwärmung (Nutzung von bis zu acht Vorwärmstufen bei einer optimalen Vorwärmendtemperatur von 300 Grad Celsius)
- Einfache Zwischenüberhitzung auf bis zu 600 Grad Celsius
- Einsatz von modernen Dampferzeugern mit $h_D = 94\%$
- Einsatz von modernen Turbosätzen (Hoch-, Mittel-, und Niederdruckturbine) mit Wirkungsgraden zwischen 90 und 95%
- Verwendung von Generatoren mit $h_{el} > 97\%$
- Einsatz von Kondensat- und Speisewasserpumpen mit höchsten Wirkungsgraden

Alle diese Maßnahmen zusammengenommen ermöglichen es, konventionelle Dampfkraftwerke unter Einhaltung der gesetzlichen Emissionsvorschriften in der Bundesrepublik Deutschland und unter Beachtung von wirtschaftlichen Kriterien für Nettowirkungsgrade von 45 bis 46% auszulegen. Allerdings ist zu beachten, daß sich diese Nettowirkungsgrade nur bei günstigen Kondensatorzuständen ergeben. Diese Verbesserungsmaßnahmen bedeuten gegenüber dem Referenzkraftwerk eine Einsparung an Brennstoff und damit an CO₂-Emissionen von 17 bis 18%. Somit stellt die Nutzung der fortschrittlichen konventionellen Kraftwerkstechnik ein enormes Potential für eine CO₂-Minderungsstrategie dar.

¹²⁵ Oeynhausens, H. (1992), S. 147 ff.; Riedle, K. (1990), S. 66 f.; Hebel, G. (1990), S.76 f.

¹²⁶ Die erläuterte Behinderung von regenerativer Speisewasservorwärmung und Zwischenüberhitzung sind hier als Beispiel zu nennen.

In der technischen Realität können die erreichbaren Verbesserungen bis zu 3% unter dem genannten theoretisch erreichbaren Wirkungsgrad liegen. Bei Einsatz von Braunkohle statt Steinkohle ergibt sich eine weitere Verschlechterung von etwa 2 bis 2,5%. Dagegen liefert Erdgas Werte, die um etwa 1 bis 2% höher liegen können.

Die genannten Werte sind nicht nur beim Neubau von Kraftwerken zu erreichen, sondern sind auch die Meßlatte für mögliche Verbesserungsmaßnahmen an Altanlagen.¹²⁷ Im nächsten Unterkapitel werden Angaben zu den Investitionskosten von Kraftwerken mit einer derartigen Ausstattung gemacht.

Eine weitere Verbesserung des Nettowirkungsgrades um 2 bis 3% über 45% hinaus ist durch folgende Maßnahmen möglich, wenn das Kriterium der Wirtschaftlichkeit vernachlässigt wird:¹²⁸

- Anhebung der Frischdampfparameter auf 300 bar/600 Grad Celsius
- Zweifache Zwischenüberhitzung auf bis zu 600 Grad Celsius
- Absenkung der Abgastemperatur bis auf 105 Grad Celsius mit Hilfe eines zusätzlichen Luftvorwärmers
- Zusätzliche Maßnahmen zur Optimierung des Luftüberschusses
- Minderung der Druckverluste durch großzügigere Auslegung der Frischdampfleitungen und der Ventilgehäuse

Die zusätzliche Wirkungsgradverbesserung dieser Maßnahmen beträgt bestenfalls 3%, was eine Durchführung dieser Maßnahmen unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten nicht rechtfertigt. Konkret heißt dies, daß sich die zuletzt genannten Maßnahmen erst rechnen, wenn auch die externen Kosten der Energieerzeugung beispielsweise durch Emissionen berücksichtigt werden. Ein Ausgleich der zusätzlichen Anlagekosten durch die zu heutigen Weltmarktpreisen bewerteten Brennstoffe im Laufe der Betriebszeit ist aber derzeit nicht möglich.

3.2.3.9 Investitionskosten von konventionellen Kraftwerken

Um einen Eindruck von den Investitionskosten für ein modernes Dampfkraftwerk mit der erläuterten Technik zu geben, sollen an dieser Stelle beispielhaft die Investitionskosten für zwei kürzlich in der Bundesrepublik Deutschland errichtete Kraftwerke angeführt werden. Die Angaben stammen aus einer vergleichenden Gegenüberstellung der Firma Krupp Koppers, bei der die Investitionskosten von zwei konventionellen Dampfkraftwerken (Tabelle 5) mit den Investitionskosten eines Kombiblocks mit integrierter Kohlevergasung (Tabelle 4) verglichen wurden. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurden die Kosten für die eingesetzte Technik (Staudinger 5, Lübeck, Puertollano) auf einen 640 MW Block mit 6500 Jahresnutzungsstunden bezogen. Die dabei verwendeten Daten basieren auf Erhebungen vom Oktober 1990. Krupp Koppers geht davon aus, daß die Kohle 130 DM/t SKE kostet und die Zinsen 9% pro Jahr betragen. Weiterhin wird angenommen, daß die Abschreibungszeit 20 Jahre beträgt und Personalkosten von 100000 DM pro Person und Jahr anfallen. Auf dieser Grundlage ergeben sich, bei spezifischen Investitionskosten von 2234 DM/kW, für das Kraftwerk Staudinger 5 mit einem Nettowirkungsgrad von 43% und mit einer Leistung von 500 MW Stromgestehungskosten von 10 Pf/kWh bei einer Benutzungsdauer von 6000 Stunden pro Jahr. Zu den selben Stromgestehungskosten kommt das Hochtemperaturkraftwerk¹²⁹ Lübeck bei einem

¹²⁷ Hebel, G. (1990), S. 76.

¹²⁸ Riedle, K. (1990), S. 65 ff.

¹²⁹ Als Hochtemperaturkraftwerk werden Kraftwerke bezeichnet, die austenitische Werkstoffe wie beispielsweise P 91 verwenden, um höchste Frischdampfparameter zu erreichen. Beim Hochtemperaturkraftwerk Lübeck liegt die Frischdampfparameter bei 560 Grad Celsius bei einem Druck von 250 bar. Der Block hat eine einfache Zwischenüberhitzung (560 Grad Celsius/60 bar).

Nettowirkungsgrad von 45,5% und einer Leistung von 400 MW. Beide Blöcke können Fernwärme auskuppeln, was einen Brennstoffnutzungsgrad¹³⁰ von 62,5% möglich macht. Tabelle 4 zeigt eine genaue Darstellung der Angaben von Krupp Koppers.

Die für die Bundesrepublik vergleichsweise niedrigen Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke ergeben sich dadurch, daß auf eine doppelte Sicherheitsauslegung der Komponenten verzichtet wurde.¹³¹ Damit sinken die Investitionskosten und der Eigenverbrauch der Anlage.¹³² Da die Investitionskosten auf die Verhältnisse in der Bundesrepublik angepaßt sind, kann davon ausgegangen werden, daß die Investitionskosten und die Stromgestehungskosten beispielsweise in der VR China schon aufgrund der geringeren Lohnkosten niedriger liegen würden.

Tabelle 4 Investitionskosten von modernen konventionellen Kraftwerken (640 MW) kalkuliert für die Technik von Staudinger 5 und für das Hochtemperaturkraftwerk Lübeck (Bauwerke und Montage sind in den Kosten enthalten)

	Kraftwerk Staudinger 5 ($\eta_{el} = 43\%/500\text{MW}$) Mio. DM	Hochtemperaturkraftwerk Lübeck ($\eta_{el} = 45,5\%/400\text{MW}$) Mio. DM
Anlagen zur Lagerung, zum Transport und zur Vorbereitung von Kohle	20	20
Dampferzeuger mit Feuerungssystem	500	580
Dampfturbinen und elektrotechnische Anlagen	450	470
Anlagen zur Entstickung und Entschwefelung des Rauchgases	300	290
Anlagen zur Versorgung und Entsorgung	160	160
Gesamtinvestition	1430	1520
spezifische Investitionskosten (DM/kW)	2234	2375

Quelle: ohne Verfasser (1993), S. 16.

Oeljeklaus¹³³ gibt die spezifischen Investitionskosten für den Neubau eines konventionellen Steinkohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 38% mit 2200 DM/kW an. Von diesem Wert ausgehend errechnet er eine Mehrinvestition von 185 DM/kW für den Neubau eines entsprechenden Kraftwerkes mit 45% Nettowirkungsgrad. Diese zusätzliche Mehrinvestition kann innerhalb eines Betrachtungszeitraumes von 25 Jahren bei einem Brennstoffpreis¹³⁴ von 100 DM/t SKE ohne eine Erhöhung Stromgestehungskosten von 12,6 Pf/kWh kompensiert werden.

Zusätzliche Kosten von 185 DM/kW für eine Wirkungsgradverbesserung um 7% für den Neubau eines Kraftwerks erscheinen als sehr gering, zumal für Wirkungsgradverbesserungen von exponentiell ansteigenden Grenzkosten ausgegangen werden kann.¹³⁵

¹³⁰ Der Nutzungsgrad oder auch Brennstoffnutzungsgrad eines Kraftwerkes ist definiert als das Verhältnis von elektrischer und thermischer Leistung des Kraftwerks zur Brennstoffleistung (meist Heizwert) des eingesetzten Brennstoffes.

¹³¹ Dies ist aufgrund der 100 jährigen Erfahrung mit konventionellen Dampfkraftwerken möglich. Allerdings könnte auch die drohende starke Konkurrenz zwischen Konventionellen- und Kombi-Kraftwerken für den Verzicht auf die doppelte Sicherheitsauslegung verantwortlich sein.

¹³² Ohne Verfasser (1993), S. 11 ff.

¹³³ Dr.-Ing. G. Oeljeklaus ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Technik der Energieversorgung und Energiewirtschaft der Universität (GH) Essen. Vgl. dazu Oeljeklaus, G. (1995), S. 245 ff.

¹³⁴ Bei diesen Angaben handelt es sich vermutlich um den derzeitigen Weltmarktpreis für Steinkohle, der weit unter dem Steinkohlepreis in der Bundesrepublik Deutschland liegt.

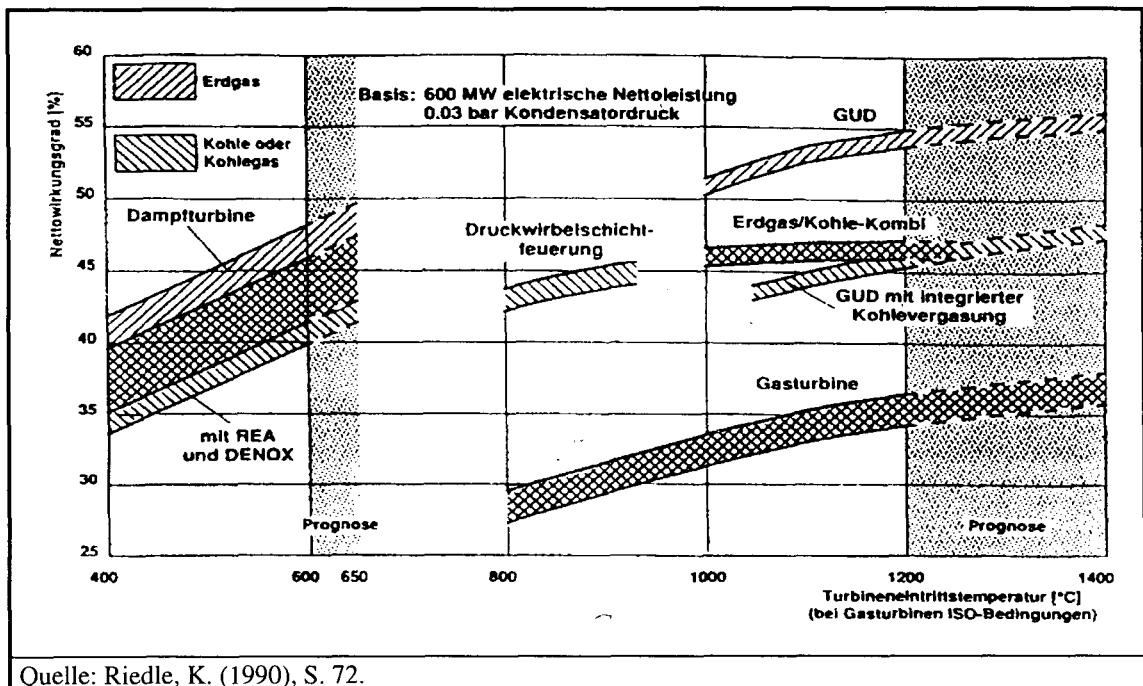
¹³⁵ Dieser Kostenverlauf läßt sich beispielhaft für die regenerative Speisewasservorwärmung erläutern. Die erste in den Clausius-Rankine-Prozeß eingebrachte Vorwärmstufe ist, weil es sich um eine Niederdruckanzapfung handelt, sehr kostengünstig und kann eine Anhebung des thermischen Wirkungsgrades um bis zu 6% erbringen. Dagegen erbringt die neunte Vorwärmstufe nur eine zusätzliche Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades

Es ist allerdings vorstellbar, daß die zusätzlichen Kosten für die Wirkungsgradverbesserung in Relation zu den Kosten für die Grundkomponenten und die Infrastruktur gering ausfallen, wenn entsprechende Verbesserungsmaßnahmen schon bei der Planung berücksichtigt werden. Schwieriger und damit teurer werden Wirkungsgradverbesserungen, wenn ein schon bestehendes Kraftwerk umgerüstet werden muß.

Leider ist es an dieser Stelle nicht möglich, genaue Angaben zu den Kosten für die Durchführung von wirkungsgradsteigernden Maßnahmen an Altanlagen zu machen. Die Kosten für Umrüstungsmaßnahmen sind sehr schwer zu ermitteln, da sie von Kraftwerk zu Kraftwerk variieren. Die Umrüstungskosten sind abhängig vom Ausgangszustand der Anlage (Alter, Wirkungsgrad, Zustand, eingesetzte Technik, etc.), von den Standortbedingungen und von der wirtschaftlich rentablen Wirkungsgradverbesserung.

Wiesegart¹³⁶ geht davon aus, daß die spezifischen Investitionskosten für den Umrüstung einer Altanlage um mindestens 50% niedriger sind als die spezifischen Investitionskosten für den Neubau eines Kraftwerkes. Er begründet dies vor allem durch die schon vorhandene Infrastruktur der Altanlagen. Er schätzt die Umrüstungskosten für Kraftwerke in Asien auf 300 bis 450 US \$/kW. Ein zusätzlicher Vorteil der Umrüstung von Kraftwerken liegt in der Umrüstungszeit, die mit 1 bis 2 Jahren nur einen Bruchteil der Zeit beträgt, die für den Neubau eines Kraftwerkes erforderlich ist. Die Tatsache, daß Nachrüstungsmaßnahmen einen alten Kapitalstock betreffen, der eine geringere Lebensdauer aufweist als Kraftwerksneubauten, wird von Wiesegart als nicht dominant erachtet. Er begründet dies dadurch, daß sich die wirtschaftliche Restnutzungsdauer der Altanlage um 20 Jahre erhöht.

Abbildung 5 Erreichbare Nettowirkungsgrade von fossil-befeuerten Kraftwerken



3.2.3.10 Zukünftiges Entwicklungspotential des konventionellen Dampfprozesses

Die weitere Entwicklung des Dampfprozesses stößt derzeit bei Dampfzuständen von 580 Grad Celsius an seine thermodynamischen und wirtschaftlichen Grenzen, weil

von 0,1%. Zudem muß die neunte Vorwärmstufe aufgrund der schon recht hochliegenden Vorwärmendtemperatur eine Hochdruckanzapfung sein, die sehr viel teurer ist als eine Niederdruckanzapfung.

¹³⁶ Dr. Kurt Wiesegart, Mitarbeiter von ABB-Kraftwerke, ist der Länderreferent für Asien. (Wiesegart, K. (1990a), S. 218).

preiswerte hochtemperaturfeste Werkstoffe fehlen. Die bei Temperaturen über 550 Grad Celsius eingesetzten dickwandigen austenitischen Bauteile sind wegen ihres Einflusses auf das Laständerungsverhalten und die dadurch bedingte Verlängerung der Anfahrzeit nur bei Grundlastkraftwerken wirtschaftlich einsetzbar.¹³⁷ Bei den konventionellen Kraftwerken ist bei einer maximal möglichen Dampfturbineneintrittstemperatur von 580 Grad Celsius eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades über 47% hinaus nicht möglich.¹³⁸ Diese Werte sind der Graphik in Abbildung 5 zu entnehmen, die den maximal thermodynamisch erreichbaren Wirkungsgrad für verschiedene Anlagenkonzepte über der Turbineneintrittstemperatur abbildet.

Aus heutiger Sicht ist für eine weiterführende zukünftige Entwicklung eine Veränderung des thermodynamischen Anlagenkonzeptes hin zu höheren Prozeßtemperaturen erforderlich (siehe Abbildung 5). Diese thermodynamisch günstigeren Anlagekonzepte sind in technischer Hinsicht sehr viel komplexer als konventionelle Kraftwerkskonzepte und stellen damit nach dem heutigen Stand ein größeres wirtschaftliches Risiko dar. Dies ist damit zu begründen, daß Kombikraftwerke mit neuartiger Prozeßführung ihre Wirtschaftlichkeit und ihre Betriebssicherheit in Konkurrenz zu fortschrittlichen konventionellen Kraftwerken erst noch beweisen müssen.¹³⁹

Bei den Anlagen mit neuen Grundkonzepten handelt es sich im wesentlichen um die im nächsten Kapitel beschriebenen Gas-/Dampfturbinen-Kombiprozesse.

3.2.4 Kombikraftwerke

Im Kombikraftwerk werden durch Kombination eines Gasturbinen- und eines Dampfturbinen-Prozesses fossile Brennstoffe unter hohem Wirkungsgrad bei geringen Emissionen zur Stromerzeugung genutzt. Bei den im Kapitel 3.2.2 beschriebenen konventionellen Kraftwerken auf Grundlage des Dampfturbinenprozesses beträgt die den thermischen Wirkungsgrad bestimmende nutzbare Temperaturdifferenz zwischen einer Dampfturbineneintrittstemperatur von 580 Grad Celsius und der Kühlwassertemperatur aller höchstens 560 Kelvin. Mit der bei allen Kombiprozessen verwendeten Gasturbine wird eine wesentlich höhere Prozeßeintrittstemperatur von bis zu 1150 Grad Celsius und eine nutzbare Temperaturdifferenz von über 1100 Kelvin ermöglicht.¹⁴⁰

Die Schlüsseltechnologie für alle Kombikraftwerke ist die Gasturbinentechnologie, die noch ein hohes Entwicklungspotential besitzt. Die weltweit führenden Anbieter im Bereich der Gasturbinentechnologie sind derzeit die in der Bundesrepublik Deutschland ansässigen Kraftwerksbauer Siemens KWU und ABB, die unabhängig voneinander eine neue, noch nicht eingesetzte, Gasturbinengeneration entwickelt haben. Es handelt sich dabei um die Hochtemperaturgasturbine V94.3A (Wirkungsgrad 38%; 240 MW) der Siemens KWU und um die GT 26 (Wirkungsgrad 37,8%; 240 MW) der Firma ABB-Kraftwerke.¹⁴¹

Für die Kombination von Gas- und Dampfturbinen gibt es vier grundsätzliche Möglichkeiten, nämlich den Kombiprozeß mit Erdgas-/Heizölbefeuertem Gasturbine, den Kombiprozeß mit Erdgas-/Heizölbefeuertem Gasturbine und zusätzlich fossilbefeuertem Dampferzeuger, den Kombiprozeß mit integrierter Kohlevergasung und den Kombiprozeß mit Druckwirbelschichtfeuerung. Diese vier Typen von Kombikraftwerken sollen in dieser Reihenfolge nach den Grundlagen der Gasturbinenprozesse dargestellt werden.

¹³⁷ Weinzierl, K. (1990), S. 41.

¹³⁸ Weinzierl, K. (1992), S. 178.

¹³⁹ Kallmeyer, D.H. (1995), S. 12.

¹⁴⁰ Dreyhaupt, F.J. (1994), S. 716 und Loth, R. (1993), S. 58.

¹⁴¹ Hauenschild, R. (1995), S. 487 ff. sowie Siemens (1995), S. 8 ff.

3.2.4.1 Grundlagen der Gasturbinenprozesse

Der Gasturbinenprozeß (GT-Prozeß) hat seinen Namen von dem beim Prozeß verwendeten Arbeitsfluid. Bei Gasturbinenprozessen behält das Arbeitsmedium, im Gegensatz zum Wasser-Dampfkreislauf, immer den gasförmigen Aggregatzustand bei. Es werden Gasturbinenprozesse mit offenem und mit geschlossenem Kreislauf unterschieden.

Beim geschlossenen GT-Prozeß wird die Wärme dem im Kreislauf geführten Arbeitsmittel über einen Gaserhitzer¹⁴² übertragen, also nicht durch Verbrennung des Brennstoffes im eigentlichen Kreislauf. Dadurch ist man in der Wahl des Arbeitsmittels (in der Regel Luft oder ein anderes Gas) frei und auch im Einsatz des Brennstoffs, d.h. man kann auch Kohle im Gaserhitzer verbrennen. Im Prinzip ist der geschlossene GT-Prozeß dem Wasser-Dampfprozeß ähnlich, abgesehen vom verwendeten Arbeitsfluid. Für die Kombiprozesse, die nachfolgend erläutert werden, besitzen die geschlossenen GT-Prozesse keine Relevanz.

Beim offenen Gasturbinenprozeß (GT-Prozeß) wird die von einem Verdichter angesaugte Frischluft einer Brennkammer zugeführt. Der Brennstoff (z.B. Erdgas oder Heizöl) wird über Düsen in die Brennkammer geleitet und mit der komprimierten Luft verbrannt. Die heißen Verbrennungsgase werden vor Eintritt in die Turbinenstufe durch Zumischen von komprimierter Luft auf eine für die Gasturbine zugelassene Heißgastemperatur abgekühlt. Nach dem heutigen Stand der Technik sind Temperaturen von max. 1150 Grad Celsius zulässig, Steigerungen sind absehbar. Die Heißgase entspannen, unter Verrichtung von Arbeit, in der Turbine und treten als heiße Abgase mit einer Temperatur zwischen 450 und 550 Grad Celsius aus. Die hohen Abgastemperaturen werden meist ausgenutzt zur Erzeugung von Heizwärme, Prozeßdampf oder in Verbindung mit Kombikraftwerken. Auf der rechten Seite der Abbildung 6 ist im oberen Teil (gestrichelte Umrandung) ein offener GT-Prozeß abgebildet.¹⁴³ Die kurze Anfahrzeit des offenen GT-Prozesses, in 5 min. von kalt auf Vollast, ist ideal für den Einsatz in Spitzenlastkraftwerken. Soll dagegen die Gasturbine in einem Grundlastkraftwerk eingesetzt werden, ist dies nur im Kombiprozeß sinnvoll.¹⁴⁴

3.2.4.2 Kombiprozeß mit erdgas/heizöl-befuerter Gasturbine (GuD)

Beim kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozeß (GuD-Prozeß)¹⁴⁵ wird ausgenutzt, daß die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr beim GT-Prozeß sehr hoch ist und daß beim Dampfturbinenprozeß (DT-Prozeß) eine niedrige mittlere Temperatur der Wärmeabfuhr in der Nähe der Umgebungstemperatur erreicht wird. Der GuD-Prozeß erreicht einen sehr hohen thermischen Wirkungsgrad, weil die Wärmezufuhr auf hohem Temperaturniveau im Gasturbinenprozeß erfolgt, während die Wärmeabfuhr auf niedrigem Temperaturniveau am kalten Ende¹⁴⁶ eines nachgeschalteten DT-Prozesses geschieht. Es handelt sich genau genommen um einen Zweikreisprozeß, bei dem die auf hohem Niveau anfallende Abwärme des einen Prozesses zur Beheizung des anderen Prozesses

¹⁴² Der Gaserhitzer entspricht im Prinzip dem Dampferzeuger beim Clausius-Rankine-Prozeß.

¹⁴³ Zum Anfahren einer Gasturbine wird der dafür ausgelegte Generator als Anlaßmotor benutzt. Die Gasturbine muß mit einem Anlasser betätigt werden, weil der Verdichter, der die komprimierte Luft in der Brennkammer bereitstellt, im Betrieb direkt von der Gasturbine angetrieben wird. Ab einer bestimmten Turbinendrehzahl wird der Verdichterantrieb schließlich von der Gasturbine übernommen. Dies ist der Grund für die Verbindungslinie (Wellenstrang) zwischen Verdichter, Gasturbine und Generator in Abbildung 6.

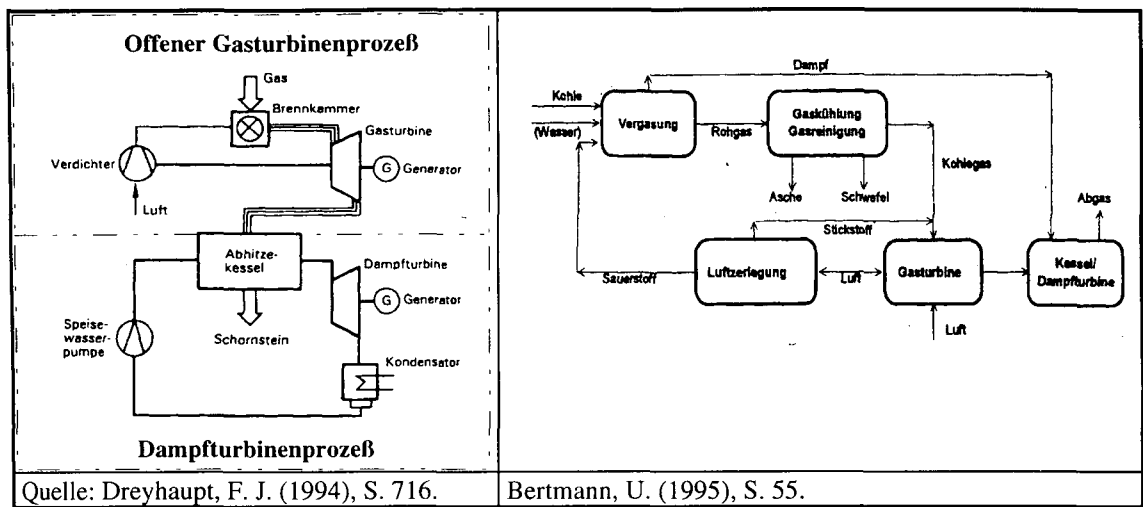
¹⁴⁴ Kugeler, K. (1993), S. 56 ff. sowie Loth, R. (1993), S. 58 ff.

