

Sabine Pieckert

**Entwicklungspolitische Optionen
für eine umweltverträgliche
Energieversorgung
in Entwicklungsländern**

dargestellt am Beispiel ausgewählter
asiatischer Länder
(China, Indien, Indonesien)



Bibliotheks- und Informationssystem der Universität Oldenburg
1999

Verlag/Druck/
Vertrieb:

Bibliotheks- und Informationssystem
der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
(BIS) - Verlag -
Postfach 25 41, 26015 Oldenburg
Tel.: 0441/798 2261, Telefax: 0441/798 4040
e-mail: verlag@bis.uni-oldenburg.de

ISBN 3-8142-0665-7

Inhalt

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	15
Vorwort	21
1 Einleitung	23
2 Darstellung der Energieträger, der zur Zeit verwendeten Technik sowie der erwarteten technischen Innovationen in den Bereichen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung und Verkehr	27
2.1 Kohle	28
2.1.1 Der Energieträger Kohle und die zur Zeit verwendeten Techniken	28
2.1.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Kohle für die Energieerzeugung	30
2.1.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	36
2.1.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken	42
2.2 Erdöl	47
2.2.1 Der Energieträger Erdöl und die zur Zeit verwendeten Techniken	47
2.2.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Erdöl für die Energieerzeugung	49
2.2.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	55
2.2.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken	56
2.3 Erdgas	57

2.3.1	Der Energieträger Erdgas und die zur Zeit verwendeten Techniken	57
2.3.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Erdgas für die Energieerzeugung	58
2.3.3	Innovation im Bereich der Kraftwerkstechnologie	61
2.3.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	63
2.4	Kernenergie	64
2.4.1	Der Energieträger Kernenergie und die zur Zeit verwendeten Techniken	64
2.4.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Kernenergie für die Energieerzeugung	67
2.4.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	70
2.4.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	70
2.5	Biomasse	71
2.5.1	Der Energieträger Biomasse und die zur Zeit verwendeten Techniken	71
2.5.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Biomasse für die Energieerzeugung	73
2.5.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	75
2.5.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	75
2.6	Wasserkraft	76
2.6.1	Der Energieträger Wasser und die zur Zeit verwendeten Techniken	76
2.6.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Wasserkraft für die Energieerzeugung	79
2.6.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	80
2.6.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	80
2.7	Geothermie	81
2.7.1	Der Energieträger Geothermie und die zur Zeit verwendeten Techniken	81
2.7.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Geothermie für die Energieerzeugung	82
2.7.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	82
2.7.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	83

2.8	Photovoltaik	83
2.8.1	Sonne als Energieträger und die zur Zeit verwendeten Techniken	83
2.8.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Photovoltaik für die Energieerzeugung	88
2.8.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	89
2.8.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	90
2.9	Solarthermie	91
2.9.1	Sonne als Energieträger und die zur Zeit verwendeten Techniken	91
2.9.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Solarthermie für die Energieerzeugung	94
2.9.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	94
2.9.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	96
2.10	Windenergie	97
2.10.1	Wind als Energieträger und die zur Zeit verwendeten Techniken	97
2.10.2	Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Windenergie für die Energieerzeugung	99
2.10.3	Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie	100
2.10.4	Kosten für den Bau von Kraftwerken	100
2.11	Energieeinsparung und -speicherung	101
2.11.1	Energiesparstrategien	101
2.11.2	Energiespeicherungsmöglichkeiten	104
2.11.3	Umwelteinwirkungen durch Energieeinsparungen und -speicherung	105
2.11.4	Innovationen im Bereich der Energiesparstrategien	106
2.11.5	Vermiedene Kosten für den Bau von Kraftwerken aufgrund von Energiesparstrategien	107
2.12	Verkehr	108
2.12.1	Verkehrsmittel	108
2.12.2	Umwelteinwirkungen durch das Verkehrsaufkommen	109
2.12.3	Innovative Verkehrskonzepte	112