¹⁴⁵ Die Firma Siemens bezeichnet kombinierte Gas- und Dampfprozesse ohne beziehungsweise mit nur geringer Zusatzfeuerung mit dem geschützten Namen GuD. Diese Abkürzung hat sich bei Technikern als gängige Bezeichnung für diesen Prozeß durchgesetzt.

¹⁴⁶ Der Kondensator eines Dampfkraftprozesses wird auch als kaltes Ende bezeichnet.

verwendet wird. Die linke Seite der Abbildung 6 macht deutlich, daß es sich beim GuD-Prozeß um zwei miteinander gekoppelte Prozesse handelt.¹⁴⁷

Abbildung 6 Schaltbild eines Kombikraftwerks mit Erdgas-/Heizöl-befuehrter Gasturbine und ungefeuertem Abhitze-Dampferzeuger (GuD-Kraftwerk) und vereinfachtes Schema einer Kohlevergasung



Die Kopplung beider Kreisläufe erfolgt über einen Abhitzedampferzeuger, den sogenannten Abhitze-kessel, der ohne oder mit zusätzlicher Befuehrung betrieben werden kann.¹⁴⁸ Der Abhitze-kessel ersetzt also beim DT-Prozeß, der in Kapitel 3.2.2.1 beschrieben wurde, den Dampferzeuger einschließlich des Überhitzers.¹⁴⁹

Die Abgaswärme des Gasturbinenprozesses mit Temperaturen von bis zu 550 Grad Celsius wird somit genutzt, um bei einem Dampfturbinenprozess nach Clausius-Rankine die üblichen Frischdampftemperaturen zu erreichen. Das Leistungsverhältnis zwischen Gas- und Dampfturbine ist ohne Zusatzfuehrung im Bereich zwischen 3:1 bis 2:1 wählbar. Bei Einsatz von Erdgas und einem Leistungsverhältnis von 2:1 können diese Prozesse bis in einen Bereich des Nettowirkungsgrades von 55% vorstoßen, wenn die Gasturbinentemperatur auf 1200 Grad Celsius angehoben wird und der Gasturbinenwirkungsgrad wie derzeit bei 34% liegt. Schon in der nahen Zukunft werden Nettowirkungsgrade von 60% erwartet, die durch neue Gasturbinentypen mit höheren Gasturbinenwirkungsgraden von mehr als 38% erreicht werden können. Siehe dazu nochmals Abbildung 5 für GuD im Erdgasbetrieb. Für den Einsatz von Heizöl werden geringfügig niedrigere Nettowirkungsgrade als beim Erdgaseinsatz erreicht.

Die hohen Wirkungsgrade und die geringen spezifischen Emissionen von Kohlendioxid aus der Verbrennung von Erdgas erlauben es, daß erdgasbefuehrte Kombikraftwerke mit $h_{ges} = 55$ im Vergleich zu konventionellen Steinkohle-Dampfkraftwerken ($h_{ges} = 45$) um bis 50% geringere Kohlendioxidemissionen aufweisen.¹⁵⁰ Damit sind GuD-Anlagen ein deutliches Potential zur CO₂-Minderung unter der Voraussetzung, daß am Kraftwerksstandort eine hundertprozentige Substitution von Steinkohle durch Erdgas möglich ist.

¹⁴⁷ Im Zusammenhang mit dem GuD-Prozeß wird der GT-Prozeß auch als „topping cycle“ und der DT-Prozeß als „bottoming cycle“ bezeichnet.

¹⁴⁸ Die Abhitze-kesselvariante ohne Zusatzfuehrung ist lediglich ein Wärmetauscher mit vorwiegend konvektiver Wärmeübertragung. Die Abhitze-kesselvariante mit Zusatzfuehrung sind den im Kapitel 3.2.3.5 beschriebenen Dampferzeugern ähnlich.

¹⁴⁹ Kugeler, K. (1993), S. 56 ff.; Loth, R. (1993), S. 71 ff.; Dreyhaupt, F.J. (1994), S. 716 ff. sowie Weinzierl, K. (1992), S. 176 f.

¹⁵⁰ Schilling, H.D. (1996), S. 8; Dreyhaupt, F.J. (1994), S. 716 ff. sowie Weinzierl, K. (1992), S. 176 f.

GuD-Kraftwerke sind der einzige Kraftwerkstyp, der sich von den im Kombiprozeß betriebenen Kraftwerken durchgesetzt hat. GuD-Kraftwerke stellen mittlerweile kein wirtschaftlich-technisches Risiko mehr dar und können in einer Größenordnung von 100 bis 720 MW¹⁵¹ überall dort gebaut werden, wo Gas zur Verfügung steht. Zu den Investitionskosten konnten in der Literatur keine direkten Angaben gefunden werden, aber die spezifischen Investitionskosten für die GuD-Anlage beim 640 MW Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung würden nach eigenen Berechnungen bei etwa 1300 bis 1700 DM/kW¹⁵² liegen. Dies ist deutlich günstiger als die Kosten für ein konventionelles Kohlekraftwerk. Die geringeren Kosten können aber durch die einfachere Handhabung und durch die fast rückstandsfreie Verbrennung von Gas erklärt werden.

3.2.4.3 Kombiprozeß mit erdgas/heizöl-befuerter Gasturbine und fossilbefeuertem Dampferzeuger

Wie schon erwähnt, ist es möglich, den Abhitzeessel des GuD-Prozesses zusätzlich zu befeuern oder mit einem mit Stein- oder Braunkohle befeuerten Dampferzeuger zu kombinieren. Allerdings wird bei der Verwendung eines befeuerten Abhitzeessels nicht mehr von einem GuD-Prozeß gesprochen. Erfolgt die Verbindung des GT-Prozesses mit dem DT-Prozeß abgasseitig, wird von einem Kombiblock (Abgasverbund) gesprochen, beispielsweise Erdgas/Kohle-Kombi. Beim Kombiblock dient das entspannte heiße Abgas der Gasturbine mit einem Restsauerstoffgehalt von 15% als Verbrennungsluft für den kohlebefeuerten Dampferzeuger des DT-Prozesses.

Die häufiger angewendete dampfseitige Verknüpfung wird als Verbundblock (Dampfverbund) bezeichnet.¹⁵³ Hierbei wird der durch die Gasturbinenabwärme im Abhitzeessel erzeugte Dampf dem Dampfstrom eines konventionell befeuerten Kohlekraftwerksblocks mit eigenem Hauptdampferzeuger zugeführt. Diese Vorschaltung einer Gasturbine vor einen konventionellen Prozeß wird als „Topping“ bezeichnet und kann auch an bestehenden konventionellen Kraftwerken zur Hebung des Nettowirkungsgrades angewendet werden. Allerdings ist dies nur unter der Bedingung möglich, daß Gas (Erdgas, Kohlegas, etc.) oder Heizöl am Kraftwerksstandort verfügbar ist.

Der Vorteil des Verbundblocks gegenüber dem Kombiblock liegt in der stärkeren prozeßtechnischen Entkopplung durch die Nutzung von Abhitzeessel und Dampferzeuger. Die prozeßtechnische Entkopplung ermöglicht eine flexible Wahl des Leistungsverhältnisses und der DT-Prozeß kann unter Umständen selbständig betrieben werden.¹⁵⁴

Ob das Vorschalten einer Gasturbine vor einen vorhandenen Kraftwerksblock insgesamt eine Effizienzsteigerung mit sich bringt und ob diese Maßnahme letztlich auch einer wirtschaftlichen Betrachtung standhält, ist von einer Reihe technischer Faktoren und Zusammenhänge abhängig, die im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt werden können.¹⁵⁵ Sicher ist, daß für die Entscheidung zur Durchführung einer solchen Maßnahme ein Know-how erforderlich ist, wie es nur bei Kraftwerksbauern aus Industrieländern vorhanden ist, die zudem eine große Erfahrung mit der Gasturbinentechnologie besitzen.

¹⁵¹ Die Angaben sind dem Jahresbericht der Siemens Energieerzeugung entnommen (Siemens (1995)).

¹⁵² Dieser Wert ergibt sich, wenn man für das Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (Tabelle 5) sämtliche Kosten für die Kohlevergasung abzieht und nochmals 300 Mio DM für die Entstickung und Entschwefelung des Rauchgases (Tabelle 4) dazu addiert.

¹⁵³ Leider werden in der Literatur die erläuterten Bezeichnungen nicht immer korrekt verwendet. Daher kommt es häufiger vor, daß keine Unterscheidung zwischen einem Erdgas/Kohle-Kombi und einem Erdgas/Kohle-Verbundkraftwerk erfolgt.

¹⁵⁴ Kugeler, K. (1993), S. 56 ff. sowie Loth, R. (1993), S. 56 ff.

¹⁵⁵ Eine gute Darstellung der Problematik bei der Steigerung des Wirkungsgrades bei bestehenden Anlagen durch Vorschalten einer Gasturbine findet sich in Schulz, W. (1992), S. 131 ff. Eine eher theoretische Betrachtung findet sich in Loth, R. (1993), S. 56 ff.

Beim Neubau eines Kraftwerkes mit Abgas- oder Dampfverbund können die Anlagenteile optimal aufeinander abgestimmt werden, so daß der Verbundbetrieb thermodynamisch und wirtschaftlich ein Optimum erreichen kann.¹⁵⁶ Der erreichbare Wirkungsgrad eines neu errichteten Verbundkraftwerks ist leicht über dem einer herkömmlichen Dampfturbinenanlage anzusiedeln. Es wird von erreichbaren Wirkungsgraden von bis zu 50% ausgegangen, wenn das Leistungsverhältnis zwischen GT-Prozeß und Hochtemperaturdampfprozeß mit Steinkohlefeuerung 1:4 beträgt.¹⁵⁷

In jüngster Zeit wird in der Literatur jedoch häufig kritisiert, daß die Wirkungsgradsteigerung bei Kombi- und Verbundblöcken in Wirklichkeit nur dem Primärenergiewechsel von ausschließlich Kohle auf Kohle und Erdgas zu zurechnen ist. Der Wirkungsgrad eines solchen Kraftwerks liegt selbstverständlich über dem eines reinen Kohleblockes, jedoch nicht über dem einer separaten Aufstellung von Kohleblock und GuD-Anlage. Eigenständige GuD-Anlagen, die mit konventionellen Kohlekraftwerken im Stromverbund betrieben werden können, weisen heute Wirkungsgrade von 52% auf. Das um 2% schlechtere Ergebnis des Abgas- beziehungsweise Dampfverbundes ist vor allem auf die exergetischen Verluste beim Wärmeaustausch zwischen den GT-Abgasen und dem Wasser-Dampfkreislauf zurückzuführen. Weiterhin entfallen beim Stromverbund betriebliche Abhängigkeiten zwischen dem Steinkohlekraftwerk und dem GuD-Block, und außerdem ist bei getrennten Systemen aufgrund der technischen Erfahrung das technisch-wirtschaftliche Risiko geringer.¹⁵⁸ Somit kann letztendlich nicht schlüssig geklärt werden, ob der Kombiprozeß mit Erdgas/Heizöl-befeuertem Gasturbine und fossilbefeuertem Dampferzeuger einen Beitrag zur Lösung des CO₂-Problems leisten kann. Diese Frage kann nur im Zusammenhang mit Alternativen getroffen werden, wobei wie üblich anhand der Kriterien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Auswirkungen auf die Umwelt entschieden werden muß.

Die spezifischen Investitionskosten eines Verbundkraftwerkes mit 640 MW würden nach eigenen Berechnungen bei 2812 DM/kW liegen. Damit liegen die spezifischen Investitionskosten für ein Verbundkraftwerk deutlich über den spezifischen Investitionskosten für ein konventionelles Kraftwerk, was sich aber durch die zusätzlichen Kosten von 370 Mio. DM für Gasturbinenanlage und Abhitzeessel erklären läßt (Tabelle 5).

3.2.4.4 Kombiprozeß mit integrierter Kohlevergasung

In den laufenden Entwicklungen für eine neue Stromerzeugungstechnik aus Kohle nimmt der kombinierte GuD-Prozeß mit integrierter Kohlevergasung den weitesten Raum ein. Dieser Kombiprozeß entspricht weitgehend dem Prozeß mit erdgasbefeuertem Gasturbine, wobei anstelle von Erdgas gereinigtes Brenngas aus einer Kohlevergasungsanlage eingesetzt wird. Neben dem noch heißen Abgas nach der Gasturbine wird auch die Rohgaswärme aus der Kohlevergasung (bei Temperaturen über 1000 Grad Celsius, s.u.) zur Dampferzeugung für den Dampfturbinenprozeß genutzt. Dieser Prozeß zeichnet sich gegenüber der konventionellen Kraftwerkstechnik grundsätzlich durch den Vorteil aus, daß er das weitere Entwicklungspotential der Gasturbinentechnologie nutzen kann.

Die Gaserzeugung kann auf zwei Wegen geschehen:¹⁵⁹

1. Durch einen Verkokungsprozeß (Erhitzen der Kohle unter Luftabschluß), wobei ein Teil der Kohle in Gas umgewandelt wird.

¹⁵⁶ Schulz, W. (1992), S. 145.

¹⁵⁷ Loth, R. (1993), S. 5 ff. sowie Dreyhaupt, F.J. (1994), S. 717.

¹⁵⁸ Kallmeyer, D.H. (1995), S. 13.

¹⁵⁹ Loth, R. (1993), S. 11 ff. sowie Bertmann, U. (1995), S. 55 ff.

2. Durch Umwandlung der Kohle unter Hinzufügen eines Vergasungsmittels (Dampf sowie Sauerstoff aus einer Luftzerlegungsanlage oder Luft) bei Temperaturen oberhalb von ca. 800 Grad Celsius in Kohlegas und Asche. Im Idealfall wird dabei der organische Kohlebestandteil in Gas umgewandelt, und es bleiben die mineralischen Bestandteile als Asche zurück.

Die zweite Möglichkeit hat im Kraftwerkseinsatz eindeutig die größere Bedeutung. Die Verbindung zwischen einer vorgeschalteten Vergasung und dem GuD-Prozeß ist als schematische Darstellung der rechten Seite von Abbildung 6 zu entnehmen. Die Luft für den Gaserzeugungsprozeß beziehungsweise für die Luftzerlegung wird aus dem Gasturbinenverdichter entnommen. Der bei der Luftzerlegung anfallende Stickstoff wird in die Gasturbine eingegeben und dient dort einer Reduzierung der Stickoxidbildung. Neben den heißen Abgasen der Gasturbine wird auch die Rohgaswärme aus der Kohlevergasung zur Dampferzeugung im Dampfturbinenprozeß genutzt. Sofern beim Vergasungsprozeß Restkoks übrig bleibt, d.h. wenn keine vollständige Umsetzung der Kohle erreicht wird, kann ein mit diesem Brennstoff nachgefeuerter zusätzlicher Dampferzeuger eingesetzt werden.¹⁶⁰

In der Gasreinigung lassen sich die einzelnen Begleitstoffe (Stäube, Verunreinigungen, etc.), die nicht emittiert werden dürfen, abscheiden. Die Gasvolumenströme, welche die Gasreinigungsanlage unter Druck durchlaufen, sind im Vergleich mit den zu reinigenden Abgasströmen bei den konventionellen Prozessen sehr gering. Dem Aufwand für die Vergasereinheit steht der Vorteil gegenüber, daß die aufwendige Rauchgasreinigung bei hohen Temperaturen entfallen kann. Im Vergaser kann eine Entschwefelung des Kohlegases durch eine Methanolwäsche bei tiefen Temperaturen erfolgen. Der durch die Methanolwäsche abgeschiedene Schwefel kann von der chemischen Industrie weiterverarbeitet werden. Zudem ist der Abfall des Gesamtwirkungsgrades der Anlage geringer als bei einer nachgeschalteten Rauchgasreinigung. Somit ist ein Vorteil des Kombiprozesses mit integrierter Kohlevergasung eine besonders effektive Schadstoffvermeidung und -rückhaltung, die eine weitere Minderung der bei fortschrittlichen konventionellen Anlagen erreichten Emissionswerte ermöglicht.¹⁶¹

Außerdem besteht beim Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung die Möglichkeit der CO₂-Abtrennung aus dem unter Druck stehenden Kohlegas. Das aus der Gasreinigung austretende gekühlte, entstaubte und entschwefelte Gas kann einer sogenannten CO₂-Wäsche, bei relativ geringen Wirkungsgradverlusten, unterzogen werden.

Die CO₂-Wäsche kann im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der Komplexität dieses Verfahrens nicht erläutert werden. Interessierte seien auf die Literatur verwiesen.¹⁶² Bei 88% CO₂-Rückhaltung und einer gasförmigen CO₂-Ausschleusung errechnet sich der Nettowirkungsgrad des Kraftwerkes noch zu 39,9%. Wird eine flüssige CO₂-Rückhaltung vorgesehen, reduziert sich der Wirkungsgrad der Gesamtanlage auf insgesamt 37%. Unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten kann dieses Verfahren bei einer erforderlichen Mehrinvestition von 600 DM/kW für die CO₂-Abtrennung erst ab 270 DM/ t SKE eingesetzt werden. Die Kosten je vermiedene Tonne CO₂-Emission würden bei diesem Verfahren bei rd. 70 DM liegen. Zudem erfordern sämtliche Techniken zur CO₂-Rückhaltung noch weitere Entwicklungsarbeiten, bis eine großtechnische Umsetzung möglich wird. Das Verfahren der CO₂-Wäsche steht somit vermutlich in den Zeiträumen, in denen der Joint Implementation Ansatz seine Tauglichkeit unter Beweis

¹⁶⁰ Bertmann, U. (1995), S. 55 ff.; Weinzierl, K. (1992), S. 170 ff. sowie Loth, R (1993), S. 11 ff.

¹⁶¹ Bertmann, U. (1995), S. 55 ff.; Hlubek, W. (1996), S: 8 f. sowie Weinzierl, K. (1992), S. 170 ff.

¹⁶² Pruschek, R. (1993), S. 577 ff.; Pruschek, R. (1992), S. 165 ff. sowie Oeljeklaus, G. (1995), S. 245 ff.

stellen muß, nicht zur Verfügung.¹⁶³ Im Kapitel 3.3 dieser Arbeit wird vertiefend auf technische CO₂-Rückhalte- und Entsorgungsmaßnahmen eingegangen.

Für den Einsatz in Kohlevergasungs-Kraftwerken haben sich drei Vergasertypen als besonders aussichtsreich herausgestellt, die nach dem Bewegungszustand des Feststoffes unterschieden werden:¹⁶⁴

- **Festbettvergasung (Firma Lurgi):** Im Festbettvergaser kann Steinkohle als auch Braunkohle mit Korngrößen von 3 bis 30 mm eingesetzt werden. Die Kohle wird im Gegenstrom zum Vergasungsmedium bei 800 bis 1000 Grad Celsius und bei einem Druck zwischen 10 und 100 bar getrocknet und vergast. Als Nebenprodukte entstehen Teer und Öle.
- **Wirbelbettvergasung (Firma Winkler):** Bei der Wirbelbettvergasung kann relativ feingemahlene (Korngrößen < 10 mm) Stein- und Braunkohle bei Temperaturen von 800 bis 1000 Grad Celsius und ca. 10 bis 25 bar vergast werden.
- **Flugstromverfahren (Firma Koppers-Totzek):** Beim Flugstromverfahren kann nur feinstgemahlene Steinkohle (Korngrößen < 0,1 mm) bei 1500 bis 1900 Grad Celsius und ca. 25 bis 40 bar vergast werden.

Als Vergasungsmedium wird Sauerstoff mit Dampf in den Gasgenerator eingeblasen. Hierdurch läßt sich ein Produktgas (Kohlegas) bestehend aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Kohlenwasserstoff erzielen, das einen Heizwert um 12000 kJ/m³ hat. Setzt man statt Sauerstoff nur Luft als Vergasungsmittel ein, so ist mit einem etwa halb so großen Heizwert zu rechnen, da der in der Luft enthaltene Stickstoff zur Gasverdünnung führt.

Tabelle 5 Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (640 MW) kalkuliert für die Technik der Prototypenanlage Puertollano (Bauwerke und Montage sind in den Kosten für die Teilanlagen enthalten)

	Prototypenanlage Puertollano/Spanien ($\eta_{el} = 45,5\%/300 \text{ MW}$) Mio. DM
Anlagen zur Lagerung, zum Transport und zur Vorbereitung von Kohle	50
Luftzerlegungsanlage	160
Kohlevergasungsmodule mit Gasentschwefelungsanlage und Schwefelgewinnungsanlage	650
Gasturbinen mit Abhitzekeesseln und elektrotechnischen Anlagen	370
Dampfturbine und elektrotechnische Anlagen	300
Anlagen zur Versorgung und Entsorgung	150
Gesamtinvestition	1680
spezifische Investitionskosten (DM/kW)	2625
Quelle: ohne Verfasser (1993), S. 16.	

Gegenwärtig können mit dem Kombiprozeß mit integrierter Kohlevergasung in Pilotanlagen Nettowirkungsgrade von 46% bei niedrigsten Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen erreicht werden. Nettowirkungsgrade von über 50% sind in Sicht, wenn eine weitere Steigerung der Gasturbineneintrittstemperatur in Zukunft möglich wird. Die angegebenen Wirkungsgrade können sowohl mit Braunkohle als auch mit Steinkohle erreicht werden. Somit werden durch die Vergasung von Braunkohle schon heute um

¹⁶³ Oeljeklaus, G. (1995), S. 245 ff.

¹⁶⁴ Förstner, U. (1993), S. 158 f.

4% bessere Wirkungsgrade erreicht als mit fortschrittlichen konventionellen Verfahren.¹⁶⁵

Die spezifischen Investitionskosten werden derzeit mit 2625 DM/kW (Tabelle 5) und die Stromgestehungskosten mit 10,4 Pf/kW angegeben. Bei diesen Angaben sind die selben Annahmen zu Grunde gelegt wie für die Kostenangaben der konventionellen Kraftwerke in Kapitel 3.2.3.9.

Nach diesen Angaben ist ein Kombikraftwerk zwischen 250 bis 400 DM/kW teurer als ein konventionelles Kraftwerk in der selben Leistungskategorie. Krupp Koppers geht davon aus, daß in naher Zukunft eine weitere Kostenreduzierung um 250 DM pro installiertem Kilowatt möglich ist.¹⁶⁶ EVUs in der Bundesrepublik Deutschland gehen allerdings derzeit noch von einem Investitionskostenunterschied von 1000 bis 1500 DM je kW aus.¹⁶⁷ Die EVUs in der Bundesrepublik Deutschland scheuen derzeit noch die Investition in diese Technik, weil das Risiko besteht, daß die ersten Prototypen nicht ohne Störungen betrieben werden können. Aus diesem Grund ist in der Bundesrepublik Deutschland beim Bau von Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung derzeit noch eine Unterstützung mit öffentlichen Geldern erforderlich. Die Kraftwerkshersteller schätzen das wirtschaftlich-technische Risiko für den Bau von Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung in der Bundesrepublik Deutschland als gering ein, zumal auch ein Erdgasbetrieb der GuD-Kombianlage im Falle einer Funktionsstörung der Kohlevergasungsanlage möglich ist.¹⁶⁸

Im Bereich der Kohlevergasungstechnologie nehmen in der Bundesrepublik Deutschland ansässige Firmen (s.o.) weltweit eine bedeutende Stellung ein, was sicherlich auch auf ein umfangreiches Förderprogramm dieser Technologie durch das BMFT in den siebziger und achtziger Jahren zurückzuführen ist.¹⁶⁹

Das Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung kann kurz- bis mittelfristig in eine Strategie zur Minderung der CO₂-Emissionen im Kraftwerksbereich aufgenommen werden. Diese Technik stellt eine Alternative zu der mittlerweile kaum noch verbesserungsfähigen konventionellen Kraftwerkstechnik dar. Die zur Zeit erreichbaren Wirkungsgrade werden, vor allem im Bereich der Braunkohleverstromung, von keiner anderen Technik erreicht. Neben einem hohen Wirkungsgradverbesserungspotential besitzt diese Technik ein hohes Kostensenkungspotential. Außerdem besteht die berechtigte Hoffnung, daß heute gebaute Anlagen im Verlauf ihrer Betriebszeit mit einer CO₂-Rückhaltung ausgestattet werden können, falls dies die Klimaproblematik erfordert.

Bei der Planung von Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung sollten Vorkehrungen (Anschlüsse, Platzbedarf, etc.) getroffen werden, die später beim Einbau von CO₂-Wäschen zusätzliche Kosten vermeiden können. Bei der Planung und beim Bau von GuD-Anlagen mit erdgasbefeuerten Gasturbinen sollte die Möglichkeit, später eine Kohlevergasung vorzuschalten, berücksichtigt werden. Der Kraftwerkshersteller sollte also Vorkehrungen treffen, die es ermöglichen, ein Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Wäsche nach dem Prinzip des „Phased Construction“, also durch eine schrittweise Errichtung und Inbetriebnahme, abzuwickeln.

Einen zusätzlichen Vorteil bietet das Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung in Ländern, in denen Umweltprobleme bisher nicht im Vordergrund standen. In diesen

¹⁶⁵ Bertmann, U. (1995), S. 55 ff.; Hlubek, W. (1996), S: 8 f.; Loth, R: (1993), S. 11 ff. ; Weinzierl, K. (1992), S. 170 ff.

¹⁶⁶ Ohne Verfasser (1993), S. 16 ff.

¹⁶⁷ Leider konnte nicht ermittelt werden auf welchen Annahmen diese Angaben beruhen (Ohne Verfasser (1993), S. 16 ff.).

¹⁶⁸ Kallmeyer, D.H. (1995), S. 12 ff. sowie ohne Verfasser (1993), S. 11 ff.

¹⁶⁹ Bertmann, U. (1995), S. 55 f.

Ländern kann ein weiterer starker Anstieg von Schadstoffemissionen vermieden werden, ohne daß besonders hohe zusätzliche Kosten wie bei der Rauchgasreinigung entstehen.

3.2.4.5 Kombiprozeß mit Druckwirbelschichtfeuerung

Die klassische Feuerungsart für konventionelle Großdampferzeuger (Kapitel 3.2.3.5) ist die Staubfeuerung. Für die Staubfeuerung wird die Kohle in Kohlemühlen auf Korngrößen von weniger als 50 mm gemahlen und mit vorgewärmter Luft mit speziellen Brennern im Kessel verbrannt. Der Kohlenstaub wird dabei in der Schwebelage verbrannt, in einer sogenannten Flugstaubwolke. Bei der Staubfeuerung werden Temperaturen zwischen 1200 und 1400 Grad Celsius erreicht. Die Staubfeuerung kann bis zu einer thermischen Leistung von 2000 MW eingesetzt werden.¹⁷⁰

Neben der Staubfeuerung und der für diese Arbeit nicht erläuterten Rostfeuerung ist die Wirbelschichtfeuerung ein weiterer Weg zur Verbrennung von Kohle in Dampferzeugern. Bei der Verbrennung in Wirbelschichten wird zwischen stationären und instationären, beispielsweise zirkulierenden Systemen unterschieden.

Bei der stationären Wirbelschichtfeuerung wird ein Bett aus feinkörniger fester Kohle (Korngröße max. 10 mm) mit Luft von unten über einen Düsenboden durchströmt. Abhängig von der Geschwindigkeit der Luft können sich drei verschiedene Zustände einstellen. Bei niedrigen Luftgeschwindigkeiten lockert die Luft das Schüttgut lediglich auf. Ab der sogenannten Fluidisierungsgeschwindigkeit geht das Schüttgut in einen wirbelnden Zustand über. Es entsteht eine sogenannte Wirbelschicht. Dieser Wirbelbettzustand wird auch bei weiter zunehmender Gasgeschwindigkeit aufrechterhalten. Ab der sogenannten Auftragsgeschwindigkeit geht das Wirbelbett in eine Flugstaubwolke über. Bei der Wirbelschichtfeuerung wird die Luftgeschwindigkeit so reguliert, daß die besagte Wirbelschicht entsteht. Die stationäre atmosphärische Wirbelschicht kann vorteilhaft in kleineren Industriefeuerungsanlagen und in Heizkraftwerken mit Feuerungswärmeleistungen bis 50 MW eingesetzt werden.

Bessere Ergebnisse im Hinblick auf Ausbrandgüte und erreichbare Emissionsminderung werden bei der instationären Wirbelschichtfeuerung erreicht. Bei der instationären Wirbelschichtfeuerung wird ein Teil des Materialaustrags, vor allem nicht ausgebrannte Kohlebestandteile und Asche, nach der Abscheidung in einem Zyklon¹⁷¹ in den Brennraum zurückgeführt. Diese Anlagen sind heute vorteilhaft einsetzbar in Industrie- und Heizkraftwerken im Leistungsbereich bis zu einer thermischen Leistung von 200 MW.

Die Wirbelschicht besteht zum größten Teil aus Asche und Kalkstein. Der Kohleanteil in der Wirbelschicht ist gering. Kalkstein wird zur Bindung des Schwefels dem Brennstoff zugesetzt und sorgt so für eine in-situ-Entschwefelung. Die Verbrennungstemperatur in der Wirbelschicht beträgt rund 800 bis 950 Grad Celsius. Der so entstehende thermodynamische Nachteil einer niedrigen Verbrennungstemperatur kann durch die guten Wärmeübergangsbedingungen in der Wirbelschicht ausgeglichen werden.¹⁷²

Durch die niedrigen Temperaturen in der Wirbelschicht ist die Entstehung von Stickoxiden stark begrenzt. Zudem wird verhindert, daß Asche im Feuerraum schmilzt oder anbrennt, was eine relativ unproblematische Reinigung der Rauchgase von Staub und Aschebestandteilen erlaubt. Mit der Wirbelschichtfeuerung wird ein guter Ausbrand auch mit minderwertigen Brennstoffen, wie z.B. von ballastreicher Kohle erzielt. Nachteilig an der niedrigen Verbrennungstemperatur ist, daß die Emissionen von Kohlen-

¹⁷⁰ Kugeler, K. (1993), S. 89 ff. sowie Martin, H. (1990), S. 24 ff.

¹⁷¹ Beim Zyklon werden Abgase durch tangenciales Einblasen in Rotationsbewegung versetzt. Durch die entstehenden Zentrifugalkräfte werden meist auch kleinste Staubteilchen abgeschieden.

¹⁷² Dreyhaupt, F.J. (1994), S. 1323 ff.; Kugeler, K. (1993), S. 89 ff. sowie Martin, H. (1990) S. 28 ff.

monoxid und von Distickstoffoxid (Lachgas; N₂O) stark ansteigen.¹⁷³ Maßnahmen zur Reduzierung des klimarelevanten Spurengases N₂O befinden sich zwar in der Entwicklung, sind aber derzeit noch nicht großtechnisch verfügbar. Die Problematik der Lachgasentstehung bei der Wirbelschichtfeuerung wird in der Literatur häufig nicht diskutiert.

Die durch den Verbrennungsprozeß entstehende Wärme wird zum Teil durch Heizflächen, die in die Wirbelschicht eintauchen, zum Teil durch Heizflächen im Rauchgassstrom abgeführt (Abbildung 7). ersichtlich. Kalkstein und Kohle werden bei der Wirbelschichtfeuerung durch Dosierungssysteme zugeführt.¹⁷⁴

Die wichtigsten Vorteile moderner Wirbelschichtfeuerungen im Vergleich zur Kohlenstaub- und Rostfeuerung sind ein einfacher Aufbau der Gesamtanlage, eine hohe Betriebssicherheit, die effiziente Nutzung von auch minderwertigen Brennstoffen sowie die niedrigen Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen ohne aufwendige sekundäre Abgasreinigungseinrichtungen. Nachteilig ist, daß die stationäre und die instationäre atmosphärische Wirbelschichtfeuerung gegenüber der Kohlenstaubfeuerung nur für vergleichsweise kleine thermische Leistungen (s.o.) vorteilhaft einsetzbar ist.¹⁷⁵

Eine Leistungssteigerung auf Leistungen bis 1000 MW thermisch ist durch eine Wirbelschichtfeuerung unter Druck möglich. Es wird dann von einer druckaufgeladenen Wirbelschichtfeuerung im Gegensatz zur atmosphärischen Wirbelschichtfeuerung gesprochen. Je höher der Druck im Feuerraum ist, um so günstiger sind der Ausbrand der Kohle, die Schwefeldioxidbindung an das Absorptionsmittel Kalk und der Rückgang der Stickoxidbildung im Verbrennungsbereich. Dreyhaupt¹⁷⁶ schreibt, daß bei der Wirbelschichtverbrennung unter Druck auch die N₂O-Emissionen zurückgehen, in der sonstigen Fachliteratur wird dies nicht erwähnt.

Bei der Verbrennung unter Druck reduzieren sich auch die Abmessungen des Brennraumes, was zu niedrigeren Investitionskosten als bei der atmosphärischen Wirbelschichtfeuerung führt. Gegenwärtig werden druckaufgeladene Wirbelschichten nur mit stationärer Wirbelschicht betrieben.¹⁷⁷

Die Verbrennung in der druckaufgeladenen Wirbelschicht bildet die Grundlage für das Kombikraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung (Abbildung 7). Der Verdichter der Gasturbinenanlage liefert dabei ausschließlich Verbrennungsluft für eine Druckfeuerung bei bis zu 20 bar. Das bei der Verbrennung entstehende Rauchgas wird unter Überdruck stehend in einem Zyklon entstaubt und direkt einer Gasturbine zugeführt. Dadurch werden die Verluste, die sich durch Einsatz eines Wärmetauschers ergeben würden, umgangen. Der Nachteil dieses Prozesses ist die Begrenzung der Gasturbineintrittstemperatur auf rund 850 Grad Celsius, was auf die niedrigen Temperaturen in der Wirbelschicht zurückzuführen ist. Mit dieser niedrigen Eintrittstemperatur bleibt dieses Verfahren um 350 Kelvin unter der maximal möglichen Gasturbineintrittstemperatur (Kapitel 3.2.4.1). Die Folge ist ein recht niedriger Anteil der Gasturbinenleistung in Höhe von etwa 20% der Leistung der Gesamtanlage.

Das Druckwirbelschichtkraftwerk mit stationärer Wirbelschicht und einem Leistungsanteil der Gasturbine von etwa 20% arbeitet mit einem Wirkungsgrad von etwa 43%. Aufgrund des hohen Leistungsanteils der Dampfturbine (80%) bestimmen die Dampfzu-

¹⁷³ Die zur Erniedrigung verschiedener Schadstoffemissionen notwendigen Randbedingungen sind komplex. Die Mechanismen ihrer Bildung stehen nicht selten im Konflikt zueinander. So steigt die Stickoxidbildung mit der Temperatur an, wogegen die Lachgas und Kohlenmonoxidbildung mit steigender Temperatur sinken. Zum Verhalten von Rauchgaskomponenten siehe Loth, R. (1993), S. 7 ff.

¹⁷⁴ Kugeler, K. (1993), S. 90 f.

¹⁷⁵ Dreyhaupt, F.J. (1994), S. 1322 ff.; Kugeler, K. (1993), S. 90 f. sowie Martin, H. (1990), S. 23 ff.

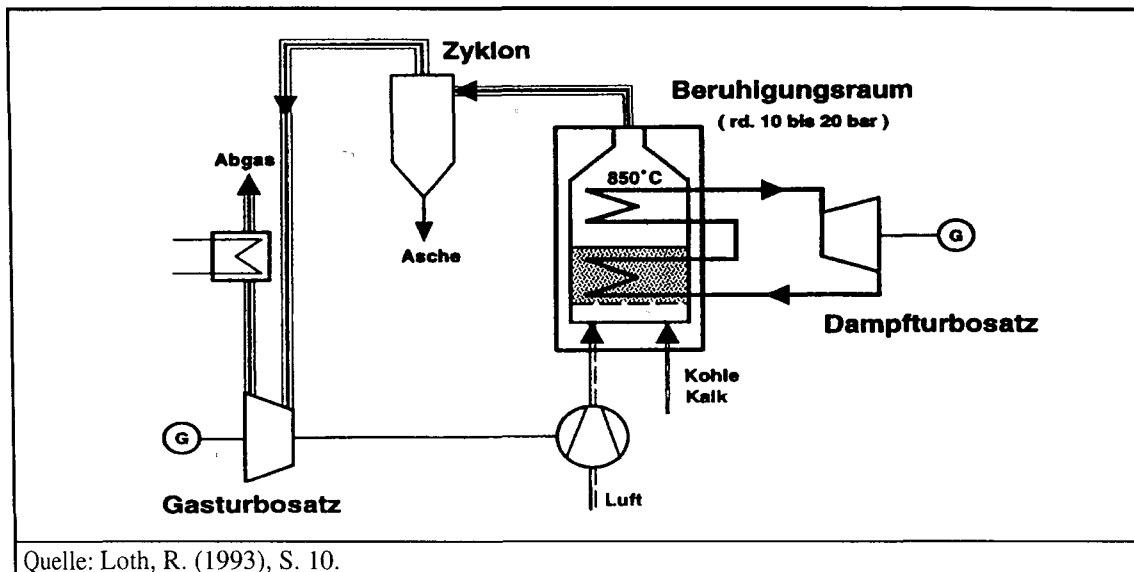
¹⁷⁶ Dreyhaupt, F. J. (1994), S. 1323 f.

¹⁷⁷ Loth, R. (1993), S. 7 ff. Dreyhaupt, F. J. (1994), S. 1323 f. sowie Martin, H. (1990), S. 28 f.

stände entscheidend den Kraftwerkswirkungsgrad. Durch die Realisierung höchster Dampfzustände (Kapitel 3.2.3.3) sind Wirkungsgrade um 45% erreichbar.

Eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades, durch Erhöhung des Leistungsanteils der Gasturbine, läßt sich durch eine Nacherhitzung des Rauchgases mit Erdgas oder Kohlegas auf die gewünschte Gasturbineintrittstemperatur erzielen. Dieses Verfahren wird auch als Hybridprozeß bezeichnet. Allerdings hebt eine Nachfeuerung mit Erdgas oder Heizöl nicht den Wirkungsgrad der Kohleverstromung an.¹⁷⁸ Die Problematik ist dieselbe wie in Kapitel 3.2.4.3.

Abbildung 7 Anlagenschema einer Druckwirbelschichtfeuerung



Quelle: Loth, R. (1993), S. 10.

Der zukünftige Einsatzbereich für Kombikraftwerke mit Druckwirbelschichtfeuerung ist im Bereich kleiner bis mittlerer Kraftwerksleistungen zu sehen. Die bisher mit Druckwirbelschichtfeuerung gebauten Anlagen sind vornehmlich Heizkraftwerke mit thermischen Leistungen von 100 MW und einer elektrischen Leistung von 42 MW. Die spezifischen Investitionskosten pro kW installierter elektrischer Leistung¹⁷⁹ liegen bei 4000 DM, was in der Leistungsklasse bis 100 MW für ein Heizkraftwerk als günstig anzusehen ist. Kraftwerke mit einer thermischen Leistung von 800 MW, beziehungsweise 350 bis 380 MW elektrisch, befinden sich derzeit im Bau. ABB-Kraftwerke AG, der derzeit führende Anbieter von Kombikraftwerken mit Druckwirbelschichtfeuerung, geht von spezifischen Investitionskosten von 2400 bis 2800 DM pro kW installierter Leistung für ein Kombikraftwerk mit druckaufgeladener Wirbelschichtfeuerung dieser Größe aus. Diese Investitionskosten liegen in der Größenordnung von konventionellen fortschrittlichen Kraftwerken bei rd. 2400 DM pro kW installierter Leistung.¹⁸⁰

Ein möglicher Beitrag von Kraftwerken mit Wirbelschichtfeuerungssystemen zum Klimaschutz läßt sich nur schwer beurteilen. Die durch die hohen erreichbaren Wirkungsgrade bedingten niedrigen CO₂-Emissionen müssen in Relation zu höheren N₂O-Emissionen, die ein spezifisches Treibhauspotential von 206 besitzen, gesehen werden. Zudem ist das in stärkerem Maße frei werdende Kohlenmonoxid (CO) ein indirekt klimawirksames Spurengas. Um die Bedeutung der Wirbelschichttechnik hinsichtlich ihrer

¹⁷⁸ Bertmann, U. (1995), S. 57 ff.; Riedle, K. (1990), S. 71. sowie Kallmeyer, D. H. (1995), S. 10 ff.

¹⁷⁹ Die spezifischen Investitionskosten beziehen sich immer auf die elektrische Nettoleistung eines Kraftwerks. Dies soll hier aber zusätzlich deutlich gemacht werden, um zu vermeiden, daß die spezifischen Investitionskosten auf die thermische Leistung bezogen werden.

¹⁸⁰ Ohne Verfasser (1993), S. 28 ff.

Eignung zum Klimaschutz beurteilen zu können, sind Angaben über die Größenordnung dieser zusätzlich frei werdenden klimawirksamen Spurengase erforderlich. Diese Angaben waren aber im Rahmen dieser Arbeit nicht verfügbar, daher muß die endgültige Beurteilung in dieser Hinsicht offen bleiben. Allerdings sollte dieses Problem in Erinnerung bleiben, wenn über einen Beitrag der Druckwirbelschichtfeuerung zur CO₂-Minderung gesprochen wird.

Ein großer Vorteil der Wirbelschichtfeuerungen sind die niedrigen SO₂- und NO_x-Emissionen, die ohne hohe Zusatzkosten für Sekundärmaßnahmen erreicht werden können. Ein weiter Vorteil ist, daß mit Hilfe der Wirbelschichttechnik auch bei Verbrennung einer qualitativ minderwertigen Kohle gute Ergebnisse erzielt werden können, was von großer Bedeutung für Länder ist, die vorwiegend minderwertige Kohle fördern.

3.2.5 Zukünftige Entwicklungslinien der fossilen Kraftwerkstechnik

Der zuvor beim Kombikraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung dargestellte Nachteil der Begrenzung der Eintrittstemperatur (850 Grad Celsius) der Gasturbine wird durch die neue Entwicklungslinie der Druckkohlenstaubfeuerung umgangen. Dieses Verfahren stellt Nettowirkungsgrade von bis zu 50% in Aussicht. Das entscheidende Problem dieses Konzeptes liegt in der Reinigung der 1200 Grad Celsius heißen Rauchgase von Flüssigasche und Alkalien¹⁸¹. Die Rauchgasreinigung macht eine Heißgasfiltertechnologie erforderlich, die derzeit noch nicht verfügbar ist. Es laufen aber derzeit eine Reihe vielversprechender technischer Entwicklungsarbeiten, beispielsweise zeigen keramische Filterkerzen gute Resultate. Beim Kombikraftwerk mit druckaufgeladener Wirbelschichtfeuerung können schon heute statt der Zyklone die kostengünstigeren Staubfilterkerzen bei der Reinigung der Abgase eingesetzt werden.¹⁸²

Eine weitere neue Entwicklungslinie im Kraftwerksbau ist der sogenannte Zweifachdampfprozeß. Beim Zweifachdampfprozeß wird, wie beim GuD-Prozeß, der Vorteil eines hohen oberen Prozeßtemperaturniveaus ausgenutzt. Gegenüber dem Arbeitsmedium Dampf besitzt beispielsweise Kalium den Vorteil eines sehr niedrigen Dampfdruckes bei hohen Temperaturen, wodurch die Materialbeanspruchung allein durch die Temperatur bestimmt wird. Der Kaliumprozeß arbeitet zwischen Temperaturen von 520 und 820 Grad Celsius bei einem Druck von maximal 2,2 bar. Die Kondensationswärme aus dem Kaliumprozeß dient zur Verdampfung von Wasser in einem nachgeschalteten Wasserdampfprozeß. Beim Zweifachdampfprozeß mit Kalium sind Wirkungsgrade von 50% möglich. Für die Realisierung dieses Prozesses sind aber noch umfangreiche Entwicklungsarbeiten erforderlich.¹⁸³

Ein weiteres Element für ein Zukunftskraftwerk ist die Brennstoffzelle. Ihre Entwicklung wird weltweit verstärkt betrieben. In einer Brennstoffzelle wird chemische Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt. Brennstoffe für die Brennstoffzelle sind Wasserstoff und wasserstoffhaltige Gasgemische wie Erdgas oder Kohlegas. Beim Einsatz in Anlagen mit integrierter Kohlevergasung und nachgeschalteter Dampferzeugung wären elektrische Gesamtwirkungsgrade von bis zu 60% erreichbar, bei Kombination mit einem GuD-Prozeß sogar 65%. Ein großtechnischer Einsatz in Kraftwerken ist derzeit aufgrund sehr hoher spezifischer Investitionskosten und aufgrund der noch sehr kurzen Lebensdauer der Brennstoffzellen nicht möglich.¹⁸⁴

Ein weiteres neues thermodynamisches Grundkonzept ist die magnetohydrodynamische (MHD)-Energiewandlung. Es handelt sich dabei um die Direktumwandlung von Wärme

¹⁸¹ Die Alkali-Freisetzung kann zu Schäden an den Gasturbinenschaufeln führen.

¹⁸² Weinzierl, K. (1992), S. 168 f.; Kallmeyer, D. H. (1995), S. 12 sowie Bertmann, U. (1995), S. 57.

¹⁸³ Weinzierl, K. (1992), S. 175 f.

¹⁸⁴ Hlubek, W. (1996), S. 11 sowie Stimming, U. (1992), S. 203 ff.

eines mit Schallgeschwindigkeit durch ein Magnetfeld hoher Flußdichte transversal strömenden Verbrennungsgases mit einer Temperatur von ca. 2500 Grad Celsius. Durch Vorschalten einer MHD-Energiewandlers vor ein Kombikraftwerk mit Gasturbinentechnologie sind Nettowirkungsgrade von 65% in Aussicht gestellt. Allerdings sind die Werkstoffprobleme bei diesen hohen Temperaturen bei weitem nicht gelöst.¹⁸⁵

Die in diesem Kapitel genannten Verfahren sind frühestens in einem Zeitraum von 10 bis 20 Jahren großtechnisch einsetzbar. Diese Techniken werden also in dem Zeitraum, indem das Joint Implementation-Konzept einen Beitrag zur Lösung des Klimaproblems erbringen sollte, nicht verfügbar sein. Mit diesen zukünftigen Verfahren sollte verdeutlicht werden, daß Energiesysteme auf Kohlebasis mit Nettowirkungsgraden über 60% in Zukunft denkbar sind. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden sie aber keine Rolle mehr spielen.

3.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bietet die Möglichkeit, die Abwärme aus dem Kraftwerksprozeß weiter zu nutzen. Daher wirkt sich der Einsatz einer Kraft-Wärme-Kopplung nicht direkt auf die Emissionen aus fossilen Kraftwerken aus, leistet aber einen entscheidenden Beitrag zur Reduzierung der Emissionen von Industrie, Haushalten und Kleinverbrauchern, da dort viele emissionsrelevante Kleinanlagen ersetzt werden. Unter der Voraussetzung, daß ca. 80% der Abwärme des Kraftwerks als Prozeßwärme oder als Wärme in Haushalten genutzt werden können, ergibt sich ein immenses Einsparungspotential für CO₂-Emissionen außerhalb des Kraftwerksbereiches.

Allerdings erfordern diese Maßnahmen entsprechende infrastrukturelle Voraussetzungen und möglichst viele Wärmeabnehmer in der nächsten Nähe des Kraftwerks. Deshalb ist der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung in erster Linie für dezentrale Anlagen wie Blockheizkraftwerke (BHKW) sowie für den industriellen Einsatz interessant.

Bei der zukünftigen Nutzung der KWK im Großkraftwerksbereich ist jedoch zu berücksichtigen, daß bei einem Einsatz der vorgestellten verbesserten Prozesse, beispielsweise bei fortschrittlichen konventionellen Kraftwerken und den GuD-Kraftwerken, die Abwärmemenge und damit direkt verbunden auch das Potential die Kraft-Wärme-Kopplung zurückgeht.¹⁸⁶

Folgende Technologie kommen für die Kraft-Wärme-Kopplung in Betracht:¹⁸⁷

- Dampfkraftwerke mit Entnahme-Gegendruck- oder Entnahme-Kondensationsanlage
- Gas-/Dampfturbinen Kombikraftwerke mit Entnahme-Gegendruck- oder mit Entnahme-Kondensationsanlage
- Gasturbinen mit Abhitzenutzung (BHKW)
- Verbrennungsmotoren mit Kühlwasser- und Abgaswärmetauscher (BHKW)

Im Falle eines Dampfturbinenprozesses, der nur zur Nutzung von elektrischer Energie ausgelegt ist, wird eine möglichst weitgehende Expansion des Dampfes in der Turbine durchgeführt. Dagegen erfolgt die Entspannung des Dampfes in einem Dampfkraftwerk mit Entnahme-Gegendruckanlage nur bis zu einem solchen Gegendruck, der die Abfuhr der Kondensationswärme auf einem für die Anwendung brauchbaren Temperaturniveau erlaubt. Für die Bereitstellung von Heizwärme erfolgt eine Expansion bis zu 2 bar und entsprechenden 120 Grad Celsius; soll Prozeßdampf für industrielle Anwendungen aus-

¹⁸⁵ Hlubek, W. (1996), S. 11.

¹⁸⁶ Pruscek, R. (1995), S. 49 ff.; Dreyhaupt, F. J. (1994), S. 726 ff. sowie Grothkamp (1992), S. 111 ff.

¹⁸⁷ Dreyhaupt, F. J. (1994), S. 726 sowie Loth, R. (1993), S. 80.

gekoppelt werden, ist die Entspannung nur bis 20 bar entsprechend 211 Grad Celsius möglich.¹⁸⁸

Bei der KWK bei DT-Prozessen wird im wesentlichen zwischen DT-Prozeß mit Entnahmekondensationsanlage und mit Entnahmegegendruckanlage unterschieden. Bei Anlagen, bei denen die Stromerzeugung vorrangig betrieben wird, bei denen also die Dampfentspannung möglichst groß sein soll, kommt nur ein Kondensationsbetrieb der Dampfturbinen in Frage. Bei Dampfkraftwerken mit Entnahme-Kondensationsanlage kann Dampf für andere Zwecke aus dem Hochdruck- und dem Mitteldruckteil eines Dampfturbosatzes entnommen werden, wenn der Strombedarf dies zuläßt.

Soll die Dampferzeugung von industriellem Prozeßdampf oder als Dampf für Heizzwecke im Vordergrund stehen, kommt ein Betrieb der Turbinen als Entnahme-Gegendruckanlage oder als Entnahme-Kondensationsanlage in Betracht. Wegen der schaltungsbedingten Unflexibilität der Entnahme-Gegendruckanlage kann das Verhältnis von Strom- zu Dampferzeugung nur geringfügig über die Frischdampf Temperatur gesteuert werden. Bei vielen industriellen Zwecken und zur Anpassung an den jahreszeitlich variablen Wärmebedarf eines Fernheiznetzes ist aber ein variables Verhältnis von Strom- zu Wärmeversorgung notwendig. Bei der Entnahme-Kondensationsanlage ist dieses Verhältnis an die Bedürfnisse der Verbraucher anpaßbar. Für die verschiedenen Schaltungsvarianten von Entnahme-Kondensations- und Gegendruckanlagen wird an dieser Stelle auf die Literatur verwiesen.¹⁸⁹

Eine besondere Stellung nehmen die Blockheizkraftwerke (BHKW) ein, aufgrund ihrer geringen Leistung sind sie für eine dezentrale Wärmebereitstellung besonders geeignet. Die BHKWs erweitern den Einsatzbereich der gekoppelten Wärmeerzeugung in Richtung kleinstädtischer und ländlicher Regionen, da zunächst in Form von Inselnetzen nur geringe Vorleistungen erbracht werden müssen und im Falle von Neubaugebieten relativ kleine Verlegungskosten erbracht werden müssen.¹⁹⁰ Kernstück dieser Anlagen ist entweder eine Gasturbine oder ein Verbrennungsmotor.