3	Energiebedingte Umweltprobleme	119
3.1	Globale energiebedingte Umweltprobleme	119
3.2	Regionale energiebedingte Umweltprobleme	120
3.3	Kriterien für eine umweltverträgliche Energieversorgung	127
4	Erwartete globale Entwicklung des Energieverbrauchs bis 2050	133
5	Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß ausgewählter asiatischer Länder	139
5.1	China	139
5.1.1	Geographie	139
5.1.2	Demographische Entwicklung	141
5.1.3	Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	142
5.1.4	Umweltprobleme	145
5.1.5	Energiewirtschaft und Energiepolitik	147
5.1.6	Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage	150
5.1.7	Energieoptionen zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs	156
5.1.7.1	Kohle	156
5.1.7.2	Erdöl	158
5.1.7.3	Erdgas	159
5.1.7.4	Kernenergie	159
5.1.7.5	Biomasse	159
5.1.7.6	Wasserkraft	160
5.1.7.7	Geothermie	162
5.1.7.8	Sonnenenergie	163
5.1.7.9	Windenergie	163
5.1.7.10	Steigerungsmöglichkeiten der Energieeffizienz	164
5.1.8	Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung des Transportsektors	165
5.1.9	Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß Chinas	169

5.2	Indien	173
5.2.1	Geographie	173
5.2.2	Demographische Entwicklung	174
5.2.3	Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	175
5.2.4	Umweltprobleme	178
5.2.5	Energiewirtschaft und Energiepolitik	179
5.2.6	Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage	183
5.2.7	Energieoptionen zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs	189
5.2.7.1	Kohle	189
5.2.7.2	Erdöl	189
5.2.7.3	Erdgas	190
5.2.7.4	Kernenergie	190
5.2.7.5	Biomasse	191
5.2.7.6	Wasserkraft	192
5.2.7.7	Geothermie	193
5.2.7.8	Sonnenenergie	193
5.2.7.9	Windenergie	194
5.2.7.10	Steigerungsmöglichkeiten der Energieeffizienz	194
5.2.8	Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung des Transportsektors	196
5.2.9	Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß Indiens	198
5.3	Indonesien	202
5.3.1	Geographie	202
5.3.2	Demographische Entwicklung	203
5.3.3	Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	205
5.3.4	Umweltprobleme	207
5.3.5	Energiewirtschaft und Energiepolitik	209
5.3.6	Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage	215
5.3.7	Energieoptionen zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs	222
5.3.7.1	Kohle	222
5.3.7.2	Erdöl	223

5.3.7.3	Erdgas	226
5.3.7.4	Kernenergie	228
5.3.7.5	Biomasse	229
5.3.7.6	Wasserkraft	231
5.3.7.7	Geothermie	233
5.3.7.8	Sonnenenergie	234
5.3.7.9	Windenergie	236
5.3.7.10	Steigerungsmöglichkeiten der Energieeffizienz	237
5.3.8	Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung des Transportsektors	239
5.3.9	Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß Indonesiens	242
6	Bisherige bilaterale und multilaterale Entwicklungspolitik im Bereich Energie	245
6.1	Definition des Begriffes Entwicklungszusammenarbeit	245
6.2	Berücksichtigung von Umweltaspekten in der Entwicklungszusammenarbeit	248
6.2.1	Bilaterale Entwicklungszusammenarbeit	248
6.2.2	Multilaterale Entwicklungszusammenarbeit	253
6.3	Bilaterale und multilaterale Entwicklungszusammenarbeit im Bereich Energie mit China, Indien und Indonesien	258
6.4	Wirksamkeit der bisherigen entwicklungspolitischen Maß- nahmen im Hinblick auf eine zukünftige umweltverträgliche Energieversorgung in China, Indien und Indonesien	261
7	Optimierungsmöglichkeiten der Entwick- lungszusammenarbeit für die Umsetzung einer umweltverträglichen Energieversorgung in China, Indien und Indonesien	265
7.1	Hemmnisse für eine umweltverträgliche Optimierung der Energiesektoren in China, Indien und Indonesien	265

7.2	Gestaltungsmöglichkeiten entwicklungspolitischer Maßnahmen für eine umweltverträglichere Energieversorgung in China, Indien und Indonesien	269
8	Schlußbetrachtung	277
	Zitierte Gesprächspartner	287
	Literaturverzeichnis	291

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1:	Emissionen von Feuerungsanlagen mit Kohle nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffheizwert	33
Tabelle 2:	Mögliche Emissionsschutzmaßnahmen bei der Nutzung von Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln	34
Tabelle 3:	Emissionen von Heizsystemen, die mit Steinkohle befeuert werden, nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	35
Tabelle 4:	Emissionen von Feuerungsanlagen mit Kohle, deren Technologie zum Teil noch nicht marktreif ist, nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffheizwert	41
Tabelle 5:	Kosten von Kohlekraftwerken für die Strombereitstellung und die Kraft-Wärme-Kopplung	44
Tabelle 6:	Kosten für Kohlekraftwerke zur Wärmebereitstellung	45
Tabelle 7:	Emissionen von Feuerungsanlagen mit schwerem Heizöl nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffheizwert	53
Tabelle 8:	Emissionen von Feuerungsanlagen mit Diesel nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	53
Tabelle 9:	Emissionen von ölbefeuerten Heizsystemen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	55
Tabelle 10:	Emissionen von gasbetriebenen Feuerungsanlagen, Gasturbinen und Gasmotoren nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	60

Tabelle 11: Emissionen von gasbefeuelten Heizsystemen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	61
Tabelle 12: Emissionen von gasbetriebenen Turbinen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	63
Tabelle 13: Emissionen von holzbefeuelten Heizsystemen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput	74
Tabelle 14: Endenergieverbrauch des deutschen Verkehrssektors im Jahre 1992 in Petajoule (PJ) und %	111
Tabelle 15: Schadstoffemissionen des deutschen Verkehrssektors im Jahre 1992	111
Tabelle 16: Erwartete Entwicklung von SO ₂ -, NO _x - und Staubemissionen auf Java von 1991 bis 2021 und deren hauptsächliche Verursacher im Szenario "Emission Reduction Case"	123
Tabelle 17: Erwartete Entwicklung von SO ₂ -, NO _x - und Staubemissionen auf Java von 1991 bis 2021 und deren hauptsächliche Verursacher im Szenario "Doing Nothing Case"	125
Tabelle 18: Anteil der Gesamtbevölkerung Javas, der im Jahre 2021 einer als kritisch angesehenen Schadstoffkonzentration ausgesetzt wäre	126
Tabelle 19: Erwartete Entwicklung von Bevölkerungszuwachs und wirtschaftlicher Entwicklung für die Jahre 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates	135
Tabelle 20: Erwartete Entwicklung des Primärenergieverbrauches in den Jahren 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates in Gtoe	136
Tabelle 21: Erwartete Entwicklung des Stromverbrauches in den Jahren 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates in Gtoe	137
Tabelle 22: Erwartete Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Jahren 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates in GtC	138

Tabelle 23: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der verschiedenen chinesischen Wirtschaftssektoren im Zeitraum von 1980 bis 1994	143
Tabelle 24: Primärenergiereserven in China	151
Tabelle 25: Chinesische Energieproduktion in '000 BOE/Tag (Barrel of Oil Equivalent) im Jahre 1994	152
Tabelle 26: Energieverbrauch nach Sektoren in 10.000 SCE (Standard Tonnes of Coal Equivalent) in China im Jahre 1994	153
Tabelle 27: Stromnachfrage im Jahre 1994 in China, aufgeteilt nach Sektoren	154
Tabelle 28: Aufteilung von Personen- und Frachtverkehr auf die chinesischen Verkehrswege im Jahre 1994	166
Tabelle 29: Entwicklung der zivil genutzten Kraftfahrzeuge in der VR China im Zeitraum von 1990 bis 1994, Angaben in 10.000 Stück	167
Tabelle 30: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der verschiedenen indischen Wirtschaftssektoren im Zeitraum von 1980 bis 1994	177
Tabelle 31: Beispiele für jährliche CO ₂ -Reduktionspotentiale des indischen Energiesektors und das hierfür notwendige Investitionsvolumen	181
Tabelle 32: Primärenergiereserven in Indien	184
Tabelle 33: Indische Energieproduktion in '000 BOE/Tag (Barrel of Oil Equivalent) im Jahre 1994	185
Tabelle 34: Elektrizitätserzeugung und -verbrauch im Haushaltsjahr 1993/94 (01.04.1993 - 31.03.1994) in Indien	186
Tabelle 35: Fläche und Einwohner der größten Inseln Indonesiens	202
Tabelle 36: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der verschiedenen indonesischen Wirtschaftssektoren im Zeitraum von 1980 bis 1994	206
Tabelle 37: Primärenergiereserven in Indonesien	216
Tabelle 38: Indonesische Energieproduktion in '000 BOE/Tag (Barrel of Oil Equivalent) im Jahre 1994	217