Die Feuerungswärmeleistung von BHKWs, die mit Gasturbinen betrieben werden, liegt überwiegend zwischen 1 und 10 MW je Einzelaggregat. Die heißen Turbinengase werden dabei über einen Abhitzeessel zu Heizzwecken genutzt. Der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbinen liegt derzeit bei 34 bis 38%.

BHKW mit stationären Verbrennungsmotorenanlagen haben zumeist eine Feuerungswärmeleistung von 0,1 bis 1 MW je Einzelaggregat. Der elektrische Wirkungsgrad liegt im Bereich von 33% bis 35%. Nutzbare Wärme kann über Wärmetauscher aus den heißen Motorabgasen und aus dem Kühlwasser gewonnen werden.

Investitionen in KWK-Anlagen verursachen spezifisch höhere Kosten als Investitionen in konventionelle Großkraftwerke. Beispielsweise liegt bei Steinkohle als Primärenergieträger die Kostendifferenz in der Größenordnung von 15%. Diesem Kostennachteil beim Kapitaleinsatz steht ein Kostenvorteil bei den Betriebskosten aufgrund der besseren Brennstoffausnutzung gegenüber. Vereinfachend kann gesagt werden, daß eine KWK-Anlage bei einem Ausnutzungsgrad von 1000 Vollastbenutzungsstundenzahl pro Jahr wirtschaftliche Vorteile aufweist. Zusätzlich zu diesen Kosten müssen Anfangsinvestitionen in Fernwärmenetze hinzugerechnet werden. Es ist einsichtig, daß eine Fernwärmeversorgung dort am günstigsten ist, wo viele Wärmeabnehmer auf geringer Fläche vorhanden sind, also in städtischen Gebieten und in Gewerbegebieten. In diesen Gebieten sollten die wirtschaftlichen Möglichkeiten vor allem beim Neubau von Kraftwerken ausgeschöpft werden. Allerdings ist auch der Umbau von konventionellen

¹⁸⁸ Kugeler, K. (1993), S. 61 ff.

¹⁸⁹ Kugeler, K. (1993), S. 61 ff. sowie Loth, R. (1993), S. 81 ff.

¹⁹⁰ Förstner, U. (1993), S. 156.

Dampfkraftwerken zu KWK-Anlagen ohne technische Probleme möglich.¹⁹¹ Ein dezentraler Einsatz der KWK, beispielsweise in ländlichen Gebieten, wird durch die BHKWs möglich. Eine Quantifizierung der durch KWK erreichbaren Absenkung der CO₂-Emissionen ist von den regionalen Bedingungen abhängig und kann somit nicht allgemein angegeben werden. Es ist jedoch klar, daß bezüglich des Klimaproblems der Einsatz der KWK gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeversorgung zu einer Einsparung von Primärenergie und damit zu einer CO₂-Minderung führt. Bedingung ist aber, daß Strom und Wärme auch gleichzeitig genutzt werden. Da der Wärmebedarf sich in der Regel jedoch nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt, ist diese Voraussetzung häufig nicht gegeben.¹⁹²

3.3 Technische CO₂-Rückhalte- und Entsorgungsmaßnahmen

Sollen die CO₂-Emissionen aus fossilen Kraftwerken über die genannten Beiträge hinaus weiter reduziert werden, dann bleibt noch die Möglichkeit der CO₂-Rückhaltung. Derartige Maßnahmen werden derzeit von der Industrie und Forschungseinrichtungen entwickelt und auf ihre Anwendbarkeit geprüft. Ziel dieser Maßnahmen ist der möglichst lang währende Entzug von Kohlenstoff aus dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf durch die Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerksabgasen. Das abgetrennte Kohlendioxid muß dazu langfristig deponiert werden.

Die Abtrennung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ ist heute technisch möglich. Der für die Abscheidung notwendige Energieaufwand ist jedoch sehr hoch, er übersteigt in der Regel die Effizienzgewinne durch die genannten Verbesserungen in der Kraftwerkstechnik. Die Nachrüstung von konventionellen Kraftwerken mit atmosphärischen Rauchgaswäschen für Kohlendioxid führt beispielsweise aufgrund des hohen Eigenverbrauchs (geringe CO₂-Konzentration, sehr große Volumenströme, hoher Energiebedarf für die Regenerierung des Waschmittels) zur Halbierung des Wirkungsgrades. Außerdem sind derzeit für konventionelle Kraftwerke die Kosten der CO₂-Rückhaltung noch sehr hoch. Eine ökonomisch eher vertretbare Möglichkeit ist beim Kohlekraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und beim GuD-Prozeß gegeben.

Zur Speicherung des abgeschiedenen CO₂ kommen mehrere Verfahren in Frage, wie die Lagerung in Erdgas- und Erdölfeldern oder das Einbringen in grundwasserführende Schichten. Ein anderer diskutierter Entsorgungspfad ist die Tiefseeagerung, wo die Austauschvorgänge nach Meinung von Experten als sehr gering eingeschätzt werden. Dabei gehen die Vorstellungen dahin, das CO₂ in Trockeneisblöcken im Meer zu versenken oder es in flüssiger Form von Schiffen per Schnorchel beziehungsweise durch Einlösen in Wasser und anschließendes Verpumpen der Lösung durch Schnorchel einzubringen.¹⁹³

Für die genannten Möglichkeiten zur CO₂-Entsorgung ist ein generelles Defizit an Grundlagenwissen zu konstatieren. Die ökologischen Folgen aller genannten Maßnahmen können noch nicht vollständig übersehen werden. Grundsätzlich ist eine derartige Vorgehensweise letztendlich die Ursache aller ökologischen Probleme, weil ein solches Vorgehen nicht die Ursachen des Problems behebt, sondern das Problem lediglich verlagert.

Aus ökologischen und aus ökonomischen Gesichtspunkten sind die CO₂-Rückhalte- und Entsorgungsmaßnahmen derzeit nicht vertretbar. Sie sollen deshalb in dieser Arbeit nicht weiter verfolgt werden. Dies soll aber nicht heißen, daß diesen Maßnahmen zu-

¹⁹¹ Grothkamp, Th. (1992), S. 116.

¹⁹² Grothkamp, Th. (1992), S. 112 ff. sowie Kallmeyer, D.H. (1995), S. 12.

¹⁹³ Kopfmüller, J. (1993), S. 68 ff. sowie Pruschek, R. (1992), S. 181 ff.

künftig keine Bedeutung zukommt, insbesondere nicht, wenn die noch zu lösenden Probleme behoben werden können. Auch die Möglichkeit, Vorkehrungen beim Neubau von Kraftwerken zu treffen, die heute keine Mehrkosten verursachen, aber später die Ausstattung dieser Anlagen mit Rückhaltemaßnahmen erleichtern, sollte nicht verworfen werden.

3.4 CO₂-Minderung im Bereich fossiler Kraftwerke

Der Einsatz fortschrittlicher fossiler Kraftwerkstechnik kann prinzipiell durch die Einsparung von fossiler Primärenergie zur Reduzierung des weltweiten CO₂-Ausstoßes beitragen. Allerdings kann nur die Umrüstung von bestehenden Altanlagen eine absolute CO₂-Reduktion bewirken. So ist es technisch möglich, ob auch wirtschaftlich hängt vom Alter und vom technischen Zustand der Anlage ab, den 30%-igen Wirkungsgrad eines bestehenden Steinkohle-Dampfkraftwerkes auf 45% anzuheben. Dies würde eine Reduktion von 410 g CO₂ pro erzeugter kWh elektrischer Energie bedeuten (Tabelle 6).

Eine weitere wirkungsvolle CO₂-Minderungsstrategie ist der verstärkte Bau von GuD-Kraftwerken. Allerdings muß für diese Strategie der Edelbrennstoff Gas zu Verfügung stehen, dessen Verwendung zur Energieerzeugung unter den schon erläuterten Gesichtspunkten gesehen werden muß. Tatsächlich hat sich aber die Zahl der für diesen Kraftwerkstyp weltweit vergebenen Aufträge in den letzten Jahren beträchtlich erhöht.¹⁹⁴

Soweit die zugebauten GuD-Kraftwerke aber nur einen Mehrbedarf im Verbrauch von elektrischer Energie abdecken, ergibt sich dadurch keine CO₂-Minderung und somit auch keine Linderung des Klimaproblems; denn es werden trotz des hohen Anlagenwirkungsgrades der GuD-Anlage zusätzliche Mengen CO₂ gegenüber dem ursprünglichen Emissionsniveau freigesetzt. Dies gilt selbstverständlich für den Zubau sämtlicher fortschrittlicher fossiler Kraftwerkstypen. Eine absolute Reduzierung der CO₂-Emissionen würde nur eintreten, wenn durch fortschrittliche fossile Kraftwerke bestehende ineffiziente Kraftwerke ersetzt würden. Die erzielte absolute Emissionsminderung ließe sich dann aus der Differenz der Emissionen von Alt- und Neuanlage bestimmen.

Im Fall des Zubaus von fortschrittlichen fossilen Kraftwerken ohne die Stilllegung von Altanlagen ist lediglich eine Dämpfung des CO₂-Anstiegs möglich. Die Dämpfung des CO₂-Anstiegs ist möglich, wenn erreicht wird, daß statt eines ineffizienten Kraftwerkes mit veralteter Technologie ein fortschrittlicher Kraftwerkstyp mit höchsten Wirkungsgraden gebaut wird. In diesem Fall macht die Bestimmung der eingesparten CO₂-Emissionen erhebliche Probleme. Ein möglicher Weg wäre, einen Referenzzustand festzulegen, auf den eine erzielte Emissionseinsparung bezogen werden kann. Im Falle einer anlagebezogenen Betrachtung könnte für ein bestimmtes Land ein für dieses Land typisches Effizienzniveau in Form eines Referenzkraftwerk definiert werden, auf dessen Basis eine Einsparung von CO₂ beim Kraftwerksneubau bestimmt werden kann.

Die Bestimmung der erzielten CO₂-Emissionsreduktion durch Kraft-Wärme-Kopplung gestaltet sich ebenfalls schwierig. Der Grund dafür ist darin zu sehen, daß die vom Kraftwerk ausgekoppelte Wärmemenge häufig nicht in dem Maße von den Verbrauchern genutzt wird, wie sie beispielsweise bei der Fernwärmeauskopplung bei einem Großkraftwerk anfällt. Daher ist der Wärmeverbrauch beim Einzelbezieher für die Emissionsminderung ausschlaggebend und zwar bezogen auf die Emissionen, die entstanden wären, wenn er die Wärme in einer eigenen Anlage erzeugt hätte. KWK ist daher nur sinnvoll, wenn die bereitgestellte Wärme in möglichst großem Umfang ganzzeitig genutzt wird. Hierin liegt der Vorteil von BHKWs, deren Betrieb eingestellt werden kann, wenn die Wärmenachfrage über längere Zeiträume zu gering ist.

¹⁹⁴ Siemens (1995), S. 3 ff. sowie Langner, H. (1991), S. 900.

Welcher der vorgestellten fortschrittlichen fossilen Kraftwerkstypen einschließlich der konventionellen Kraftwerkstechnik beim Neubau von Kraftwerken nun zu bevorzugen ist, kann nicht allein anhand der spezifischen Investitionskosten¹⁹⁵ entschieden werden. Von großer Bedeutung sind die Rahmenbedingungen am Standort des Kraftwerks sowie die Versorgungssicherheit, die sich durch das technisch-wirtschaftliche Risiko für einen bestimmten fossilen Kraftwerkstyp ausdrückt.

Der Bau eines GuD-Kombikraftwerks oder eines Verbundkraftwerkes kommt nur dort in Frage, wo es zweckmäßig ist, Erdgas einzusetzen. Allerdings besteht die Option, ein GuD-Kraftwerk, nach einer Übergangszeit mit Erdgas, durch Vorschalten einer Kohlevergasung zu einem Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung umzurüsten.

Die Wirkungsgrade der Kombikraftwerke, die ausschließlich feste Brennstoffe verwenden und der Wirkungsgrad von fortschrittlichen konventionellen Kraftwerken unterscheiden sich nicht nennenswert (Tabelle 6). Damit sind auch die Unterschiede bei der CO₂-Freisetzung nicht erheblich. Der große Vorteil der Kombikraftwerke ist aber, daß sie das Wirkungsgradverbesserungspotential der Gasturbinentechnologie nutzen können. Dadurch besteht die Option, die Wirkungsgrade von Kombikraftwerken durch Umrüstung nachträglich anzuheben. Das Potential für Wirkungsgradverbesserungen in der konventionellen Kraftwerkstechnik dürfte weitestgehend ausgereizt sein. Außerdem könnten die Verbesserungen des konventionellen DT-Prozesses von den Kombikraftwerken ebenfalls genutzt werden.

Die konventionelle Kraftwerkstechnik zeichnet sich gegenüber den Kombikraftwerken auf Basis von festen Brennstoffen durch eine sehr hohe Versorgungssicherheit, beziehungsweise durch ein geringes technisch-wirtschaftliches Risiko aus. Bei Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung und beim Kombikraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung sowie auch beim Verbundkraftwerk und beim abgasseitigen Kombiblock besteht aufgrund der noch geringen Erfahrung mit diesen Technologien derzeit noch das Risiko, daß die Anlagen über einen längeren Zeitraum ausfallen können, oder daß sie öfter repariert werden müssen. Nach Angaben der Hersteller sind derartige Risiken mittlerweile kalkulierbar beziehungsweise in kurzer Zeit behebbar.¹⁹⁶

Der Vorteil des Kombikraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und auch des Kombikraftwerks mit Druckwirbelschichtfeuerung gegenüber der konventionellen Kraftwerkstechnik ist in den geringen Schadstoffemissionen (SO₂, NO_x) zu sehen. Die geringen Schadstoffemissionen werden bei diesen Technologien integrativ, d.h. durch die Prozeßführung ohne zusätzliche Sekundärmaßnahmen erreicht. Dadurch ist gewährleistet, daß in ärmeren Ländern nicht wie im Fall der konventionellen Technik, einfach auf die teureren Sekundärmaßnahmen (REA und DENOX) verzichtet werden muß, zumal der durch die Entschwefelung mit diesen Verfahren gewonnene Schwefel industriell weiterverarbeitet werden kann. Die unterschiedlichen Einsatzbereiche des Kombikraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und des Kombikraftwerks wurden bereits in den entsprechenden Kapiteln diskutiert.

Die in diesem Kapitel erläuterten Technologien und das für ihren Einsatz zur CO₂-Minderung erforderliche Know-how konzentrieren sich bei einigen wenigen international tätigen Kraftwerksherstellern, die zu einem Beitrag zum Klimaschutz völkerrechtlich nicht verpflichtet sind. Insbesondere deutsche Anbieter von Kraftwerkstechnik sind,

¹⁹⁵ Beim Kraftwerksneubau in westlichen Industrieländern sind die Investitionskosten, vermutlich aufgrund der hohen Gewinnspannen in der Energieversorgung, in der Regel sogar von nachgeordneter Bedeutung. In der Bundesrepublik Deutschland und in einigen anderen Industrieländern besteht außerdem die Möglichkeit, höhere Investitionskosten an den Verbraucher weiterzugeben. Daher sind die Eignung eines bestimmten Kraftwerkstyps nach Art und Leistung für die am Standort vorliegenden Rahmenbedingungen sowie die Versorgungssicherheit, die sich im technisch-wirtschaftlichen Risiko der Anlage widerspiegelt, entscheidender. Vgl. dazu beispielsweise ohne Verfasser (1993), S. 27.

¹⁹⁶ Kallmeyer, D.H. (1995), S. 12 sowie ohne Verfasser (1993), S. 18 ff.

nicht zuletzt auch aufgrund der Unterstützung mit öffentlichen Geldern, im Bereich der fortschrittlichen konventionellen Kraftwerkstechnik, im Bereich der für die Kombikraftwerke wichtigen Gasturbinentechnologie sowie im Bereich der Kohlevergasung weltweit führend. Nennenswerte globale Konkurrenz für die deutschen Kraftwerkshersteller Siemens KWU und ABB-Kraftwerke sind der französische Hersteller Alstom und zwei große japanische Hersteller. Die amerikanischen Hersteller Westinghouse und General Electric liegen aufgrund eines schlechteren technischen Entwicklungsstandes hinter der Konkurrenz aus der EU und Japan.¹⁹⁷

Tabelle 6 Gegenüberstellung von verschiedenen fossilen Kraftwerkstypen und Beurteilung ihres möglichen Beitrags zur CO₂-Minderung

Art des Kraftwerks (KW)	Wirkungsgrad (%)	Einsatzstoffe (g/kWh)			Emissionen (g/kWh)			spez. Invest.-Kosten DM/kW	Beitrag CO ₂ -Minderung
		Steinkohle	Erdgas	Kalkstein*	CO ₂	SO ₂	NO ₂		
veraltetes bzw. technisch-rückständiges Steinkohle-Dampf-KW ohne REA und DENOX	30	405		-	1150	8	3	rd. 2030	CO ₂ -Problem
fortschr. Steinkohle-Dampf-KW-Technik mit REA und DENOX (SCR)	38	308		12	876	0,69	0,69	2200	gut geeignet besonders für Umrüstung älterer KWs bei Umrüstung situationsabhängig
	45	260		10	740	0,58	0,58	rd. 2375	
Kombi-KW mit Druckwirbelschichtfeuerung für Steinkohle	43	335		25	810	0,59	0,59		gut geeignet
Verbund-KW mit Erdgas-Gasturbine und Steinkohle-Dampf-erzeuger	46	220	47	8	660	0,38	0,27	2812	von technischer Situation abhängig
Kombi-KW mit integrierter Steinkohlevergasung	46	310			760	0,15	0,30	2625	gut geeignet
GuD-KW mit Erdgasfeuerung	52 - 55		140		380	-	0,35	rd. 1600	sehr gut geeignet aber Gas nötig

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Literaturangaben der entsprechenden Kapitel.

¹⁹⁷ So äußerte sich auch Wolfgang Schemenau, Vice Präsident von ABB-Kraftwerke-Verkauf in einem Gespräch gegenüber dem ZEW, daß am 11.10.1994 geführt und protokolliert wurde.

* Kalkstein ist als Einsatzstoff für die Entschwefelung erforderlich.

4 Joint Implementation (JI)-Kraftwerksprojekte mit China

In diesem Kapitel werden die Einsatzmöglichkeiten der fossilen Kraftwerkstechnik für die Reduktion der CO₂-Emissionen in der Kraftwerkswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland und der VR China analysiert. Anhand dieser Analyse werden mögliche JI-Kraftwerksprojekte in der VR China ermittelt. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird dann auf Anforderungen, Bedingungen und Probleme eingegangen, die mit der Realisierung dieser JI-Kraftwerksprojekte in der VR China verbunden sein können. Darauf aufbauend wird ein Konzept erstellt, das die Nutzung der CO₂-Reduktionspotentiale in der VR China erlaubt. Zum Schluß werden die Möglichkeiten und Grenzen von JI mit der VR im Bereich fossiler Kraftwerke diskutiert.

4.1 CO₂-Minderung und Minderungspotentiale in Deutschland

Die Bundesregierung hat 1991 beschlossen, daß die CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005 um 25 bis 30% (gegenüber dem Stand von 1987) verringert werden sollen. Ob dieser Beschluß in den nächsten 10 Jahren umgesetzt werden kann und welchen Beitrag die deutsche Elektrizitätswirtschaft dazu leisten kann, wird in diesem Kapitel erläutert.

Im gesamten Bundesgebiet sind seit 1987 die CO₂-Emissionen von 1058 Mio. t pro Jahr auf 894 Mio. t pro Jahr im Jahre 1993, d.h. um 15%, zurückgegangen.¹⁹⁸ Bemerkenswert in diesem Zusammenhang ist die sehr unterschiedliche Entwicklung in Ost- und Westdeutschland. Während in diesem Zeitraum die CO₂-Emissionen in Westdeutschland leicht gestiegen sind, ist in Ostdeutschland ein Emissionsrückgang um 50% zu verzeichnen, der jedoch vor allem auf die wirtschaftliche Entwicklung in Ostdeutschland zurückzuführen ist. Dieser Emissionsrückgang ist also nicht in dem Sinn als Erfolg von Minderungsmaßnahmen zu werten. Vor diesem Hintergrund müssen in den verbleibenden 10 Jahren CO₂-Minderungsstrategien, wie beispielsweise Energiesparmaßnahmen, Effizienzsteigerung und Substitution von Energieträgern, zu einer Minderung von rd. 100 Mio. t pro Jahr führen, um das von der Bundesregierung gesteckte 25%-Minderungsziel zu erreichen. Um das in Artikel 2 KRK festgelegte und von der Bundesregierung völkerrechtlich verbindliche Reduktionsziel zu erreichen, sind allerdings weit größere Anstrengungen erforderlich.

In der Bundesrepublik Deutschland basieren 64% der gesamten Stromerzeugung auf kohlestoffhaltigen fossilen Brennstoffen. Derzeit werden pro Jahr etwa 340 Mio. t CO₂, d.h. 38% der Gesamtemissionen der Bundesrepublik Deutschland, durch fossilbefeuerte Kraftwerke verursacht. Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung in der Kraftwerkswirtschaft können vermutlich nur anteilig zur Reduktion der verbleibenden 100 Mio. t CO₂ bis zur Erreichung des 25%-Minderungsziels beitragen. Für die Kraftwirtschaft der Bundesrepublik Deutschland lautet damit das CO₂-Reduktionsziel bis zum Jahre 2005 rd. 40 Mio. t CO₂ einzusparen.¹⁹⁹

Der Wirkungsgrad von Steinkohlekraftwerken hat sich in der alten Bundesrepublik in den letzten 50 Jahren mehr als verdoppelt. Die Steinkohle wird derzeit in der Bundesrepublik mit einem mittleren Wirkungsgrad von 37% verstromt, was im internationalen Vergleich ein sehr hoher durchschnittlicher Wirkungsgrad ist. Berücksichtigt ist dabei schon die Verschlechterung der Wirkungsgrade durch die eingesetzten Rauchgasreinigungsanlagen. Die Entwicklung bei Braunkohlekraftwerken zeichnete sich durch die Verbesserung der Wirkungsgrade von etwa 27% auf 35% aus, die sich in den alten Bundesländern zwischen 1955 und 1975 vollzogen hat. In Ostdeutschland liegen diese

¹⁹⁸ Michaelis, H. (1995), S. 52.

¹⁹⁹ Kallmeyer, D. H. (1995), S. 10 ff. sowie Dumsky, G. (1992), S. 27 ff.

Werte mit 28% deutlich niedriger. Der mittlere Wirkungsgrad der Kohleverstromung in Ostdeutschland wird derzeit jedoch durch Umrüstung und Ersatz von Altanlagen angehoben.²⁰⁰ Je weiter die Energieeffizienz angehoben wird, desto stärker steigen in der Regel die Kosten. Es kann von überproportional steigenden Kosten bei zunehmender Emissionsreduzierung durch wirkungsgradsteigernde Maßnahmen ausgegangen werden.²⁰¹ Ein weiteres Anheben der energetischen Effizienz von Kraftwerken ist daher in der Bundesrepublik Deutschland mit hohen Kosten verbunden.

Unabhängig davon, ob die Kosten zur Erreichung des 25%-CO₂-Minderungsziels angemessen sind, gibt es in der Kraftwerkswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland zur Erreichung dieses Ziels folgende Möglichkeiten:

- Anhebung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung, die Substitution fossiler Energieträger durch CO₂-ärmere beziehungsweise durch CO₂-freie Energieträger sowie Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung. Konkret sieht dies folgendermaßen aus:²⁰²
- Anheben der energetischen Effizienz des gesamten bestehenden Kraftwerksparks um einen Prozentpunkt. Der entsprechende Leistungszuwachs würde sich auf 1250 MW belaufen, dies würde zu CO₂-Einsparungen von 4 Mio. t pro Jahr führen.

Durch Ersatz von bestehenden Altanlagen, vor allem in Ostdeutschland, durch fortschrittliche fossile Konventionelle- und Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und mit Druckwirbelschichtfeuerung wird eine CO₂-Minderung von 20 bis 23 Mio. t pro Jahr erreicht.

Die CO₂-Einsparmöglichkeiten durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung werden auf 6,5 Mio. t pro Jahr geschätzt. Allerdings bezieht sich diese Einsparung auf den Bereich der Raumwärmeversorgung und nicht auf den Bereich der Stromerzeugung.

Eine CO₂-Reduzierung in der Bundesrepublik Deutschland ist auch durch den Ersatz von Stein- und Braunkohle durch Erdgas möglich. Diese Brennstoffsubstitution geht mit dem Bau von GuD-Kraftwerken mit oder ohne fossilbefeuertem Dampferzeuger einher. Eine weitere Option für den Erdgaseinsatz wäre das umstrittene Vorschalten von Gasturbinen vor bestehende Kohleblöcke. Nach Auffassung der deutschen Gaswirtschaft ist die Erdgasverstromung im nennenswerten Umfang aber nicht sinnvoll, da die benötigten Mengen zu den für die Verstromung erforderlichen Preisen nicht verfügbar sind.

Eine Reduktion von 4 Mio. t CO₂ pro Jahr wird durch den Einsatz von regenerativen Energien und durch einen Strombezug von norwegischen Wasserkraftwerksbetreibern ab dem Jahr 2003 möglich.²⁰³

In der Bundesrepublik Deutschland leistet die Kernenergienutzung einen Beitrag von über 30% an der gesamten Stromerzeugung. Dadurch werden jährlich 150 Mio. t CO₂ eingespart. So würde allein der Betrieb der zur Zeit stehenden Kernkraftwerke zusätzliche CO₂-Emissionen von 8 Mio. t CO₂ pro Jahr verhindern.

Somit scheint die in der Kraftwerkswirtschaft erforderliche CO₂-Einsparung von 40 Mio. t CO₂ zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels bis 2005 unter diesen optimistischen Vorgaben möglich zu sein. Ob für die Mobilisierung dieses Potentials die Selbst-

²⁰⁰ Kallmeyer, D. H. (1995), S. 10 ff. sowie Dumsky, G. (1992), S. 27 ff.

²⁰¹ Ein derartiger Kostenverlauf wurde beispielhaft im Kapitel 3.2.3.9 erläutert. Aber auch im Kapitel 3.2.3.8 wird ein derartiger Kostenverlauf erkennbar. Allerdings kann der Kostenverlauf für die Verbesserung der energetischen Effizienz an einer Anlage nur bedingt auf gesamtwirtschaftliche Verhältnisse übertragen werden. Im Fall einer Aggregation der Kostenverläufe aller Anlagen kommt man aber sicherlich auch auf der gesamtwirtschaftlichen Ebene zu überproportionalen Kostenverläufen.