Tabelle 39: Stromproduktion und installierte Kapazität der indonesischen Kraftwerke im Jahre 1994/95	218
Tabelle 40: Erwartete indonesische Elektrizitätsnachfrage, bei positivem Wirtschaftswachstum, im Zeitraum von Repelita V bis Repelita XI, aufgeteilt auf die einzelnen Sektoren	221
Tabelle 41: Anzahl der Kraftfahrzeuge in Indonesien im Jahre 1991 und zum Ende des ersten Halbjahres 1996	240
Tabelle 42: Kumulierte genehmigte Zahlungen für Energieprojekte und Maßnahmen im Energiebereich von Weltbank und Asiatischer Entwicklungsbank (ADB) in den Jahren 1992 bis 1997 in Mio. US\$ im Vergleich zum Gesamtbetrag der Projekte	260
Tabelle 43: Erwarteter Kapazitäts- (MW) und gesamter Investitionsbedarf (Mio. US\$) in der Elektrizitätswirtschaft von China, Indien und Indonesien für das Jahr 2010	262
Tabelle 44: Zahlungen der bi- und multilateralen Entwicklungsorganisationen und erwarteter durchschnittlicher Investitionsbedarf (in Mio. US\$) in den Elektrizitätswirtschaften von China, Indien und Indonesien	263

Abbildung 1: Bodenschätze und Industriestandorte Chinas

Abbildung 2: Bodenschätze und Industriestandorte Indiens

Abbildung 3: Ausgewählte industrielle Aktivitäten Indonesiens

Abkürzungsverzeichnis

µg	Mikrogramm
a	Jahr
ADB	Asian Development Bank
As	Arsen
AUSAID	Australian Aid
BAKOREN	interministerielles National Energy Board, Indonesien
BAPEDAL	Badan Pengendalian Dampak Lingkungan - Environment Impact Management Agency, Indonesien
BAPPENAS	National Development Planning Agency of Indonesia
BfAI	Bundesstelle für Außenhandelsinformationen
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BOE	Barrel of Oil Equivalent
BOO	Build Own Operate
BOT	Build Operate Transfer
Brik.	Brikett
Bruttowelt-produkt _{mer}	Bruttoweltprodukt nach Marktpreisen
Bruttowelt-produkt _{ppp}	Bruttoweltprodukt nach Kaufkraftparitäten
BSP	Bruttosozialprodukt
BTA-Verwertung	biotechnische Abfallverwertung
CASE	International Centre for Application of Solar Energy
cbm	Kubikmeter
CDG	Carl Duisberg Gesellschaft
CDM	Clean Development Mechanism
CdTe	Cadmiumtelurid
CH ₄	Methan
CIM	Centrum für internationale Migration und Entwicklung
CIS	Dünnschichtzelle aus CuInSe ₂

CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CONGEDC	China Oil and Natural Gas Exploration and Development Corporation
CuInSe ₂	Kupfer-Indium-Di-Selenid (CIS)
D ₂ O	schweres Wasser
DAC	Development Assistance Committee der OECD
DC	Entwicklungsländer
DENOX	Entstickungsprozeß
DGEED	Directorate General of Electricity and Energy Development, Indonesien
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DSM	Demand Side Management
DT	deutsch (Braunkohlesorten)
DWSF	Druckwirbelschichtfeuerung
EIB	Europäische Investitionsbank
EK	Entnahme Kondensation (-Turbine)
ERE	Emissionsreduktionseinheiten
ESA	Elektrostatische Abscheidung
ESCAP	UN Economic Commission for Asia and the Pacific
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Programme
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoff
FeS	Eisensulfid
FINESSE	Financing Energy Services for Small-Scale Energy Users
g	Gramm
GaAs	Galliumarsenid
GD	Gegendruck (-Turbine)
GEF	Global Environment Facility
GefGutG	Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter
GEMIS	Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme
Gew. %	Gewichtsprozent
GFAVO	Großfeuerungsanlagen-Verordnung