²⁰² Kallmeyer, D.H. (1995), S. 10 ff. sowie Dumsky, G. (1992), S. 27 ff.

²⁰³ Hier bleibt zu prüfen, ob der Strombezug aus der norwegischen Wasserkraft nicht an anderer Stelle durch fossile Primärenergieträger substituiert werden muß.

verpflichtungserklärung der deutschen Industrie ausreicht²⁰⁴, oder ob dafür weitere Instrumente erforderlich sind, kann an dieser Stelle nicht geklärt werden.

Allerdings wird der Anstieg des Stromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland zu einem zusätzlichen Anwachsen der CO₂-Emissionen von 1% jährlich führen, wenn man den heutigen Primärenergieträgermix voraussetzt. Um allein diesen Anstieg der CO₂-Emissionen durch den Ersatz oder durch die Umrüstung von Altanlagen aufzufangen, müßten jährlich 3500 MW Kohlekraftwerksleistung geschaffen werden.²⁰⁵ Somit scheint die Erreichung des CO₂-Minderungsziels der Bundesregierung fraglich. Auch in der Literatur wird die Erreichung dieses Ziels häufig in Frage gestellt, nicht zuletzt auch wegen kompensierender Mengeneffekte aus anderen CO₂-emittierenden Bereichen, beispielsweise aus dem Verkehrsbereich.²⁰⁶

Zur Erreichung des politischen 25%-CO₂-Minderungsziels und erst recht um weitergehenden Minderungsverpflichtungen (s.o.) nachzukommen, sind wegen der genannten Probleme und auch aus Kostengründen internationale Kooperationen erforderlich. Das in der Klimarahmenkonvention verankerte Joint Implementation-Konzept stellt ein Instrument dar, daß die Durchführung auch von Kraftwerksprojekten mit dem Ziel einer gemeinsamen und kostengünstigen CO₂-Emissionsminderung ermöglicht.

Da das CO₂-Problem ein globales Problem ist, sollte seine Lösung auch global optimiert werden. Die in der Bundesrepublik Deutschland verfügbare fortschrittlichste Kraftwerkstechnik und das entsprechende Know-how sollte da genutzt werden, wo die bisher eingesetzte Technik den niedrigsten Wirkungsgrad hat. Internationale Kooperationen im Rahmen von Joint Implementation-Kraftwerksprojekten können helfen, daß vorgegebene CO₂-Minderungsziel der deutschen Kraftwerkswirtschaft mit geringerem Kapitalaufwand zu erreichen.²⁰⁷

Vor diesem Hintergrund ist der Joint Implementation-Ansatz zu verstehen. Joint Implementation bedeutet, daß die für eine Reduktion notwendigen Maßnahmen regional nicht auf das Land beschränkt sein müssen, welches sich zu Reduktionen verpflichtet hat. Joint Implementation will Kostensenkungspotentiale bei der Reduktion von CO₂-Emissionen dadurch realisieren, daß die nationalen Reduktionspflichten auch in anderen Ländern, sogar bei solchen, die sich nicht zu einer Klimapolitik verpflichtet haben, geleistet werden können.

Die Möglichkeiten und Grenzen einer solchen Politik im Rahmen des Joint Implementation-Ansatzes im Bereich fossiler Kraftwerkstechnologie sollen am Beispiel der Volksrepublik China betrachtet werden. Im folgenden Kapitel werden deshalb zunächst die Möglichkeiten zur CO₂-Minderung in der Volksrepublik China dargestellt.

4.2 Energiesystem der VR China

China rangiert mit einem Beitrag von 2,4 Mrd. t CO₂, was einem Anteil von über 11,13% an den weltweiten CO₂-Emissionen entspricht, an dritter Stelle hinter den beiden größten CO₂-Emittenten USA und GUS. Ohne eine Integration Chinas in eine globale Umweltpolitik erscheint ein Erfolg zur Verhinderung des globalen CO₂-Anstiegs

²⁰⁴ Teile der deutschen Wirtschaft haben über ihre Verbände bereits eine Selbstverpflichtungserklärung zur Klimavorsorge abgegeben.

²⁰⁵ Kallmeyer, D.H. (1995), S. 14.

²⁰⁶ Kopfmüller, J. (1993), S. 32.

²⁰⁷ Zu den Protagonisten des Joint Implementation-Konzeptes zählen nicht nur allein die Bundesregierung mit den entsprechenden Ministerien, sondern auch Industrieverbände (Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus; Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.) und Umweltgruppen. Vgl. Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1994), S. 97; Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1992), S. 47 ff.; Enquete-Kommission (1992), S. 100 f.

äußerst unwahrscheinlich. Eine Integration Chinas in eine weltweite Klimapolitik bedeutet auch die Möglichkeit, die Kosten einer Eindämmung der CO₂-Emissionen beträchtlich zu senken. Um eine gemeinsame Politik mit China mit dem Ziel einer umweltverträglichen Verbesserung des Energiesystems angehen zu können und um dort Möglichkeiten für JI-Kraftwerksprojekte identifizieren zu können, bedarf es einer genauen Darlegung des chinesischen Energiesystems.

4.2.1 Derzeitige Situation in der Energiewirtschaft der VR China

In den letzten Jahren hat sich die chinesische Wirtschaft im Zuge der Reform- und Öffnungspolitik sehr schnell entwickelt. Das Wirtschaftswachstum der chinesischen Volkswirtschaft betrug in den vergangenen 10 Jahren im Durchschnitt ca. 10% in Verbindung mit einer sehr schlechten angebots- und nachfrageseitigen Energieeffizienz.

Die Energieintensität der VR China ist in den letzten 10 Jahren zwar verbessert worden, sie ist aber im weltweiten Vergleich immer noch sehr hoch.²⁰⁸ Für die hohe Energieintensität können zwei Gründe angegeben werden. Zum einen liegt dies an einer außerordentlich geringen gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz. Wiesegart geht von einer gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz von 30% aus, wonach insgesamt rd. 700 Mio. t SKE energetisch ungenützt bleiben. Der andere Grund ist ein sehr hoher Anteil energieintensiver Industrie, der zu über 40% zum BSP der VR China beiträgt.²⁰⁹

Diese Zuwachsrate des Bruttosozialprodukts war in den letzten zehn Jahren stets höher als die der elektrischen Energieerzeugung. Obwohl die fossilen Reserven des Landes den Energiebedarf im Prinzip auf lange Sicht decken könnten, hat es infolge der schlechten Energieeffizienz und aufgrund logistischer Probleme, vor allem beim Kohletransport, immer wieder nationale Versorgungsengpässe gegeben. Dies hatte zur Folge, daß ungefähr 10% der Produktionskapazitäten in unterschiedlichen Sektoren nicht genutzt werden konnten. Fabriken mußten aufgrund von Strommangel zum Teil tageweise ihre Produktion einstellen. Zur Lösung dieses Problems wurden und werden in der Energiewirtschaft große Anstrengungen unternommen, die fortbestehende Diskrepanz zwischen Energieangebot und Energienachfrage aufzuheben. Zahlreiche neue thermische Kraftwerke wurden errichtet und ein weiterer Ausbau der Kraftwerkskapazität um 13000 MW pro Jahr in den nächsten 10 Jahren ist geplant.²¹⁰

In der Vergangenheit waren in China Energie- und Umweltpolitik weitgehend getrennte Handlungsfelder. Dies führte zu zunehmendem Druck aus dem Inland, weil bedingt durch den Anstieg der Umweltbelastung schon heute große Teile der Bevölkerung gesundheitliche Probleme haben. Auch Forderungen aus dem Ausland, internationale Standards auf dem Gebiet der Schadstoffemissionen einzuhalten, werden lauter.²¹¹ Mittlerweile wird Umweltschutz als ein unentbehrlicher Bestandteil der Energiepolitik erkannt. Es sind Anstrengungen im Gange, die dringend erforderlichen lokalen und regionalen Schadstoffe NO_x und SO₂ in allen Bereichen zu reduzieren. Ob zur Senkung dieser Schadstoffe in der Kraftwerkswirtschaft Chinas auch die damit verbundenen Wirkungsgradverluste und die zusätzlichen Kosten für REA und DENOX in Kauf genommen werden, ist jedoch zu bezweifeln.²¹² Globale klimabezogene Erwägungen

²⁰⁸ Zhong, X.Z. (1995), S. 160 und Wiesegart, K. (1990a), S. 212 ff.

²⁰⁹ Wiesegart, K. (1990a), S. 212 f. sowie Zhong, X.Z. (1995), S. 159 f.

²¹⁰ Li, N. (1994), S. 718 ff.; Zhong, X.Z. (1995), S. 159 ff. Wiesegart, K. (1990b), S. 722 ff. sowie Kopfmüller, J. (1993), S. 22 ff.

²¹¹ Auf der 16. Weltenergiekonferenz äußerte Keiichi Yokobori, der japanische Generaldirektor des Weltenergieerates, die Ängste seines Landes vor dem sauren Regen aus China. Vgl. dazu Czakainski, M. (1995), S. 691.

²¹² Bei einem Gespräch mit dem Vice Präsident von ABB-Kraftwerke AG Wolfgang Schemenau äußerte dieser, daß in China Kraftwerke mit höchsten Wirkungsgraden gefordert werden. Nachgeschaltete Umwelttechnologien, wie Rauchgasentschwefelungsanlagen hätten aber nachgeordnete Bedeutung. Dieses Gespräch wurde am 17.11.1994 mit dem ZEW durchgeführt und in einem Sitzungsprotokoll schriftlich fixiert.

spielen in Chinas Entwicklungs- und Energiepolitik keine Rolle. Zwar erkennt das Land die Notwendigkeit internationaler Klimaschutzmaßnahmen²¹³ an, weist jedoch die Verantwortung der damit verbundenen Belastungen den Industrienationen zu.²¹⁴ Gemeinsam mit anderen Schwellen- und Entwicklungsländern fordert es von diesen finanzielle und technologische Unterstützung.²¹⁵

4.2.2 Struktur des Primärenergieeinsatzes in der VR China

Tabelle 7 zeigt die Struktur des Primärenergieeinsatzes in der Volksrepublik China. Demnach war und wird das Energiesystem vom Einsatz fester Brennstoffe dominiert. Dies ist auf die sehr großen nationalen Steinkohlereserven zurückzuführen, die bei weitem den größten Anteil an den gesamten chinesischen Energiereserven stellen und die China eine expansive Energieangebotspolitik ermöglichen. Chinas Kohlevorräte belaufen sich nach Schätzungen zwischen 730 und 900 Mrd. t, was mindestens 35 % der Weltkohlereserven ausmacht; die vermuteten Reserven liegen nach amtlichen chinesischen Angaben sogar bei 4000 Mrd. t.²¹⁶

Weiterhin kann aus der Tabelle 7 entnommen werden, daß der relative Anteil der kohlenstoffreichen festen Brennstoffe zurückgeht, sich das absolute Einsatzniveau jedoch von 1990 bis 2010 nahezu verdoppeln wird. Den höchsten relativen Zuwachs erwartet die IEA für den Primärenergieträger Öl, der im Hinblick auf Klimaschädlichkeit nur wenig günstiger als die festen Brennstoffe abschneidet. Dem kohlenstoffarmen Gas sowie den kohlenstofffreien Energieträgern Kernenergie und Wasserkraft fällt in Relation zu den festen Brennstoffen nur eine untergeordnete Rolle zu.

Tabelle 7 Primärenergieeinsatz in der Volksrepublik China

	Mtoe				v. H.			
	1971	1992	2000	2010	1971	1992	2000	2010
feste Brennstoffe	190	552	731	1026	80,7	77,8	74	70,4
Öl	40	133	204	326	16,9	18,7	20,7	22,4
Gas	3	14	29	57	1,3	1,9	2,9	3,9
Kernenergie	0	0	2	6	0	0,0	0,2	0,4
Wasserkraft	3	11	23	42	1,1	1,6	2,3	2,9
insgesamt	236	709	988	1456	100	100	100	100
Quelle: IEA (1995), S. 348								

Auf diese Weise erklärt sich die hohe Kohlenstoffabhängigkeit und damit auch die hohe Kohlenstoffintensität des chinesischen Energiesystems. Die hohe Kohlenstoffabhängigkeit ist der Grund für den im Weltmaßstab enormen Anstieg der chinesischen CO₂-Emissionen.

4.2.3 Kraftwerkswirtschaft in der VR China

Zur Deckung seines Energiebedarfs greift China, um wirtschaftliche und politische Abhängigkeit zu vermeiden und keine Devisen ausgeben zu müssen, gegenwärtig ausschließlich auf heimische Energieträger zurück. Der bisherige und der zukünftige Kraftwerksausbau stützt sich daher vor allem auf sehr schwefelhaltige Steinkohle min-

²¹³ Auch für die VR China hat die Klimarahmenkonvention der UNCED völkerrechtlich verbindlichen Charakter.

²¹⁴ Dies wird damit begründet, daß von den in der Atmosphäre kumulierten CO₂-Emissionen über 90% aus den heutigen Industrieländern stammen. Auch die Rio-Deklaration benennt die reichen Industrieländer als die Hauptverursacher der globalen Umweltprobleme.

²¹⁵ Li, N (1994), S. 718 f.; Kopfmüller, J. (1993), S. 22 ff.; Naujoks, F. (1992), S. 394 ff. und Czakainski, M. (1995), S. 690 ff.

²¹⁶ Wang, B.L. (1992), S. 211.

derer Qualität. Diese ist für den größten Teil der Schadstoffemissionen aus den Kraftwerken der VR China verantwortlich. Die Förderungsmöglichkeiten von Erdgas und Öl sind begrenzt und zudem werden diese Rohstoffe exportiert oder in der Industrie verwertet. In China haben Gas- und Ölkraftwerke, wegen ihres geringen Anteils am gesamten Energiesystem und wegen ihrer sonstigen Eigenschaften, nur einen verschwindenden Anteil am Schadstoffausstoß aus Kraftwerken.²¹⁷

In den letzten 13 Jahren hat sich die elektrische Energieversorgung Chinas schnell entwickelt. Die installierte Leistung hat von 65,9 GW im Jahre 1980 auf 180 GW im Jahr 1993 zugenommen. Trotz dieses enormen Zubaus konnte der ständig wachsende Energiebedarf bei weitem nicht gedeckt werden. Daher ist für die nächsten 10 Jahre ein Ausbau mit fossilen Kraftwerkskapazitäten um 13 GW jährlich geplant.²¹⁸

In der VR China wurden 1992 ca. 75,6% der Elektrizität in fossil befeuerten Wärmekraftwerken erzeugt. Davon werden etwa 88% der Kraftwerke mit Kohle und 12% mit Heizöl oder Gas bestückt. Der durchschnittliche energetische Nettowirkungsgrad dieser Kraftwerke liegt zwischen 24% und 28% und ist somit um 30 bis 40% niedriger als der durchschnittliche Wirkungsgrad von bundesdeutschen Kraftwerken (derzeit rund 37%).

Dafür können folgende Gründe angegeben werden: Ein Grund dafür liegt im Betrieb von kleinen veralteten ineffizienten Blöcken mit Wirkungsgraden von zum Teil unter 20%. Die gesamte Leistung dieser Blöcke beträgt 28 GW, bestehend aus Blöcken zwischen 6 und 40 MW. Als weiterer Grund ist zu nennen, daß die von chinesischen Kraftwerksbauern in den letzten Jahren in Lizenz, beispielsweise vom US-Kraftwerkshersteller Westinghouse²¹⁹, erstellten konventionellen Anlagen mit Leistungen zwischen 125 und 300 MW ihren theoretischen Nennwert von 40,5% mit etwa 31% bei weitem nicht erreichen konnten. Die Gründe dafür liegen zum einen in der niedrigen Brennstoffqualität der sehr schwefel- und aschehaltigen chinesischen Kohle, deren Ausbrand sicherlich beim Einsatz von konventionellen Verfahren nur unzureichend sein dürfte.²²⁰ Zum anderen ist zum Erreichen der theoretischen Nennwerte von Kraftwerken neben der reinen Technik (Lizenz) auch ein immenses Know-how bei der Errichtung, der Inbetriebnahme und beim Betrieb erforderlich, das nur aufgrund langjähriger Erfahrung im Kraftwerksbereich erworben werden kann.

Ein weiterer Grund für die niedrige Effizienz der chinesischen Kraftwerkswirtschaft sind die administrativ niedriggehaltenen Primärenergiekosten. So lag beispielsweise der Preis für Kohle im Jahr 1989 um 16% unter dem Weltmarktpreis. Niedrige Primärenergiekosten behindern die Ausschöpfung von Effizienzreserven in allen Bereichen der chinesischen Energiewirtschaft, auch in der Kraftwerkswirtschaft.²²¹

In Kohlekraftwerken in der VR China wurden im Jahre 1992 etwa 327,2 Mio. t Kohle verbraucht.²²² Dadurch wurden nach eigenen Berechnungen rd. 920 Mio. t CO₂²²³ freigesetzt, was etwa 38% der gesamten chinesischen CO₂-Emissionen sind.

²¹⁷ Li, N. (1994), S. 720 f. sowie Kopfmüller, J. (1993), S. 22.

²¹⁸ Li, N. (1994), S. 719 ff. sowie Siemens (1995), S. 14.

²¹⁹ Information stammt von Herrn Dr. Luhmann, einem Mitarbeiter des Wuppertalinstituts.

²²⁰ Li, N. (1994), S. 721. sowie Wang, B.L. (1992), S. 217.

²²¹ Zhong, X.Z. (1995), S. 162 f. Wiesegart, K. (1990b), S. 723.

²²² Li, N. (1994), S. 722.

²²³ Dieser Wert ergibt sich, wenn die eingesetzte Kohlemenge mit einem Kohlendioxidkoeffizient von 2,7 kg CO₂/kg Kohle multipliziert wird. Der verwendete Kohlendioxidkoeffizient ist der für Steinkohle, da diese in der chinesischen Energiewirtschaft vorwiegend eingesetzt wird.

4.2.4 Mögliche JI-Kraftwerksprojekte in der VR China

Es existiert in der VR China ein Potential für die Umrüstung fossil befeuerter Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von mindestens 115 GW, deren Blöcke größer als 40 MW sind und die nicht älter als 15 Jahre sind.²²⁴ Solche Kraftwerke können wirtschaftlich mindestens auf das Effizienzniveau der Bundesrepublik Deutschland (37%) gebracht werden. Wirtschaftlich bedeutet in diesem Zusammenhang, die zusätzlichen Anlagekosten können durch die Brennstoffkosten im Laufe der verbleibenden Betriebszeit ausgeglichen werden. Bei realistischen Primärenergiepreisen in China wäre u.U. weitere wirtschaftliche Wirkungsgradverbesserungen denkbar. Inwieweit Wirtschaftlichkeit ein Kriterium für JI-Projekte ist und inwieweit die geringen Primärenergiekosten in China ein Hindernis für Effizienzverbesserungen im Rahmen von JI-Projekten sein können, kann im Rahmen dieser Arbeit leider nicht geklärt werden. Die Wirtschaftlichkeit der JI-Projekte soll aber wegen der Bedeutung des Kapitalrückflusses für Finanzierungen ein Kriterium in dieser Arbeit sein.²²⁵

Wiesegart, K (1990a) geht beispielsweise davon aus, daß in China derzeit noch 200000 Dampferzeuger mit einem Wirkungsgrad von 50% betrieben werden, die durch moderne Dampferzeuger mit Wirkungsgraden von bis zu 94% ersetzt werden könnten. Weiter geht er davon aus, daß durch den Austausch von Einzelkomponenten (Rohrleitungen, Ventilgehäusen, Generatoren, etc.) sowie durch den Umbau von Kondensatoren erhebliche Effizienzverbesserungen zu erreichen sind. Wiesegart räumt ein, daß durch Vorschalten von Gasturbinen vor kohlebefeuerte Dampferzeuger weitergehende Wirkungsgradverbesserungen möglich sind.²²⁶ Diese Maßnahme erfordert allerdings derzeit, daß Erdgas am Kraftwerksstandort verfügbar ist.

Eine Effizienzverbesserung der genannten 115 GW Kraftwerkskapazität um 25%, was einer Anhebung des durchschnittlichen Wirkungsgrades von 30% auf 38% entspricht, würde zu einem Kapazitätswachstum von rund 29 GW führen. Dies würde eine errechnete Emissionsminderung von mindestens 90 Mio. t.²²⁷ Kohlendioxid pro Jahr bedeuten.

Das Potential für CO₂-Reduktionen ist noch größer, wenn Kraftwerksblöcke, die älter als 15 Jahre und kleiner als 40 MW sind, in JI-Projekte einbezogen würden. Vor allem der Ersatz der 28 GW veralteter ineffizienter Kraftwerke durch fortschrittlichste Kraftwerkstechnik würde eine 60%-ige²²⁸ Einsparung von CO₂-Emissionen mit sich bringen, dies wären ca. 60 Mio. t pro Jahr. Allerdings kann China nicht gezwungen werden, im Zuge des Neubaus von Kraftwerken veraltete Anlagen stillzulegen. Außerhalb des Rahmens dieser Arbeit müßte geklärt werden, ob diese Maßnahme im Rahmen von JI-Projekten vereinbart werden kann.

In China besteht ein großes Potential für die Kraft-Wärme-Kopplung, vor allem in den Ballungs- und Industriezentren.²²⁹ Dieses Potential könnte zur Reduktion der CO₂-

²²⁴ Diese Angaben wurden ermittelt aus Wang, B.L. (1992), S. 219.

²²⁵ An dieser Stelle drängt sich die Frage auf, warum die Chinesen entsprechende Maßnahmen nicht selbständig durchführen, wenn diese selbst aufgrund der niedrigen Primärenergiekosten wirtschaftlich sind. Dafür sind zwei Gründe denkbar: Erstens konzentrieren sich vermutlich sämtliche Kraftwerksbaukapazitäten in China auf die Schließung der Energieangebotslücke durch den Zubau mit nach heutigen Maßstäben wenig effizienten Kraftwerken. Zweitens muß im Fall der Umrüstung eines bestehenden Kraftwerksblocks dieser, während der Umbauphase, etwa zwei Jahre stillgelegt werden. Diese Maßnahme hat in China mit hoher Wahrscheinlichkeit die Konsequenz, daß Produktionskapazitäten an anderer Stelle zum Stillstand kommen. Dies ist aber auch ein Hindernis für die Durchführung eines solchen Projekts im Rahmen von JI.

²²⁶ Wiesegart, K. (1990a), S. 217.

²²⁷ Beim Effizienzniveau der Bundesrepublik Deutschland geht man von 3,2 Mio t CO₂ pro GW installierte fossile Kraftwerkskapazität aus. Vgl. dazu Kallmeyer, D.H (1995), S. 11.

²²⁸ Die spezifische Kohleverbrauch dieser veralteten Anlagen liegt bei über 600 g pro kWh SKE dies entspricht 1800 g CO₂ pro kWh SKE. Bei fortschrittlichen Kraftwerken liegt der spezifische CO₂-Ausstoß zwischen 740 und 800 g CO₂ pro kWh SKE.

²²⁹ Wiesegart, K. (1990a), S. 217 sowie Wang, B.L. (1992), S. 220.

Emissionen im Bereich von Haushalten und Industrie genutzt werden. Möglichkeiten der KWK liegen im Bereich der Fernwärmeauskopplung bei Großkraftwerken oder durch den Einsatz von BHKWs auch in eher ländlichen Gebieten. Eine weitere bedeutende und vermutlich kostengünstige Möglichkeit für die KWK in China, ist durch den Umbau der kleinen ineffizienten thermischen Kraftwerksblöcke gegeben. Allerdings kann eine nicht vorhandene Infrastruktur für die KWK deren Ausbaumöglichkeiten stark einschränken, beziehungsweise die JI-Kraftwerksprojekte mit KWK sehr kostspielig machen. Außerdem ist eine Bewertung der erzielten Reduktionen bei der KWK sehr schwierig.

Weiterhin plant China für die nächsten 10 Jahren einen Ausbau des bestehenden Kraftwerksparks an fossil befeuerter Kraftwerksleistung um 13000 MW pro Jahr. Im vorhergehenden Kapitel wurde deutlich gemacht, daß das technische Know-how der chinesischen Kraftwerksbauer im Bereich der Verstromung von fossilen Energieträgern hinter dem Wissensstand der führenden internationalen Kraftwerkshersteller liegt. Würde der Ausbau dieser Kapazität mit der Unterstützung von international tätigen Kraftwerksherstellern aus westlichen Industrieländern erfolgen, wäre theoretisch, aufgrund der um 25% höheren Effizienz der Kraftwerke, nur ein Ausbau von 9750 MW jährlich erforderlich. Dies würde mit einer Verminderung des Anstiegs von 10,4 Mio. t CO₂ jährlich einhergehen, dies wären bezogen auf 10 Jahre 104 Mio. t.

Zum weiteren Ausbau der chinesischen Energieversorgung wird sicherlich kurz- bis mittelfristig die konventionelle Technik die größte Bedeutung haben. Die Gründe dafür sind die geringen spezifischen Investitionskosten und das geringe technisch-wirtschaftliche Risiko dieser Technik, das sich in der hohen Versorgungssicherheit der Anlagen widerspiegelt. Außerdem ist zu vermuten, daß, falls Kooperationen zum Schutze des Klimas zustande kommen, der Kooperationswille von westlichen Kraftwerksherstellern auf dem Gebiet der konventionellen Technik größer sein wird als im Bereich der Kombikraftwerke mit der für das zukünftige Geschäft bedeutenden Gasturbinentechnologie. Nachteilig am Einsatz von konventioneller Technik ist das geringe zukünftige Entwicklungspotential dieser Technik und, daß in China vermutlich aufgrund der Mehrkosten auf Sekundärmaßnahmen zur Schadstoffrückhaltung verzichtet werden wird.

Von großer Bedeutung für China sind alle Wirbelschichtfeuerungsverfahren. Alle genannten Wirbelschichtfeuerungsverfahren sind für die stark asche- und schwefelhaltige Steinkohle Chinas hervorragend geeignet. Mit den Wirbelschichtfeuerungsverfahren, insbesondere mit den Druckwirbelschichtfeuerungsverfahren, läßt sich ein sehr guter Ausbrand und damit ein hoher Wirkungsgrad, auch beim Einsatz minderwertiger Kohle, erzielen. Außerdem läßt sich durch Wirbelschichtfeuerungssysteme eine hochgradige Minderung der Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen erzielen, ohne daß zusätzliche Sekundärmaßnahmen erforderlich sind. Die atmosphärischen Wirbelschichtfeuerungssysteme können im Bereich kleinerer Anlagen von 50 bis 200 MW thermisch eingesetzt werden, beispielsweise auch im Bereich der KWK. Im Bereich mittlerer bis großer Leistung ist ein Einsatz von Kombikraftwerken mit Druckwirbelschichtfeuerung denkbar.

Das Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und die Kohlevergasung allgemein werden Technologien sein, die sich in China durchsetzen werden. Durch die einfachere Handhabbarkeit von Kohlegas lassen sich auch die logistischen Probleme beim Kohletransport einfacher lösen. Nicht zuletzt besteht auch die Möglichkeit, daß das nicht in einem solchen Ausmaß wie Kohle verfügbare Erdgas in anderen Wirtschaftsbereichen durch Kohlegas substituiert wird. Das Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung kann ebenfalls einen enormen Beitrag zur Reduktion der lokalen und regionalen Schadstoffemissionen leisten.

Ob sich GuD-Anlagen mit oder ohne fossil befeuerten Dampferzeuger in China durchsetzen werden, ist aufgrund der geringen Erdgasmengen, die für die Stromerzeugung zur

Verfügung stehen, eher fraglich. Allerdings können gebaute GuD-Anlagen später durch Vorschaltung einer Kohlevergasung umgerüstet werden, so daß die knappe Erdgasressource geschont werden kann, oder für andere Zwecke zur Verfügung steht.

Eine weitere Reduktion der hohen CO₂-Emissionen kann durch die Ausbildung des Kraftwerkspersonals erzielt werden. Mangelndes Know-how beim Betrieb der fortschrittlichsten Anlage kann hohe Wirkungsgradverluste mit sich bringen, die durch fachliche Anleitung verhindert werden können. Die Ermittlung der erreichten CO₂-Emissionsminderung durch Ausbildungs- und Informationsleistungen gestaltet sich schwierig. Hierfür müssen noch Wege gefunden werden, um eine Anrechnung im Rahmen von JI-Projekten zu ermöglichen.

Durch die Situation in der elektrischen Energieversorgung Chinas eröffnen sich Möglichkeiten für JI-Kraftwerksprojekte, die durch Know-how- und Technologietransfer vor allem von Kraftwerksherstellern aus Industrieländern geleistet werden können. Die Möglichkeiten für JI-Kraftwerksprojekte lassen sich aufgrund der obigen Ausführungen in fünf unterschiedliche Kategorien aufgliedern:

- JI-Kraftwerksprojekte, die den energetischen Wirkungsgrad bestehender konventioneller Kraftwerke durch Umrüstung durch Vorschalten von Gasturbinen verbessern.
- JI-Kraftwerksprojekte, die veraltete, nicht mehr wirtschaftlich umrüstbare Kraftwerke durch fortschrittliche Konventionelle- oder durch Kombikraftwerke ersetzen.
- JI-Kraftwerksprojekte, die durch KWK zur CO₂-Emissionsminderung im Bereich der Haus- und Industriewärmeversorgung beitragen.
- JI-Kraftwerksprojekte, die geplante Kraftwerke derart verbessern, daß das neue Kraftwerk einen höheren energetischen Wirkungsgrad als ursprünglich geplant aufweist (Kostengründe), beziehungsweise einen höheren energetischen Wirkungsgrad aufweist als durch die inländische Kraftwerksindustrie, aufgrund von mangelndem Know-how, erreicht worden wäre.
- JI-Kraftwerksprojekte, die durch Ausbildung und Information des Kraftwerkspersonals Effizienzverluste vermeiden.

An dieser Stelle kann konstatiert werden, daß es in China ein großes Potential zur Reduktion von CO₂-Emissionen gibt. Das vorhandene Potential ist wesentlich größer als die dargestellten politisch und wirtschaftlich fragwürdigen Reduktionspotentiale in der Bundesrepublik Deutschland zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels der Bundesregierung. Die angestellten Berechnungen sollten einen Eindruck vom Reduktionspotential in China vermitteln, wie groß dieses wirklich ist, kann insbesondere für Einzelanlagen, nur von Kraftwerksexperten vor Ort geklärt werden. Außerdem darf nicht erwartet werden, daß durch JI-Projekte eine absolute Eindämmung der chinesischen Emissionen erreicht wird, lediglich ihr Anstieg kann gebremst werden.

Der Erfolg von JI-Projekten darf somit nicht an den historischen CO₂-Emissionen eines bestimmten Jahres, beispielsweise an den 2,4 Mrd. t CO₂ von 1990, gemessen werden, sondern muß sich als Differenz zu den Emissionen ergeben, die ohne diese Projekte entstanden wären.

Offen bleibt die Frage nach der Höhe der tatsächlichen Kosten für die Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten. Diese Frage ist in der wissenschaftlichen Diskussion noch offen und muß im Rahmen dieser Arbeit unbeantwortet bleiben. Es kann aber folgendes zu den JI-Projektkosten gesagt werden: Die Kosten und auch die Aufteilung der erzielten Emissionsreduktion muß zwischen den JI-Projektbeteiligten einzelvertraglich ausgehandelt werden. Für den Vertragspartner aus dem Geberland²³⁰ werden letztlich nur

²³⁰ Mit Geberland ist immer das Land des kompensierenden Unternehmens gemeint.

Kosten für zusätzliche Maßnahmen anfallen, die einerseits einen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten und andererseits ohne seine Beteiligung am Projekt nicht durchgeführt worden wären.²³¹ Es geht also nicht um die vollen Kosten, beispielsweise für den Bau eines Kraftwerks, sondern um zusätzliche Kosten für eine zusätzliche Emissionsreduktion, die ohne JI nicht erzielt worden wäre. Einen großen Anteil an den zusätzlichen Kosten für die Durchführung und Finanzierung eines JI-Projektes werden vermutlich die Kapitalkosten haben. Trotz der Unsicherheiten bei der theoretischen Ermittlung von tatsächlichen JI-Projektkosten kann davon ausgegangen werden, daß es in China eine Vielzahl von Möglichkeiten für Emissionsreduktionen an Kraftwerken gibt, deren Grenz- und Durchschnittskosten unter denen der Bundesrepublik Deutschland liegen.

4.3 Technische Anforderungen an JI-Kraftwerksprojekte

Der Umbau eines bestehenden zum Teil älteren Kraftwerksparks erfordert ein Know-how, das derzeit nur bei Unternehmen aus Industrieländern vorhanden ist, die eine jahrzehntelange Erfahrung auf dem Gebiet des Kraftwerksbaus besitzen. Die höchst sensible technische Komplexität der Kraftwerke erfordert, daß jedes bestehende Kraftwerk, das seine technisch möglichen Nennwerte nicht erreicht, genauestens analysiert wird. Auf Basis dieser technischen Analyse und anhand weiterer Rahmenbedingungen (Alter und Zustand der Anlage, Kühlmöglichkeiten, Zugang zu Energieträgern, Energiepreise, etc.) muß für jedes einzelne Kraftwerk kalkuliert werden, mit welchen technischen Maßnahmen welche Verbesserung des Nettowirkungsgrades möglichst wirtschaftlich erreicht werden kann. Auf Basis dieser Vorgehensweise ergibt sich ein Bündel von technischen Maßnahmen, das auf die vorliegende Situation technisch optimal angepaßt ist und das die Effizienzverbesserung kostengünstig ermöglicht. Nach dem Umbau der Kraftwerksanlage ist eine fachgerechte Inbetriebnahme und eine Schulung des Kraftwerkspersonals erforderlich, so daß die theoretisch ermittelten Nennwerte auch tatsächlich erreicht werden können.

Diese Darstellung macht deutlich, daß beispielsweise der einfach durchzuführende Ersatz eines veralteten Dampferzeugers (Wirkungsgrad 50%) durch einen technisch modernen Dampferzeuger (Wirkungsgrad 94%) unter Umständen keine Emissionsreduktion mit sich bringt. Es wäre beispielsweise denkbar, daß ein Unternehmen in der Bundesrepublik Deutschland den Austausch eines Dampferzeugers in einem chinesischen Kraftwerk finanziert, um sich die erzielte Emissionsreduktion anrechnen zu lassen. Theoretisch kann diese Maßnahme abhängig von den technischen Gegebenheiten eine Verbesserung des Nettowirkungsgrades von 5% erbringen. Praktisch kann diese Maßnahme, ohne eine sachkundige Analyse der Anlage, technisch und wirtschaftlich erfolglos sein. Das Gesagte gilt analog auch für die anderen genannten JI-Kraftwerksprojekttypen.

Die Durchführung von technischen Maßnahmen an Kraftwerken und auch der Bau von Kraftwerken wird ohne eine entsprechende sachkundige Unterstützung von Kraftwerksbauern aus Industrieländern immer mit Effizienzeinbußen verbunden sein. Die daraus resultierende Konsequenz ist, daß JI-Kraftwerksprojekte aufgrund der technischen Komplexität der Anlagen nicht nur einen Technologietransfer erfordern, sondern auch Know-how, das eine optimale Anpassung an die technischen Gegebenheiten ermöglicht. JI-Kraftwerksprojekte können also nur erfolgreich sein, wenn das Know-how von Kraftwerksherstellern aus Industrieländern für die Projektdurchführung zur Verfügung steht.

²³¹ Hier kann ein Strategisches Verhalten der anderen Vertragsseite nicht ausgeschlossen werden. Durch Strategisches Verhalten der anderen Vertragsseite werden u.U. Reduktionsmaßnahmen im Rahmen von JI-Projekten durchgeführt, die auch ohne den Vertragspartner aus dem Geberland durchgeführt worden wären.

4.4 Anreize für Joint Implementation

Eine notwendige Bedingung für Joint Implementation ist die Existenz nationaler Emissionsverringerungsziele, wie beispielsweise das 25%-CO₂-Minderungsziel der Bundesregierung. Die Teilnahme an JI-Projekten ist sowohl für das Geberland²³² und deren Unternehmen als auch für das Gastland²³³ und deren Unternehmen freiwillig. Joint Implementation als selbständiges Instrument kann keinen Anreiz geben, Emissionen zu reduzieren. Deshalb sind zusätzliche Anreize erforderlich, um die Durchführung von JI-Projekten anzuregen. Lediglich der Staat des Geberlandes benötigt keine zusätzlichen Anreize für die Durchführung von JI-Projekten, hier reicht das Vorhandensein einer Emissionsminderungsverpflichtung und von kostengünstigeren Vermeidungsmaßnahmen im Ausland aus.²³⁴

Die Durchführung von JI-Projekten durch den Staat kann aber mit Schwierigkeiten verbunden sein. Um kostengünstige JI-Projekte durchführen zu können, benötigt der Staat, vertreten durch eine Behörde,²³⁵ genaue Kenntnisse über technische Vermeidungsmöglichkeiten und deren Kosten. Da für die Durchführung von JI-Projekten und insbesondere im Fall von JI-Kraftwerksprojekten Informationen und ein Know-how erforderlich ist, das in der Regel nur bei Industrieunternehmen zu finden ist, sind Ineffizienzen bezüglich der Auswahl der JI-Projekte und bei der Durchführung zu erwarten. Um diesen Nachteil zu umgehen, empfiehlt es sich, die zulässige Gesamtmenge an CO₂-Emissionen auf Unternehmen oder Branchen im Inland zu verteilen und die JI-Projekte von privaten Unternehmen durchführen und finanzieren zu lassen.²³⁶

4.4.1 Anreize für Geberländer und deren Unternehmen

Unternehmen im Geberland können über eine geeignete instrumentelle Ausgestaltung zur Durchführung von JI-Projekten angeregt werden. Als Grundlage für Joint Implementation bieten sich mengenbezogene Vorgaben in Form von Auflagen oder Selbstverpflichtungsabkommen und Abgaben an. Beiden Formen liegt das gemeinsame Prinzip zugrunde, daß eine Behörde im Geberland eine Emissionsgutschrift für eine im Gastland erreichte Emissionsreduktion erteilt, die auf eine Abgabe oder eine mengenbezogene Vorgabe anrechenbar ist. Im Fall von handelbaren Emissionsrechten könnte die Emissionsreduktion durch ein JI-Projekt zu einer zusätzlichen Zuteilung von Emissionsrechten durch die zuständige Behörde führen. Bei Selbstverpflichtungsabkommen entfällt die Zuteilung durch die Behörde, da die Unternehmen beziehungsweise die Branchen das Emissionsziel in eigener Regie zu erreichen versuchen.

Ob Abgaben oder ordnungsrechtliche Vorgaben oder Selbstverpflichtungsabkommen als Grundlage für ein Joint Implementation-Konzept dienen, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht entschieden werden. Diese Entscheidung fällt letztlich im politischen Prozeß.

Die Möglichkeit JI-Projekte durchzuführen, besteht nicht allein für Unternehmen, die einer Emissionsbegrenzung oder einer Abgabe unterliegen. Anbieter von Umweltschutztechnologien oder auch Kraftwerksbauer können durchaus auf eigene Rechnung Emis-

²³² Mit Geberland ist immer das Land des kompensierenden Unternehmens gemeint. Also das Land, daß ein JI-Projekt in einem anderen Land durchführt.

²³³ Mit Gastland ist immer das Land gemeint in dem das Joint Implementation-Projekt durchgeführt wird.

²³⁴ Denkbar wäre die Durchführung von JI-Projekten durch den Staat beispielsweise durch den der Bundesrepublik Deutschland. Nach diesem Konzept verpflichtet sich der Staat, selbst für die Erreichung des gesteckten Emissionsziels zu sorgen. Bei dieser Konstellation ist es denkbar, daß der Staat im Inland Abgaben erhebt und das Aufkommen dazu nutzt, JI-Projekte im Ausland zu finanzieren. Das Emissionsziel wird dann durch die Lenkungseffekte der nationalen Abgaben im Inland und durch staatliche JI-Projekte in den Gastländern erreicht.

²³⁵ Durch das Einrichten und Betreiben einer entsprechenden Behörde würden auch erhebliche volkswirtschaftliche Ressourcen gebunden.

²³⁶ Rentz, H. (1995), S. 182 f..

onsreduktionen im Ausland erzielen, sich entsprechende Rechte gutschreiben lassen und diese gewinnbringend verkaufen.

JI-Projekte können insgesamt dazu beitragen, inländische Technologie im Ausland bekannt zu machen, so daß diese Technologien auch im Rahmen von anderen Projekten nachgefragt werden.²³⁷ Außerdem werden Unternehmen, die sich zum Schutze des Klimas engagieren, beispielsweise auch im Rahmen von JI-Projekten, einen Imagegewinn verzeichnen, der sich positiv auf ihre Wettbewerbsfähigkeit auswirkt.

Ein Anreiz für die Bundesregierung, weitergehende Beiträge zum Klimaschutz zu leisten, ist durch ihre anerkannte Vorreiterrolle im Klimaschutz gegeben. Um dieser Rolle gerecht zu werden, werden bald weitergehende Emissionsziele, u.U. emissionsbezogene Abgaben zu deren Erreichung zu erwarten sein. Durch derart harte ökonomische Anreize würde das Klimaschutzinstrument Joint Implementation sicherlich zusätzliche Attraktivität gewinnen.

4.4.2 Anreize für Gastländer und deren Unternehmen

Das Gastland wird aufgrund des Aspektes der freiwilligen Teilnahme an JI-Projekten einer Durchführung auf seinem Territorium nur zustimmen, wenn es sich genügend Vorteile und insbesondere keine Nachteile davon verspricht.

Bei einer Anwendung des JI-Konzeptes in Gastländern der Dritten Welt ergeben sich eine Reihe positiv zu wertender Nebeneffekte. Mit JI-Technologieprojekten ist ein unentgeltlicher Kapital-, Technologie- und Know-how-Transfer verbunden, der einen nachhaltigen Beitrag zur Realisierung der entwicklungspolitischen Ziele dieser Länder leisten kann. Es ist aber darauf zu achten, daß dieser Beitrag nur außerhalb oder zusätzlich zur „traditionellen Entwicklungshilfe“ erfolgt und diese nicht ersetzt. Unter Umständen kann der mit JI-Projekten verbundene Kapitaltransfer, je nach Inanspruchnahme des Gastlandes, sogar das Ausmaß der „traditionellen Entwicklungshilfe“ übersteigen. Ebenfalls direkt mit JI-Projekten verbunden ist die Schaffung von Arbeitsplätzen, denn schon aus Kostengründen wird ein Großteil der anfallenden Arbeit für das JI-Projekt von Arbeitern aus dem Gastland geleistet werden müssen.²³⁸

Den positiven Anreizen der JI-Projekte stehen auch eine Reihe von Einwänden der Gastländer entgegen. Anreize der Gastländer für Kooperationen könnten verloren gehen, weil deren niedrige Grenzvermeidungskosten von anderen Ländern „aufgebraucht“ werden. In den Gastländern steigen mit zunehmender Vermeidung die Grenzkosten der Emissionsvermeidung. Dies ist kurzfristig kein Problem, wenn sich aber zu einem späteren Zeitpunkt völkerrechtliche Vereinbarungen zur Emissionsreduktion verschärfen sollten, sind diese auch von den Entwicklungsländern nur mit höheren Grenzkosten zu erreichen. Dagegen kann eingewendet werden, daß auch in Zukunft kein souveränes Land zu Emissionsreduktionen gezwungen werden kann. Außerdem wäre es möglich, den Gastländern heute schon Zusagen zu machen, daß das Problem der Abnahme kostengünstiger Emissionsreduzierungen bei der Festlegung von zukünftigen Emissionsquoten berücksichtigt wird.

Entwicklungs- und Schwellenländern befürchten, daß Entwicklungshilfegelder zugunsten von JI-Projekten gekürzt werden. Dagegen ist einzuwenden, daß beispielsweise JI-Kraftwerksprojekte durch ihren Kapazitäts- und Ausbildungseffekt zwar einen zusätzlichen Entwicklungsbeitrag leisten können. Für diesen zusätzlichen Beitrag werden aber keine öffentlichen Gelder in Anspruch genommen, die beispielsweise im Geberland für

²³⁷ Rentz, H. (1994), S. 121 ff.

²³⁸ Schmitt, D. (1992), S. 272 sowie Rentz, (1994), S. 123 ff.

Entwicklungshilfeprojekte zur Verfügung stehen, denn die Durchführung von JI-Projekten erfolgt durch privatwirtschaftliche Unternehmen.

Häufig wird von potentiellen Gastländern auch eingewendet, daß die Industrieländer durch die Realisierung kostengünstiger Reduktionspotentiale in Entwicklungs- und Schwellenländern mittels JI kostenintensive Investitionen im Inland vermeiden könnten. Dadurch könnten sich die Industrieländer von ihren eigenen Verpflichtungen freikaufen und könnten ihren inakzeptablen Lebensstil aufrecht erhalten. Dies ist ein rein moralisches Argument, das Gesichtspunkte der ökonomischen Effizienz außer Betracht läßt.²³⁹ Außerdem ist JI in der Regel nur ein Instrument in einem Instrumentenbündel, das nicht nur die Reduktion der CO₂-Emissionen in Entwicklungsländern zum Ziel hat, sondern auch die Reduktionspotentiale in Industrieländern ausschöpfen will.²⁴⁰

4.5 Theoretische Analyse des Joint Implementation-Konzeptes

Die Möglichkeit, außerhalb des eigenen Landes Projekte zur Emissionsreduzierung zu finanzieren, erscheint dann sinnvoll, wenn dies in anderen Ländern kostengünstiger als im Inland erfolgen kann, beziehungsweise wenn dies günstiger ist als beispielsweise die Zahlung einer emissionsbezogenen Abgabe.

Als Beispiel diene ein deutsches Energieversorgungsunternehmen, das ein in China existierendes ineffizientes Kohlekraftwerk mit dem Ziel der Effizienzverbesserung umrüsten läßt. Für die Analyse von JI-Kraftwerksprojekten wird angenommen, daß jeweils ein EVU beispielsweise aus dem Geberland Bundesrepublik Deutschland (EVU A) und ein Energieversorger (EVU B) aus dem Gastland für JI-Projekte, beispielsweise aus der VR China, in Verhandlungen treten.

4.5.1 Joint Implementation bei stetigen Kostenverläufen

In Abbildung 8 sehen sich beide EVUs unterschiedlichen Grenzvermeidungskostenkurven (GVK_A , GVK_B) gegenüber. Für das Ergebnis der Analyse ist es unerheblich, ob die Grenzvermeidungskostenkurven gleich sind oder verschieden. Auch bei gleichem Verlauf der Grenzvermeidungskostenkurven gibt es schon einen Anreiz für gemeinsame Kompensationen. Es kann aber davon ausgegangen werden, daß je höher das Niveau der Energieeffizienz in einem Land, Unternehmen oder in einem Kraftwerkspark ist, umso höher sind auch die Kosten für weitere Effizienzverbesserungsmaßnahmen. Geht man von überproportional steigenden Kosten bei zunehmender Emissionsreduzierung aus, dann befinden sich die Industrieländer bereits im steilen Bereich der Grenzvermeidungskostenfunktion, während sich Länder wie beispielsweise die VR China im flacheren Bereich der Grenzvermeidungskostenfunktion befinden. Dieser Fall bildet auch die Grundlage für Abbildung 8, obwohl ein noch steilerer Verlauf der Grenzvermeidungskostenkurve für die Bundesrepublik Deutschland und ein noch flacherer Verlauf für China denkbar wäre.

Im Status Quo werden die Höchstmengen (E_A^{\max} , E_B^{\max}) an Kohlendioxid ohne Anstrengungen zur Vermeidung emittiert, da die Nutzung der Atmosphäre keinerlei Restriktionen unterworfen ist. Im potentiellen Geberland A wird nun exogen eine gewünschte Zielmenge an Emissionen E_0 festgelegt.

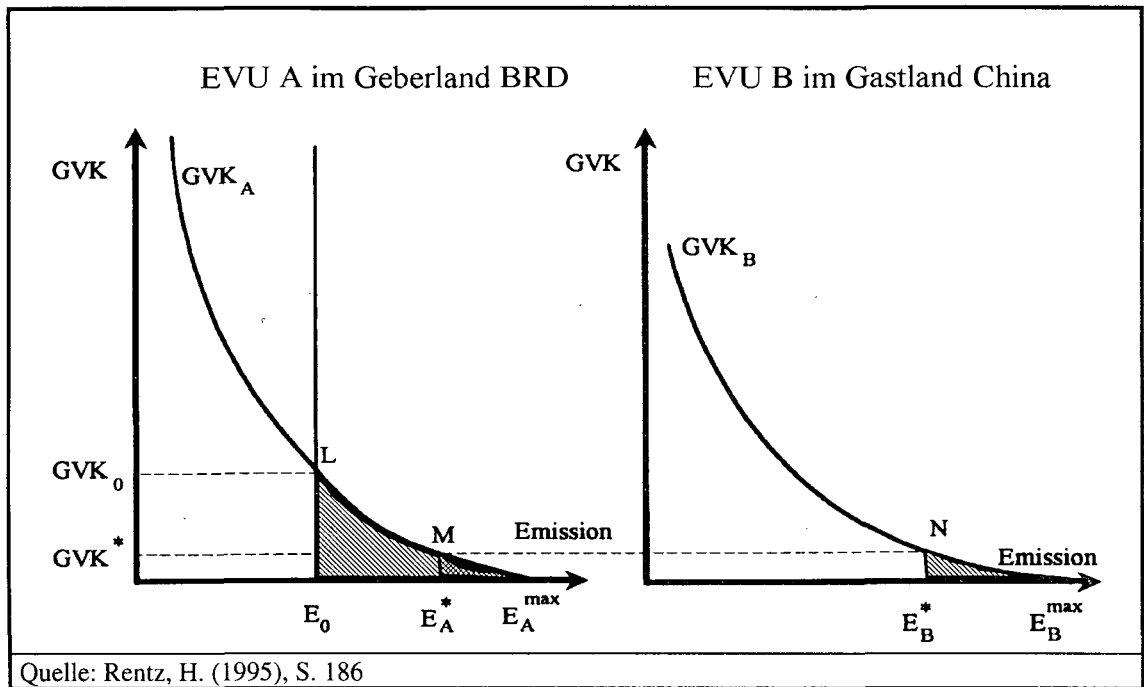
Kommt es zu JI-Projekten, wird die geforderte Emissionsreduktion ($E_A^{\max} - E_0$) in beiden Ländern zusammen erbracht, wodurch sich die Grenzvermeidungskosten von beiden

²³⁹ Dieses Argument steht nicht im Einklang mit Art. 3, Abs. 3 KRK, der die Vertragsstaaten auffordert, Maßnahmen zum Klimaschutz kosteneffektiv durchzuführen.

²⁴⁰ Michaelowa, A. (1995), S. 20 ff. sowie Rentz, O. (1996), S. 2 ff.

Energieversorgern angleichen. Welche Menge in welchem Land eingespart wird, hängt vom Verlauf der jeweiligen Grenzvermeidungskostenfunktionen ab. Diese bestimmen ebenfalls die Höhe der Kosten zur Vermeidung der letzten, gerade nicht mehr emittierten Einheit.