GT	Gasturbine
GtC	Giga Tonnes Carbon
Gtoe	Giga Tonnes of Oil Equivalent
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HCl	Chlorwasserstoff
HF	Fluorwasserstoff
HFCKW	halogenisierte Fluorchlorkohlenwasserstoffe
Hg	Quecksilber
HIC	Hangzhou International Centre for Small Hydro Power in China
HIC	High Income Countries
Hrsg.	Herausgeber
HTW-Verfahren	Hochtemperatur-Winkler-Verfahren
Hzg.	Heizung
IAEO	Internationale Atomenergie Organisation
ICHET	International Centre for Hydrogen Energy Technologies
IDA	International Development Association
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel of Climate Change
IPEC	Independent Petroleum Exporting Countries
IPP	Independent Power Producer
iR	indische Rupien
IREDA	Indian Renewable Energy Development Authority
ISP	Eduard Pestel Institut
IUIDP	Integrated Urban Infrastructure Development Programme, Indonesien
IWF	Internationaler Währungsfond
JI	Joint Implementation
Kat	Katalysator
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kgoe	Kilogram of Oil Equivalent

km ²	Quadratkilometer
KoBra	Kombikraftwerke mit integrierter Braunkohle- vergasung
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LIC	Low Income Countries
LLDC	Least Developed Countries
LMIC	Lower Middle-Income Countries
LPG	Liquified Petroleum Gas
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
MEA	Monomethylamin
Mio.	Million
mm	Millimeter
mm ²	Quadratmillimeter
Mrd.	Milliarde
Mtoe	Million Tons of Oil Equivalent
MW	Megawatt
Mw _{el}	Megawatt elektrisch
Mw _{th}	Megawatt thermisch
NEPA	National Environmental Protection Agency, China
NGO	Nichtregierungsorganisation
NH ₃	Ammoniak
Nox	Stickoxid
o. V.	ohne Verfasser
ODA	öffentliche Entwicklungszusammenarbeit
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
OPA	US Oil Pollution Act of 1990
ÖPNV	Öffentlicher Personen Nahverkehr
PJ	Petajoule
pkm	Personen-km
PLN	Perusahaan Umum Listrik Negara, Indonesien
PPP	Public Private Partnership

REA	Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage
REF	Länder im Übergang der ehemaligen Sowjetunion, Zentral- und Osteuropas
Rn	Radon
Rost	Rostfeuerungen
Rp	indonesische Rupiah
S	Schwefel
SCE	Standard Tonnes of Coal Equivalent
scf	Standard Cubic Foot
SEB	State Electricity Board, Indien
SEPA	State Environmental Protection Administration, China
SES	Senior Experten Service
SKE	Steinkohleeinheiten
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SO ₂	Schwefeldioxid
SOFC	oxidkeramische Hochtemperatur-Brennstoffzelle
t	Tonnen
TA-Luft	Technische Anleitung Luft
TJ	Terajoule
tkm	Tonnen-km
TNPR	Transport Network Planning and Regulation Project, Indonesien
UMIC	Upper Middle-Income Countries
UN	United Nations
UNDP	United Nations Development Programme
UNEP	United Nations Environment Programme
UNIDO	United Nations Industrial Development Organisation
UNISE	UNDP Initiative for Sustainable Energy
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
vgl.	vergleiche
W	Watt
W(p)	Watt peak
WSF	Wirbelschichtfeuerung
ZWSF	Zirkulierende Wirbelschicht

Vorwort

Die umweltverträgliche Energieversorgung in den Ländern der Dritten Welt wird angesichts der Bevölkerungs- und Wirtschaftsdynamik in diesen Ländern in Zukunft immer bedeutender für die Frage der Umweltfreundlichkeit der Energieversorgung der Welt insgesamt. In dieser Arbeit wird die Frage gestellt, inwieweit die bisher im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit eingesetzten Instrumente geeignet sind, die Umweltfreundlichkeit der Energieversorgung zu verbessern.