Abbildung 8 Funktionsweise und ökonomische Effizienz von Joint Implementation



Bei Reduktion der geforderten Gesamtmenge ($E_A^{\max} - E_0$) allein im Kraftwerkspark von EVU A entstanden Kosten, die der Fläche unter der Grenzvermeidungskostenkurve von A zwischen den Punkten L und E_A^{\max} entsprechen, also der Fläche $[E_0 \text{ L } E_A^{\max}]$. Wird die Reduktion in beiden Unternehmen kostenminimal erbracht, entstehen Gesamtkosten in Höhe der Flächen $[M \text{ } E_A^* \text{ } E_A^{\max}]$ plus $[N \text{ } E_B^* \text{ } E_B^{\max}]$. Der gesamte kalkulatorische Gewinn in Höhe von $[L \text{ } E_0 \text{ } E_A^* \text{ } M]$ abzüglich $[N \text{ } E_B^* \text{ } E_B^{\max}]$ kann nun je nach Verhandlungsergebnis zwischen beiden Parteien aufgeteilt werden. Die Grenzvermeidungskosten pendeln sich nach erfolgten Kompensationen in beiden Unternehmen bei GVK^* ein, da hier die im EVU B erreichte Emissionsreduktion gerade die noch fehlende Reduktion in EVU A ausgleicht und es gilt: $(E_B^{\max} - E_B^*) = (E_A^* - E_0)$.²⁴¹

Der beschriebene Fall beruht auf der Annahme stetig differenzierbarer Grenzvermeidungskostenfunktionen. Für die praktische Anwendung des Joint Implementation-Konzeptes im Kraftwerksbereich muß dagegen von diskreten Kostensprüngen ausgegangen werden. Für die Vermeidung von Emissionen an einem Kraftwerk sind hohe Investitionen erforderlich, die frühzeitig anfallen und dann zu einer umfangreichen Emissionsreduktion führen. Die graphische Darstellung kann in diesem Fall nicht mehr mit stetigen Grenzvermeidungskostenverläufen sondern nur mit absoluten Kosten erfolgen.

4.5.2 Joint Implementation bei diskreten Kostensprüngen

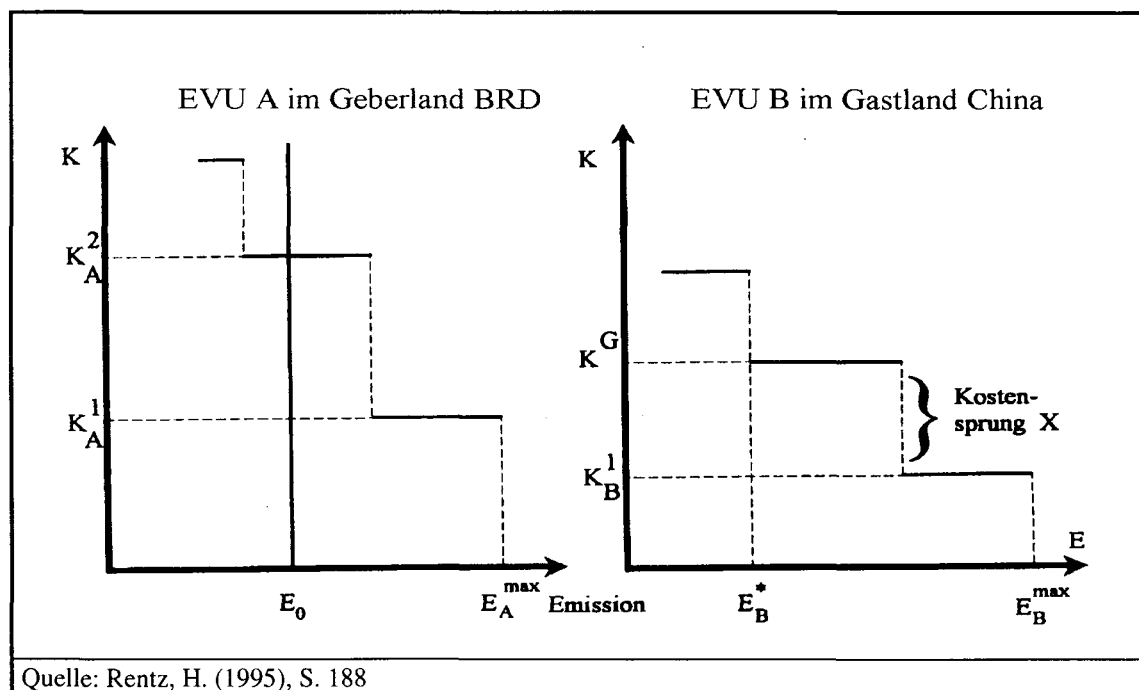
EVU A im Geberland ist aufgrund einer Auflage nur eine Emission in Höhe von E_0 erlaubt. Die Gesamtkosten belaufen sich bei einer alleinigen Reduktion durch EVU A auf K_A^2 , da die geforderte Emissionsmenge von $(E_A^{\max} - E_0)$ auf zwei Stufen vermieden wer-

²⁴¹ Rentz, H. (1995), S. 185 f.

den muß. Im gegebenen Beispiel kann EVU A die Emissionsreduktion dagegen kostengünstiger bei Energieversorger B erreichen. Hier fallen auf der ersten Reduktionsstufe nur Kosten in Höhe von K_B^1 an, die erste Reduktion wird also hier erfolgen. Da die gesamte geforderte Emissionsreduktion von $(E_A^{\max} - E_0)$ noch nicht erreicht ist, muß an anderer Stelle, beziehungsweise mit weitergehenden technischen Maßnahmenbündeln, vermieden werden. Es gilt abzuwägen, ob der zusätzliche Kostensprung X in EVU B im Gastland China für EVU A im Geberland mehr oder weniger Kosten verursacht als eine Emissionsreduktion im eigenen Kraftwerkspark. Ist der Kostensprung X kleiner als K_A^1 , wie in Abbildung 9 dargestellt, erfolgt auch die zusätzliche Emissionsvermeidung im Kraftwerkspark von Energieversorger B in China. Im umgekehrten, nicht dargestellten Fall erfolgt sie im Kraftwerkspark von EVU A in Deutschland.

Die Gesamtreduktion in Höhe von $(E_A^{\max} - E_0)$ wird nur zufällig erreicht werden, wenn E_0 genau mit einem Kostensprung zusammenfällt. In der Mehrzahl der Fälle wird das insgesamt zulässige Emissionsniveau von E_B^{\max} plus E_0 unterschritten und damit das exogen festgelegte ökologische Ziel übererfüllt. Durch die Übererfüllung des Standards E_0 wird ein positiver Beitrag zur Erreichung der tatsächlichen ökologischen Erfordernisse geleistet. In Abbildung 9 wird diese Übererfüllung deutlich durch die Differenz der Strecken $(E_B^{\max} - E_B^*)$ und $(E_A^{\max} - E_0)$. Können die Emissionsrechte gehandelt werden, besteht für das EVU A die Möglichkeit, die überschüssigen Rechte an andere Unternehmen in Deutschland, die ihr Reduktionsziel nicht erfüllen können, zu verkaufen. Bezüglich der durchschnittlichen Vermeidungskosten kann in diesem Fall allein gesagt werden, daß sie sich zwar tendenziell angleichen, aber nur zufällig ausgleichen werden.²⁴²

Abbildung 9 Joint Implementation bei diskreten Kostensprüngen



²⁴² Im Fall diskreter Kostensprünge ist mit durchschnittlichen Vermeidungskosten zu argumentieren, da die Grenzvermeidungskosten, sofern die betrachtete marginale Einheit nicht gerade auf einem Kostensprung liegt, immer gleich Null ist (Rentz, H. (1995), S. 187 f.).

4.6 Mögliche Hindernisse für JI-Kraftwerksprojekte

In diesem Kapitel soll auf Hindernisse aufmerksam gemacht werden, die trotz vorhandener kostengünstigerer Emissionsreduktionsmöglichkeiten in Gastländern wie beispielsweise der VR China die Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten blockieren können.

4.6.1 Such-, Transaktions- und Kontrollkosten

Das Zustandekommen von Joint Implementation-Projekten kann durch erhebliche Such- und Transaktionskosten verhindert werden. Zudem können für die Kontrolle der Projekte unangemessen hohe Kontrollkosten anfallen.

4.6.1.1 Suchkosten bei JI-Kraftwerksprojekten

Die Markttransparenz für JI-Kraftwerksprojekte in China ist für ein interessiertes Unternehmen aus einem Geberland, beispielsweise für ein EVU aus Deutschland, gering. Wenn die Suchkosten von Unternehmen aus dem Geberland die zu erzielenden Kosteneinsparungen übersteigen, dürfte die Suche nach einem geeigneten Projekt früh abgebrochen werden, ohne daß letztlich eine Kompensation zustande kommt.

Dies ist ein weiterer Grund, die internationale Kraftwerksindustrie in Joint Implementation-Projekte in der VR China einzubeziehen. Internationale Kraftwerksbauer haben gegenüber an JI-Projekten interessierten nationalen Unternehmen den Vorteil, daß sie den für sie bedeutenden asiatischen Kraftwerksmarkt einschließlich der Kraftwerksbetreiber und der zuständigen Behörden von früheren Projekten aus eigenem Geschäftsinteresse kennen. In der Regel besitzen die international tätigen Kraftwerksbauer in China Vertriebszentren und nicht selten bestehen schon Kooperationen mit chinesischen Unternehmen, die für die Durchführung von Reduktionsmaßnahmen nützlich sind.²⁴³ Zudem sind die weltweit tätigen Kraftwerksbauer aufgrund der Erfahrung von früheren Projekten mit der dort gewünschten, erforderlichen und angewandten Technik vertraut.

Insgesamt kann aus den genannten Punkten geschlossen werden, daß die Suchkosten bei auf dem chinesischen Markt präsenten internationalen Kraftwerksbauern geringer sind als bei Unternehmern aus dem Geberland, die selbständig auf der Suche nach JI-Kraftwerksprojekten sind.

4.6.1.2 Transaktionskosten bei JI-Kraftwerksprojekten

Von der Suche bis zum Abschluß eines JI-Kraftwerksprojektes fallen neben den Suchkosten noch weitere Transaktionskosten an. Auch die Transaktionskosten jenseits der Suchkosten sind für die internationalen Kraftwerksbauer aufgrund von schon bestehenden Geschäftsverbindungen geringer als für die Unternehmen, die ein einmaliges Joint Implementation-Projekt durchführen wollen. Dafür können zwei Gründe angegeben werden. Erstens können Kosten, die aufgrund der Unsicherheit bei einer einmaligen Transaktion anfallen, eingespart werden. Zweitens ist ein internationaler Kraftwerksbauer in der Situation, so zu verhandeln, daß die für ein einmaliges Projekt abgeschlossenen Vertragsbedingungen für Folgeprojekte übernommen werden können. Bei sich oftmals wiederholenden Transaktionen können also Erfahrungswerte und Lerneffekte zur Kosteneinsparung bei der Abwicklung von Vereinbarungen genutzt werden.

4.6.1.3 Kontrollkosten bei JI-Kraftwerksprojekten

Bei der Durchführung von JI-Projekten stellen die Kontrolle und die damit verbundenen Kontrollkosten ein häufiges Hindernis dar. Auch wenn nicht unterstellt wird, daß die Möglichkeiten, unkorrekte Angaben zu machen, in der Realität genutzt werden, muß doch eine Überwachung erfolgen, um dies auszuschließen.

²⁴³ Siemens (1995), S. 14.

Im Falle der Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten durch international tätige Kraftwerksbauer wird es möglich, den Kontrollaufwand und damit auch die Kontrollkosten zu begrenzen. Dies kann dadurch begründet werden, daß nicht eine unüberschaubare Anzahl von kompensierenden Einzelunternehmen kontrolliert werden muß, die unter Umständen nur ein einmaliges JI-Projekt durchführen, sondern daß eine recht geringe Anzahl von Kraftwerksunternehmen eine Vielzahl von Projekten durchführt. In dieser Situation wird es beispielsweise für die kontrollierende Instanz möglich, nur stichprobenartig einzelne JI-Projekte zu kontrollieren. Allerdings kann die vermutlich weniger effiziente Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten durch andere Akteure weiterhin insgesamt hohe Kontrollkosten bei der kontrollierenden Instanz verursachen. Kostenvorteile für Kraftwerksbauer könnten sich ergeben, wenn die Kontrollkosten für die JI-Projektdurchführung entsprechend dem Kontrollaufwand vom Projektträger übernommen werden müßten.

4.6.2 Kostensprungproblematik bei JI-Kraftwerksprojekten

Für die Vermeidung von Emissionen an einem Kraftwerk sind hohe Investitionen erforderlich, die frühzeitig anfallen und dann zu umfangreichen Emissionsreduktionen führen. Diese Kostensprünge führen für ein einzelnes Unternehmen, beispielsweise für ein EVU, zu einer „Alles-oder-Nichts“-Entscheidung. Entweder wird die Investition nicht durchgeführt, weil die Investitionskosten für den Kostensprung weit höher sind als die Umrüstung des eigenen Kraftwerksparks oder beispielsweise eine zu zahlende Abgabe, oder die Investition wird durchgeführt, und es kommt zu einer Übererfüllung der verlangten Reduktion. Das letztere macht den mit zusätzlichem Aufwand verbundenen Weiterverkauf der Emissionsrechte für das Unternehmen erforderlich.

Insofern wäre die Abwicklung von Kompensationsprojekten durch international tätige Kraftwerksbauer besonders sinnvoll. Die aus der Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten vom internationalen Kraftwerksbauer erworbenen Emissionsgutschriften könnten bei der Planung eines Kraftwerks in der Bundesrepublik Deutschland antizipiert werden, d.h. Kraftwerke können zusammen mit vorhandenen Emissionsgutschriften für die zusätzlich frei werdenden Emissionen an EVUs verkauft werden. Denkbar wäre aber auch ein gewinnbringender Handel mit Emissionsgutschriften unabhängig von konkreten Projekten. In jedem Fall bekommen die an Emissionstiteln interessierten Unternehmen genau die von ihnen benötigte Menge, ohne daß ein zusätzlicher Aufwand beispielsweise durch den Verkauf von überzähligen Titeln entsteht. Daher wäre die Abwicklung von JI-Projekten durch Kraftwerksbauer auch für Unternehmen (EVUs, usw.) des Geberlandes wünschenswert, weil die Entscheidung, ob beispielsweise eine Abgabe gezahlt werden soll oder ob eine in Bezug auf die tatsächlich anfallenden Kosten wenig transparente Vermeidungsmaßnahme in einem Nehmerland finanziert werden soll, nicht mehr anfällt. Es muß statt dessen nur noch entschieden werden, ob es günstiger ist, Emissionsgutschriften zu erwerben oder eine Abgabe zu zahlen.

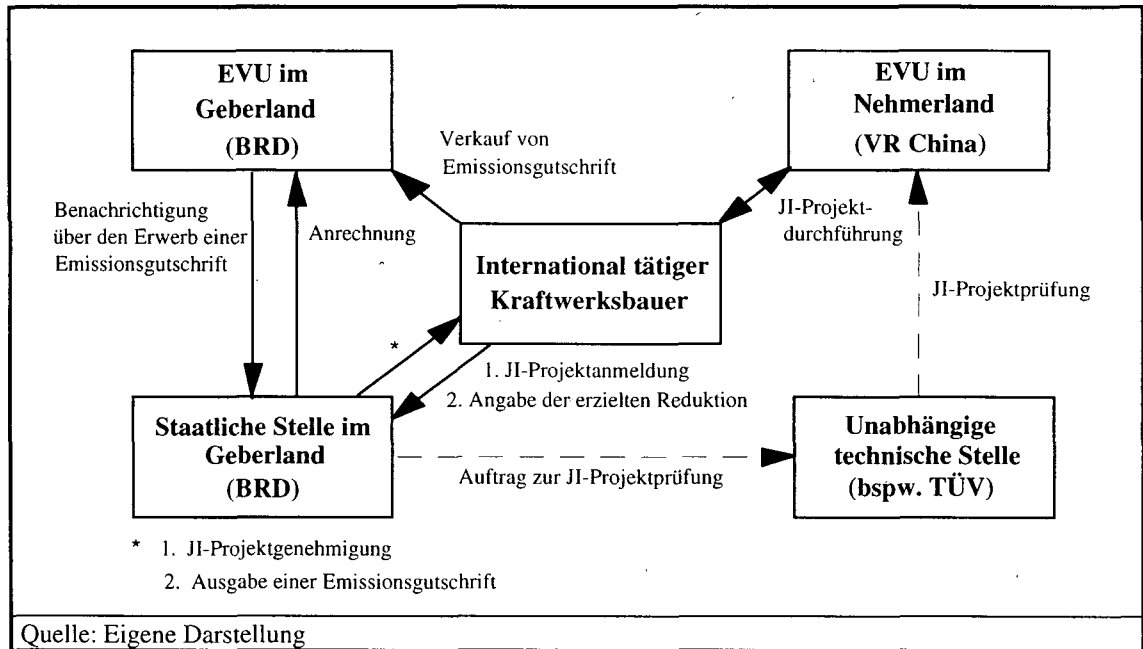
4.7 Ausgestaltungsmöglichkeit von JI-Kraftwerksprojekten

Aus den in den Kapiteln 4.3 und 4.6 genannten technischen und ökonomischen Gründen wird ersichtlich, daß vor allem in Ländern wie der VR China zur Erschließung von vorhandenen günstigen CO₂-Reduktionspotentialen im Kraftwerksbereich die Unterstützung von international tätigen Kraftwerksherstellern erforderlich ist. Es ist deshalb sinnvoll, Konzepte für die Abwicklung von JI-Projekten zu entwickeln, die einen Beitrag von international tätigen Kraftwerksbauunternehmen erlauben.

Ein Konzept könnte so aussehen (Abbildung 10), daß ein international tätiger Kraftwerksbauer die Durchführung eines JI-Kraftwerksprojektes in China bei einer für JI-

Projekte zuständigen staatlichen Stelle anmeldet. Die staatliche Stelle könnte dieselbe Stelle sein, die auch für die Erhebung beispielsweise einer CO₂-Abgabe zuständig ist. Die Anmeldung erfolgt, indem der Kraftwerksbauer den Ausgangszustand des JI-Kraftwerksprojektes und das theoretisch vorhandene Vermeidungspotential beschreibt. Allerdings muß sich das entsprechende Gastland dazu bereit erklären JI-Projekte auf seinem Territorium durchführen zu lassen. Hiermit wird noch einmal der Aspekt der Freiwilligkeit von JI betont. Nach der Durchführung des JI-Kraftwerksprojektes durch Bau oder Umbau von Kraftwerken im Nehmerland China schreibt der Kraftwerksbauer einen Bericht über den Projektverlauf mit Angabe der erreichten Emissionsreduktion.

Abbildung 10 Ausgestaltungsmöglichkeiten von JI-Kraftwerksprojekten am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland und der VR China



Es steht der staatlichen Stelle offen, die Angaben des Kraftwerksbauers vor und/oder nach der Abwicklung des Projektes durch eine unabhängige technische Stelle, wie beispielsweise den TÜV, prüfen zu lassen. Es wird von der zuständigen Stelle in der Höhe der erzielten Emissionsreduktion eine Gutschrift ausgestellt, die vom Kraftwerksbauer weiterverkauft werden kann. Die von einem Unternehmen im Geberland gekaufte Gutschrift kann dann von der staatlichen Stelle auf eine ansonsten zu zahlende Abgabe angerechnet werden. Da JI-Projekte auch in vielen anderen Bereichen möglich sind ist ein Wettbewerb zur Erzielung kostengünstiger Reduktionen denkbar. Ob aus dem Verkauf der erworbenen Emissionsrechte ein Gewinn zu erwarten ist, hängt von den Kosten für die JI-Projektdurchführung und von den Verhältnissen im Geberland ab.

4.8 Anreize für Kraftwerksbauer für die Durchführung von JI

Anreize für internationale Kraftwerksbauer, sich an JI-Projekten zu beteiligen, können neben der Möglichkeit einen Gewinn zu erzielen auch darin gesehen werden, daß durch die Teilnahme an JI-Projekten die Technologie der Kraftwerksbauer im Nehmerland noch stärker verbreitet und bekannt wird. Dies wäre sicherlich für die Wettbewerbsfähigkeit des Kraftwerksbauers im Rahmen von anderen Projekten von Vorteil. Im Nehmerland würde sich die Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten positiv auf das Image von Kraftwerksunternehmen auswirken, die einen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

5 Möglichkeiten und Grenzen von JI-Kraftwerksprojekten zwischen Deutschland und der VR China

Die Gefahren einer globalen Klimaänderung sind in den meisten Ländern der Erde spätestens seit dem Erdgipfel in Rio (UNCED) bekannt. Die Heterogenität der Interessen hat jedoch verhindert, daß auf dieser Konferenz verbindliche Reduktionsvorgaben akzeptiert wurden. Einzelne Staaten, darunter die Bundesrepublik Deutschland, haben sich jedoch verpflichtet, ein bestimmtes klimawirksames Spurengas CO₂, auf nationaler Ebene zu reduzieren. CO₂-Emissionen gehen maßgeblich auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe zurück. Daher stammt ein Großteil der CO₂-Emissionen aus Verbrennungsprozessen in fossilen Kraftwerken. Dementsprechend bedeutet eine Einschränkung dieser Emission eine Umstrukturierung des Primärenergieeinsatzes in Kraftwerken von kohlenstoffreichen hin zu kohlenstofffreien oder kohlenstoffarmen Energieträgern und eine Erhöhung der energetischen Effizienz der Kraftwerke. Gerade die Erhöhung der energetischen Effizienz verursacht in einem Land wie der Bundesrepublik Deutschland hohe Kosten, trotz des dort bei Kraftwerksherstellern vorhandenen technischen Potentials mit dem entsprechenden Know-how. Diese hohen Kosten gehen auf das bereits im internationalen Vergleich hohe Wirkungsgradniveau der Kraftwerke zurück.

Die Vermeidung von CO₂-Emissionen stellt ein globales Gut dar, da die ökologischen Auswirkungen einer CO₂-Reduktion unabhängig vom Ort der Reduktion sind. Deshalb können Reduktionen an einer Stelle durch Zusatzemissionen an anderer Stelle kompensiert werden. Der Joint Implementation-Ansatz greift diese Tatsache auf, und schlägt deshalb vor, daß nationale Emittenten, die sich zu einer Reduktion verpflichtet haben, diese Reduktionen an einem Ort ihrer Wahl, beispielsweise in der VR China, durchführen zu lassen.

Das Energiesystem der VR China ist gekennzeichnet durch eine hohe Kohlenstoffabhängigkeit und eine geringe gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz. Daher gehört China heute schon zu den größten CO₂-Emittenten der Welt. Die zukünftigen CO₂-Emissionen der VR China werden vermutlich ein Ausmaß erreichen, das sämtliche Anstrengungen der westlichen Industrieländer zur CO₂-Reduktion wirkungslos macht. Andererseits sind in China aber aufgrund der geringen energetischen Effizienz und aufgrund der hohen Kohlenstoffabhängigkeit des chinesischen Energiesystems CO₂-Reduktionen im internationalen Vergleich kostengünstig durchzuführen. Dies sind Gründe, die VR China in eine international koordinierte Klimapolitik, z.B. im Rahmen von JI-Kraftwerksprojekten einzubeziehen. Die Anreize für die Durchführung gemeinsamer JI-Projekte wären sowohl in der VR China also auch in der Bundesrepublik Deutschland dafür ausreichend. Allerdings könnten härtere ökonomische Instrumente, wie beispielsweise Abgaben oder ein System handelbarer Emissionsrechte, die Anreizwirkung für JI noch verstärken.

In dieser Arbeit wurde gezeigt, daß es in der VR China eine Vielzahl von Technischen Optionen zur CO₂-Reduktion gibt, deren Grenz- und Durchschnittskosten unter denen der Bundesrepublik Deutschland liegen. Das vorhandene Reduktionspotential in China ist wesentlich größer als die zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels bestehenden Reduktionspotentiale in der Bundesrepublik Deutschland. Außerdem sind zum Erreichen der in Art. 2 KRK festgelegten Emissionsreduktionen früher oder später sowieso Kompensationen in anderen Ländern erforderlich.

In dieser Arbeit wurde am Beispiel der VR China gezeigt, daß die Durchführung von JI-Kraftwerksprojekten aus technischen und auch aus ökonomischen Gründen nur gelingen

kann, wenn die Technologien, die Marktkenntnisse und das Know-how von internationalen Kraftwerksherstellern bei der Projektdurchführung zur Verfügung stehen. Daher bietet es sich auch an, daß die Kraftwerkshersteller aufgrund vorhandener Anreize JI-Projekte in eigener Regie durchführen. Daher sind auf nationaler Ebene, beispielsweise in der Bundesrepublik Deutschland oder der EU Konzepte erforderlich, die eine Einbindung international tätiger Kraftwerkshersteller in CO₂-Minderungsstrategien erlauben. Auf internationaler Ebene müssen völkerrechtliche Wege gefunden werden, die es erlauben die Technologien und das Know-how von weltweit tätigen Unternehmen in den Dienst des Klimaschutzes zu stellen.

Folgende Fragen konnten bei der Bearbeitung dieser Arbeit nicht oder nicht zufriedenstellend gelöst werden und könnten somit eine Anregung für weitergehende Arbeiten sein:

- Es konnte keine Aussagen gemacht werden, wie hoch die Kosten für die Durchführung von JI-Kraftwerksprojekte in der VR China wirklich sind, und wie sich diese Kosten zusammensetzen. Die Kosten, beispielsweise für den Bau eines fortschrittlichen Kraftwerks, werden sicherlich nicht im vollen Umfang von Unternehmen aus Geberländern getragen, um letztlich Emissionsgutschriften zu erhalten. Vielmehr geht es um zusätzliche Kosten, die geleistet werden müssen, um einen Beitrag zum Klimaschutz zu erreichen. Eine wichtige Rolle spielen dabei sicherlich die Kapitalkosten, die einen großen Anteil an den Gesamtkosten für die Finanzierung von JI-Projekten haben dürften.
- Offen bleibt auch, wie verhindert werden kann, daß durch JI-Projekte beispielsweise Maßnahmen zur Effizienzverbesserung abgedeckt werden, die ohnehin, d.h. ohne die Hilfe von Drittländern durchgeführt worden wären.
- Es konnte nicht geklärt werden, inwieweit nicht deckende Energiepreise in der VR China die Durchführung von JI-Projekten in Frage stellen können. Die nicht deckenden Energiepreise verhindern, daß die vorhandenen Effizienzpotentiale ausgeschöpft werden können.
- JI-Kraftwerksprojekte haben einen Kapazitätseffekt, der durch den finanziellen Beitrag der Nehmerländer für die Energieproduzenten im Gastland keine oder nur geringe Kosten verursacht. Dies könnte das Nutzenergieangebot verbilligen. Ein günstigeres Nutzenergieangebot könnte eine Nachfrageausweitung nach sich ziehen, welche die erzielten Emissionsreduktionen kompensieren könnte.

6 Literaturverzeichnis

- Alber, Gotelind/Fritsche, Uwe (1992): *Energieraport Europa - Daten zur Lage - Ein Binnenmarkt für Energie? - Strategien für eine europäische Energiewende*, Frankfurt a. Main: S. Fischer, 1991.
- Amelung, Torsten (1991): *Internationale Transferzahlungen zur Lösung globaler Umweltprobleme dargestellt am Beispiel tropischer Regenwälder*, in: *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht*, Jg. 14 (1991), Heft 1, S. 159 - 178.
- Barbier, E. B./Pearce D. W. (1990): *Thinking Economically About Climate Change*, in: *Energy Policy*, Vol. 18 (1990), S. 11 - 18.
- Bauer, Antonie (1993): *Der Treibhauseffekt - eine ökonomische Analyse*, Tübingen: Mohr, 1993 (Diss.).
- Beer, H. (1981): *Vorlesungsskriptum zur Vorlesung Thermodynamik I und II, Fachgebiet Technische Thermodynamik an der Technischen Hochschule Darmstadt*, Darmstadt: Selbstdruck, 1981.
- Bertmann, Udo (1995): *Entwicklungsstand der Technologien zur energetischen Nutzung von Steinkohle unter besonderer Berücksichtigung von Umweltaspekten*, in: *Energieanwendung*, 44. Jg. (1995), Heft 3, S. 54 - 59.
- Bohm, Peter (1993): *Making carbon-emissions quota agreements more efficient - Joint Implementation vs. quota tradeability*, Internationales Institut für angewandte Systemanalyse (IIASA), Laxenburg bei Wien: Selbstdruck, Oktober 1993.
- Bornhoeft, D. (1992): *Chinas ehrgeizige Pläne für den Ausbau der Elektrizitätsversorgung*, in: *Siemens Power Journal*, Heft 1/1992, S. 26 - 33.
- Borsch, Peter/Wagner, Hermann-Josef (1992): *Energie und Umweltbelastung*, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1992.
- Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.) (1994): *Beschluß der Bundesregierung vom 29. September 1994 zur Verminderung der CO₂-Emissionen und anderer Treibhausgasemissionen in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des Zwischenberichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“ (IMA CO₂-Reduktion)*, Bonn: Selbstdruck, 1994.
- Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.) (1992): *Umweltschutz in Deutschland - Nationalbericht der Bundesrepublik Deutschland für die Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung in Brasilien im Juni 1992 sowie Perspektiven einer weltweiten umweltverträglichen Entwicklung*, Bonn: Selbstdruck, 1992.
- Burges, K. (1992): *Europäische Energiecharta und aktive CO₂-Politik in Europa*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 42. Jg. (1992), Heft 11, S. 748 - 753.
- Burkel, W. (1992): *Kraft-Wärme-Kopplung für industrielle Anwendungen*, in: *Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung*, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 123 - 130.
- Buttgereit, R. (1992): *Die Klimaschutzpolitik der Europäischen Gemeinschaften im Lichte weltweiter Umweltpolitik*, in: *Zeitschrift für angewandte Umweltforschung*, 5. Jg. (1992), Heft 2, S. 266 - 275.
- Cansier, Dieter (1991): *Bekämpfung des Treibhauseffekts aus ökonomischer Sicht*, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1991.

- Czakainski, Martin (1995): Globale Energieversorgung: Was kann die Zukunft von uns erwarten? - Erkenntnisse der 16. Weltenergiekonferenz 1995 in Tokio, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45. Jg. (1995), Heft 11, S. 690 - 696.
- Dreyhaupt, Franz J. (Hrsg.) (1994): VDI-Lexikon Umwelttechnik, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1994.
- Düngen, Helmut/Schmitt, Dieter (1993): Klimapolitik - Chancen für internationale Kompensationslösungen, in: Wirtschaftsdienst Nr. 12/1993, S. 649 - 654.
- Dumsky, G. (1992): Kraftwerke und CO₂-Minderung, in: CO₂-Minderung durch Staatliche Maßnahmen- Instrumente, Wettbewerb, Akzeptanz, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 997/1992, S. 25 - 42.
- Endres, Alfred (1994): Umweltökonomie - Eine Einführung, Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft, 1994.
- Endres, Alfred (1995): Zur Ökonomie internationaler Umweltschutzvereinbarungen, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, 18. Jg. (1995), Heft 2, S. 143 - 178.
- Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (Hrsg.) (1991): Schutz der Erde - Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik, Teilband II, Bonn: Economica Verlag/Karlsruhe: Verlag C. F. Müller, 1991.
- Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (Hrsg.) (1992): Klimaänderung gefährdet globale Entwicklung - Zukunft sichern - Jetzt handeln, Bonn: Economica Verlag/Karlsruhe: Verlag C. F. Müller, 1992.
- Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestags (Hrsg.) (1994): Empfehlungen für die 1. Vertragsstaatenkonferenz zum Rahmenübereinkommen über Klimaänderungen (Klimarahmenkonvention) vom 28. März bis 7. April 1995 in Berlin/Bonn: Economica Verlag, 1994.
- Eßer, Claudia (1994): Die Elektrizitätswirtschaft im europäischen Binnenmarkt - Gestaltungsvarianten und Entwicklungstendenzen, Idstein: Schulz-Kirchner, 1994 (Diss.).
- Ewringmann, D./Hansmeyer, K.-H. (1991): CO₂-Abgaben - Gratwanderung zwischen Effizienz und Praktikabilität, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, Jg. 14 (1991), Heft 2, S. 115 - 132.
- Faber, Malte/Jöst, Frank/Proops, John (1994): Wirtschaftliche Aspekte des Kohlendioxid-Problems, in: Spektrum der Wissenschaft, Digest 1/1994 (Umwelt - Wirtschaft), S. 90 - 98.
- Faross, Peter (1993): Die geplante CO₂-Energiesteuer in der Europäischen Gemeinschaft, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 43. Jg. (1993), Heft 5, S. 295 - 298.
- Förstner, Ulrich (1993): Umweltschutztechnik - eine Einführung, 4. überarb. und erw. Auflage, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1993.
- Frey, Rene L./Stahelin-Witt, E./Blöchinger, H. (Hrsg.) (1993): Mit Ökonomie zur Ökologie, Basel/Frankfurt a. Main: Helbing und Lichtenhahn, 1991.
- Gelbe, H. (1987): Kondensation und Rückkühlung, in: Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau, hrsg. von W. Beitz und K.-H. Küttner, 16., korrigierte Auflage, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1987.
- Geping, Qu (1992): China's dual trust strategy - Economic Development and Environmental Protection, in: Energy Policy, 20 Jg. (1992), S. 500 - 506.
- Graßl, Hartmut (1995): Die Klimadebatte - Bestätigung aber erhöhte Komplexität, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45. Jg. (1995), Heft 1/2, S. 40 - 44.

- Grothkamp, Th./Ständer, K. (1992): Möglichkeiten und Grenzen der Kraft-Wärme-Kopplung zur CO₂-Minderung, in: Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 111 - 121.
- Grubb, Michael (1990): Strategien zur Eindämmung des Treibhauseffektes, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 14. Jg. (1990), Heft 3, S. 167 - 177.
- Hauenschild, R. (1995): Kombikraftwerke mit höchsten Wirkungsgraden und niedrigsten Emissionen unter Einsatz der Gasturbine GT 26, in: VGB Kraftwerkstechnik, 75. Jg. (1995), Heft 6, S. 487 - 493.
- Hebel, G./Kotschenreuther, H. (1990): Wirkungsgradverbessernde Maßnahmen an bestehenden Kraftwerken, in: Kraftwerkstechnik 2000 - Ressourcenschonung und CO₂-Minderung (Vorträge auf einer VGB-Konferenz am 21. und 22. Februar 1990), hrsg. vom Verein der Großkraftwerksbetreiber (VGB), Essen: Selbstdruck 1990, S. 30 - 35.
- Heiermann, H./Zimmermeyer, G. (1992): Die Emissionsentwicklung in der Bundesrepublik Deutschland - ein Modellfall für andere Länder, in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK), 44 Jg. (1992), Heft 9, S. 377 - 382.
- Heinloth, Klaus (1993): Energie und Umwelt - Klimaverträgliche Nutzung von Energie, Stuttgart: Teubner/Zürich: Verlag der Fachvereine, 1993.
- Heister, Johannes/Klepper, Gernot/Michaelis Peter (1991): Umweltpolitik mit handelbaren Emissionsrechten - Möglichkeiten zur Verringerung der Kohlendioxid und Stickoxidemissionen, Kieler Studien Nr. 237, hrsg. von Horst Siebert, Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel, Tübingen: Mohr, 1991.
- Heister, Johannes/Klepper, Gernot/Stähler, Frank (1992): Strategien globaler Umweltpolitik - die UNCED-Konferenz aus ökonomischer Sicht, in: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, 5. Jg. (1992), Heft 5, S. 455 - 465.
- Heister, Johannes/Stähler, Frank (1994): Globale Umweltpolitik und Joint Implementation - Eine ökonomische Analyse, Kieler Arbeitspapier Nr. 644, hrsg. vom Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel, Kiel: Selbstdruck, 1994.
- Hlubek, Werner/Schilling, Hans-Dieter (1996): Potentiale der Forschung und Entwicklung in der Kraftwerkstechnik, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46. Jg. (1996), Heft 1/2, S. 7 - 14.
- Hoel, Michael (1992): Emission Taxes in a Dynamic Game of CO₂-Emissions, in: Pethig, Rüdiger (Hrsg.): Conflicts and Cooperation in Managing Environmental Resources, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1992, S. 39 - 68.
- Houghton, J./Callander, B./Varney, S. (Hrsg.) (1992): Climate Change - The supplementary report to the IPCC Scientific Assessment, Cambridge: Cambridge University Press, 1992.
- International Energy Agency (IEA) (1995) (Hrsg.): World Energy Outlook, Paris: Selbstdruck, 1995.
- International Energy Agency (IEA) (1992) (Hrsg.): Climate Change Policy Initiatives, Energy and Environment Series, Paris: Selbstdruck, 1992.
- Jones, Tom (1994): Operational criteria for Joint Implementation, in: The Economics of Climate Change, Proceedings of an OECD/IEA Conference, hrsg. von der OECD/IEA, Paris: Selbstdruck, 1994, S. 109 - 125.

- Kabelitz, Klaus (1994): CO₂-Energiesteuer - die richtige Weichenstellung für effizienten Klimaschutz, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 44. Jg. (1994), Heft 5, S. 264 - 270.
- Kallmeyer, D. H./Kübler, D. (1995): Kohleverstromung und CO₂-Problematik, in: *VGB Kraftwerkstechnik*, 75. Jg. (1995), Heft 1, S. 10 - 14.
- Kölle, Christian (1990): Zertifikate in der Energie- und Umweltpolitik, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 16. Jg. (1992), Heft 4, S. 293 - 301.
- Kohlhaas, Michael/Praetorius, Barbara (1994): Selbstverpflichtungen der Industrie zur CO₂-Reduktion, *DIW-Sonderheft 152*, Berlin: Duncker & Humblot, 1994.
- Kopfmüller, J./Socher, M./Fleischer, T. (1993): Politische Wege zur Reduktion der globalen CO₂-Emissionen, hrsg. vom Kernforschungszentrum Karlsruhe (Abteilung für Angewandte Systemanalyse), Karlsruhe: Selbstdruck, 1993.
- Krägenow, Timm (1994): Ablaß für die Sünder, in: *Die Zeit*, Nr. 3, 14. Januar 1994, S. 31.
- Krause, Florentin/Bach, Wilfried/Koomey, Jon (1992): *Energiepolitik im Treibhauszeitalter - Maßnahmen zur Eindämmung der globalen Erwärmung*, Karlsruhe: Verlag C. F. Müller, 1992.
- Kugeler, Kurt/Phlippen, Peter-W. (1993): *Energietechnik - technische, ökonomische und ökologische Grundlagen*, 2. Aufl., Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1993.
- Lamprecht, Franz (1995): 1. UN-Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 45. Jg. (1995), Heft 5, S. 275 - 279.
- Lehmann, Harry/Reetz, Torsten (1995): *Zukunftsenergie - Strategien einer neuen Energiepolitik*, Berlin/Basel/Boston: Birkhäuser Verlag, 1995.
- Lembke, H. (1992): Umweltpolitik in der Nord-Süd-Dimension - UNCED 1992 und danach, in: *Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (ZAU)*, 5. Jg. (1992), Heft 3, S. 322 - 334.
- Lerch, Achim (1995): Der Einsatz ökonomischer Instrumente beim Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung, in: *Nachhaltige Wirtschaftsweise und Energieversorgung - Konzepte, Bedingungen, Ansatzpunkte*, hrsg. von Hans G. Nutzinger, Marburg: Metropolis, 1995, S. 169 - 199.
- Li, Naihu/Chen, Heng (1994): Umweltschutz in der elektrischen Energieversorgung Chinas, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 44. Jg. (1994), Heft 11, S. 718 - 725.
- Loew, H. (1990): Bewertung der CO₂-Minderungsmöglichkeiten in der Elektrizitätswirtschaft, in: *Kraftwerkstechnik 2000 - Ressourcenschonung und CO₂-Minderung (Vorträge auf einer VGB-Konferenz am 21. und 22. Februar 1990)*, hrsg. vom Verein der Großkraftwerksbetreiber (VGB), Essen: Selbstdruck 1990, S. 30 - 35.
- Loske, Reinhard (1993): Kompensationsmaßnahmen in der nationalen und internationalen Klimapolitik - Möglichkeiten und Grenzen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 43. Jg. (1993), Heft 5, S. 313 - 317.
- Loske, Reinhard/Oberthür, Sebastian (1994): Joint Implementation under the Climate Change Convention - Opportunities and pitfalls, in: *International Environmental Affairs*, 6. Jg. (1994), Heft 1, S. 45-58.

- Loth, R. (1993): Energiesystem und Energietechnik Teil I und II - Vorlesungsskriptum des Fachgebiets Energietechnik und Reaktoranlagen der Technischen Hochschule Darmstadt, 4. Korrektur, Darmstadt: Selbstdruck, Januar 1993.
- Manne, Alan (1994): International trade - the impacts of unilateral carbon emission limits, in: The Economics of Climate Change, Proceedings of an OECD/IEA Conference, hrsg. von der OECD/IEA, Paris: Selbstdruck, S. 193 - 205.
- Martin, H. (1990): Entwicklungsrichtungen zukünftiger Kohlekraftwerke, in: Kraftwerke für die Zukunft, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 808/1990, S. 165 - 181.
- Meadows, Dennis H./Meadows, Donella L./Randers, Jorgen (1972): Die Grenzen des Wachstums - Bericht des Club of Rome zur Lage der Menschheit, Stuttgart: DVA, 1972.
- Michaelis, H. (1991): Die CO₂-Initiative der EU, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 41. Jg. (1991), Heft 12, S. 778 - 787.
- Michaelis, Hans (1992): CO₂-Minderung nach Rio, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1992), Heft 8, S. 502 - 510.
- Michaelis, Hans (1995): Bilanz der Arbeit der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ - Leitlinien für die Klimapolitik, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45. Jg. (1995), Heft 1/2, S. 45 - 53.
- Michaelowa, Axel (1995): Internationale Kompensationsmöglichkeiten zur CO₂-Reduktion unter Berücksichtigung steuerlicher Anreize und ordnungsrechtlicher Maßnahmen, hrsg. vom HWWA-Institut für Wirtschaftsforschung in Hamburg (HWWA-Report Nr. 152), Hamburg: Selbstdruck, 1995.
- Naihu Li/Heng Chen (1994): Umweltschutz in der elektrischen Energieversorgung Chinas - Stand und Perspektiven, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 44. Jg. (1994), Heft 11, S. 718 - 724.
- Naujoks, Friedhelm. (1992): Umweltpolitische Neuorientierung Chinas?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1992), Heft 6, S. 394 - 396.
- Oberthür, Sebastian (1992): Die internationale Zusammenarbeit zum Schutz des Weltklimas, in: Aus Politik und Zeitgeschichte (Beilage zur Wochenzeitung „Das Parlament“), Heft B16/92 vom 10 April 1992, S.9 - 20.
- Oeljeklaus, G./Boeddicker, D./Brand, V. (1995): CO₂-Emissionsminderung bei fortschrittlichen Kohlekraftwerken - Auslegungsgrundlagen und Kosten, in: CO₂-Emissionsminderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 1182/1995, S. 245 - 256.
- Oeynhausens, H. (1992): Ertüchtigung von Dampfturbinenkomponenten zur Steigerung des Wirkungsgrades, in: Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 147 - 164.
- ohne Verfasser (1993): Zukunftskraftwerke - Welche Art von Kraftwerk wird dem Wunsch nach hohem Wirkungsgrad bei bestem Umweltschutz und guter Wirtschaftlichkeit am ehesten gerecht? Interviews dazu mit Managern von Krupp Koppers, Preußen Elektra, ABB und Lurgi, in: Energiespektrum - Magazin für Energiemanagement, Heft März 1993, S. 11 - 33.
- ohne Verfasser (1994): Klimarahmenkonvention in Kraft getreten, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 68, vom 22. März 1994, S. 1.

- Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) (Hrsg.) (1991): Umwelt - global - Dritter Bericht zur Umweltsituation, Bonn: Economica Verlag, 1991.
- Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) (Hrsg.) (1993): International Economic Instruments and Climate Change, Paris: Selbstdruck, 1993.
- Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) (Hrsg.) (1992): Climate Change - Designing a practical tax system, Paris: Selbstdruck, 1992.
- Organization for Economic Cooperation and Development (OECD)/International Energy Agency (IEA) (Hrsg.) (1994): The Economics of Climate Change, Proceedings of an OECD/IEA Conference, Paris: Selbstdruck, 1994.
- Pethig, Rüdiger (Hrsg.) (1992): Conflicts and Cooperation in Managing Environmental Resources, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1992.
- Polenske, K. R./Lin, X. (1993): Conserving Energy to Reduce Carbon Dioxide Emissions in China, in: Structural Change and Economic Dynamics, 1993, Heft 4, S. 249 - 265.
- Pruschek, R. (1992): CO₂-Rückhaltung in Kraftwerken - Möglichkeiten und Probleme, in: Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 165 - 181.
- Pruschek, R. (1993): Thermodynamische Analyse von Kombi-Prozessen mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Rückhaltung, in VGB Kraftwerkstechnik 73. Jg. (1993), Heft 7, S. 577 - 583.
- Pruschek, R./Lokurlu, A./Oeljeklaus (1995): CO₂-Emissionsminderung durch Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie - Ist-Stand und Potentiale, in: CO₂-Emissionsminderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 1182/1995, S. 49 - 69.
- Rentz, Henning (1994): Kompensationen im Klimaschutz - Ein erster Schritt zu einem nachhaltigen Schutz der Erdatmosphäre, Berlin: Duncker & Humblot, 1995 (Diss.).
- Rentz, Henning (1995): Joint Implementation in der internationalen Umweltpolitik - Eine theoretische Analyse möglicher Ausgestaltungen, in: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, 18. Jg. (1995), Heft 2, S. 179 - 200.
- Rentz, O./Wietschel, M./Ardone, A. (1996): Die Kompensation in der Klimavorsorge - Chancen und Grenzen; Arbeitspapier des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) und des HWWA-Instituts für Wirtschaftsforschung Hamburg eingereicht als Veröffentlichung in der Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (ZAU), Karlsruhe: Selbstverlag, März 1996.
- Ressing, W. (1993): Die CO₂-Energiesteuer - Chance oder Risiko für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft? in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 43. Jg. (1993), Heft 5, S. 299 - 306.
- Reuter, G. (1992): Kombinierte Prozesse und Energiesysteme schützen die Umwelt und sichern das Leben, in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK), 44. Jg. (1992), Heft 9, S. 383 - 387.
- Riedle, K./Rukes, B./Wittchow, E. (1990): Die Erhöhung des Kraftwerkwirkungsgrades in Vergangenheit und Zukunft, in: Kraftwerkstechnik 2000 - Ressourcenschonung und CO₂-Minderung (Vorträge auf einer VGB-Konferenz am 21. und 22. Februar 1990), hrsg. vom Verein der Großkraftwerksbetreiber (VGB), Essen: Selbstdruck 1990, S. 65 - 75.

- Ruijgrok, W. (1995): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung - Ein internationaler Vergleich, in: VGB-Kraftwerkstechnik, 75. Jg. (1995), Heft 3, S. 247 - 253.
- Schafhausen, Franzjosef (1992): Internationaler Klimaschutz, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1992), Heft 8, S. 511 - 519.
- Schafhausen, Franzjosef (1995): Politik der kleinen Schritte - Hintergründe und Ergebnisse der 1. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45 Jg. (1995), Heft 5, S. 279 - 283.
- Schilling, Hans-Dieter (1993): Zukünftige Orientierungen in der Kraftwerkstechnik - Wege und Wertungen, in: VGB Kraftwerkstechnik, Jg. 73 (1993), Heft 8, S. 658 - 670.
- Schilling, Hans-Dieter (1995): 75 Jahre VGB Kraftwerke 1970 bis 1995 - Energiepolitische Rahmenbedingungen und technische Entwicklungen, in: VGB Kraftwerkstechnik, 75 Jg. (1995), Heft 8, S. 643 - 652.
- Schmitt, Dieter/Düngen, Helmut (1992): Klimapolitik in der Sackgasse? - Einsatzmöglichkeiten für Kompensationslösungen, in: Wirtschaftsdienst Nr. 5/1992, S. 271 - 276.
- Schneider, David (1993): Power hungry, in: The china business review, 20. Jg. (1993), Heft 6, S. 20 - 44.
- Schulz, W. (1992): Steigerung des Wirkungsgrades bei bestehenden Anlagen durch Vorschalten von Gasturbinen, in: Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 131 - 146.
- Siemens (Hrsg.) (1995): Kraftwerk-Perspektiven 95 - Jahresbericht des Siemens-Bereichs Energieerzeugung (KWU), Erlangen: Selbstdruck, 1995.
- Simonis, Ulrich Ernst (1992): Kooperation oder Konfrontation - Chancen einer globalen Klimapolitik, in: Aus Politik und Zeitgeschichte, Heft B 16/92 vom 10. April 1992, S. 21 - 32.
- Simonis, Ulrich Ernst (1994): „Erdgipfel“ - und was nun, in: Spektrum der Wissenschaft, Digest 1/1994 (Umwelt - Wirtschaft), S. 87 - 89.
- Stähler, Frank (1992): Pareto Improvements by In-Kind-Transfers, Kiel Working Paper No. 541, hrsg. vom Kieler Institut für Weltwirtschaft, Kiel: Selbstdruck, 1992.
- Stähler, Frank (1990): Eine Analyse möglicher Instrumente zur Reduktion von CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 14. Jg. (1990), Heft 3, S. 178 - 193.
- Stimming, U. (1992): Perspektiven und Technik der Brennstoffzelle, in: Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 203 - 221.
- Voss, Alfred: Energie und Klima - Ist eine klimaverträgliche Energieversorgung erreichbar?, in: Wege in eine CO₂-arme Zukunft (Jahrestagung der Schweizerischen Fachvereinigung für Energiewirtschaft in Bern), hrsg. von der Schweizerischen Fachvereinigung für Energiewirtschaft, Zürich: Verlag der Fachvereine, 1992.
- Wang, Bao Li (1992): Strukturprobleme der Stromerzeugung in China, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 12. Jg. (1992), Heft 3, S. 211 - 222.
- Wang, Bao Li (1993): Die Entwicklungsprobleme der Elektrizitätsversorgung in der VR China (Europäische Hochschulschriften; Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft; Bd. 1455), Frankfurt a. Main/Berlin/Bern: Verlag Peter Lang, 1993 (Diss.).

- Wang, Z./Zhouh, Y. (1991): Energy Conservation and Environmental Protection, Working Paper; The Energy Conservation Division of the Ministry of Energy and Resources, Peoples Republic of China, 1991.
- Weinzierl, K. (1990): Neue Kraftwerkskonzepte für Steinkohle, in: Kraftwerkstechnik 2000 - Ressourcenschonung und CO₂-Minderung (Vorträge auf einer VGB-Konferenz am 21. und 22. Februar 1990), hrsg. vom Verein der Großkraftwerksbetreiber, Essen: Selbstdruck 1990, S. 41 - 47.
- Weinzierl, K. (1992): Perspektiven neuer Kohlekraftwerkstechniken, in: Energiehaushalten und CO₂-Minderung - Einsparpotentiale im Sektor Stromversorgung, hrsg. von der VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Berichte 941/1992, S. 165 - 181.
- Weltbank (1993): China - The Achievement and Challenge of Price Reform, A World Bank Country Study, hrsg. von der Welt Bank, Washington D.C.: Selbstdruck, 1991.
- Wicke, Lutz (1991): Umweltökonomie - Eine praxisorientierte Einführung, 3. Aufl., München: Franz Vahlen, 1991.
- Wiesegart, Kurt (1990a): Die Bedeutung von Energie-Einsparstrategien für VR China, in: Osteuropa-Wirtschaft, 35. Jg. (1990), Heft 3, S. 208 - 223.
- Wiesegart, Kurt (1990b): Energie-Einsparstrategien für die VR China, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 40. Jg. (1990), Heft 10, S. 722 - 726.
- Winje, Dietmar/Witt, Dietmar (1991): Energiewirtschaft - Grundzusammenhänge der Energiewirtschaft; Handbuchreihe Energieberatung/Energiemanagement, Band II, hrsg. von Dietmar Winje und Rolf Hanitsch, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1991.
- World Energy Council (WEC) (1993a): Energy for Tomorrow's World - the Realities and the Real Options and the Agenda of Achievement. Draft Summary Global Report. World Energy Council, 15 th WEC Congress Madrid, London: Kogan Page, 1993.
- World Energy Council (WEC) (1993b): Energie für die Welt von morgen, hrsg. vom Deutschen Nationalen Komitee (DNK) des Weltenergieates, DNK-Schriften Nr. 3/1993, Düsseldorf: Selbstdruck, 1993.
- Zhong Xiang Zhang (1995): Energy Conservation in China - An international perspective, in: Energy Policy, Vol. 23 (1995), No. 2, S. 159 - 166.
- Zimmermann, Hans (1994): Joint Implementation als Instrument der Klimapolitik, in: Global Change Prisma Nr. 2/1994, S. 17 - 18.