Die Arbeit nimmt sich damit eines hochaktuellen Themas an und geht detailliert auf die Möglichkeiten einer umweltfreundlicheren Energieversorgung ein und untersucht diese in größerer Tiefe für drei bedeutende Länder der Dritten Welt (Indien, Indonesien, China).

Oldenburg, den 28. April 1999

Prof. Dr. W. Pfaffenberger

2 Darstellung der Energieträger, der zur Zeit verwendeten Technik sowie der erwarteten technischen Innovationen in den Bereichen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung und Verkehr

In diesem Kapitel wird ein Überblick über Energieträger, verwendete Technik, Kosten, Umweltwirkungen¹ sowie über die diese Bereiche betreffenden erwarteten technischen Innovationen gegeben. Gerade bei der Nutzung der regenerativen Energien gibt es verschiedenste Kombinations- und Anwendungsmöglichkeiten, die zum Teil erst erforscht werden. Im Rahmen der jeweiligen Kapitel ist es nicht möglich, auf jede mögliche Kombinationsmöglichkeit und Weiterentwicklung einzugehen, daher wird nur auf die meines Erachtens nach wichtigsten Nutzungsmöglichkeiten und Entwicklungen eingegangen. Auf die Darstellung von Materialprozeßketten für den Bau der Kraftwerksanlagen wird verzichtet, da dieses den Rahmen der Arbeit sprengen würde. Angaben zur Technik werden jedoch gemacht, wenn dieses - wie beispielsweise bei der Photovoltaik - zum Verständnis der Energieerzeugungsart notwendig erscheint. Auch bei den Angaben zu den möglichen Investitionskosten der Kraftwerke kann aufgrund der Vielzahl der Möglichkeiten lediglich eine Auswahl dargestellt werden.

Es wird weiterhin auf die rationelle Energienutzung, Energiesparmaßnahmen und nachgeschalteten Emissionsminderungsmaßnahmen eingegangen. Als Maßstab werden die in den Industrieländern, insbesondere die in Deutschland verwendete Technik sowie die hier einzuhaltenden Grenzwerte der Emissionen angesehen. Auf die als kostengünstiger angesehenen Kraftwerksvarianten, die nicht mit der neuesten Technik oder Emissionsschutzmaßnahmen arbeiten, wird ebenfalls eingegangen, soweit dieses erforderlich scheint.

Auf den Bereich „Verkehr“ wird am Ende dieses Kapitels gesondert eingegangen, da hier besondere Aspekte zu beachten sind, die mit denen der Strom- und Wärmeerzeugung nicht vergleichbar sind.

1 Ein kurzer, zusammengefaßter Überblick über die Umweltwirkungen der verschiedenen Energieoptionen erfolgt ebenfalls in Kapitel 3.3, Kriterien der umweltverträglichen Energieversorgung

2.1 Kohle

2.1.1 Der Energieträger Kohle und die zur Zeit verwendeten Techniken

Kohle gehört zu den fossilen Primärenergieträgern. Diese sind nicht regenerierbar und nur in begrenztem Ausmaß auf der Erde vorhanden.² Die Eigenschaften der verschiedenen Kohlearten z. B. hinsichtlich ihrer Vergasung, Verkokung oder Verflüssigung hängen von vielen Faktoren ab. Hierzu gehören u. a. der Gehalt an Phosphor, Schwefel und Mineralstoffen, der Inkohlungsgrad³ und das geologische Alter.⁴ Normal ist beispielsweise ein Schwefelgehalt, der unterhalb von 2 Gew.% liegt. Er kann jedoch auch mehr als 10 Gew.% betragen.⁵ Die verschiedenen Heizwerte der Kohlearten hängen wiederum von ihrer Herkunft ab.⁶

Ein wesentlicher Einsatzbereich von Kohle ist die Stromerzeugung, welche zu einem großen Teil in Dampfkraftwerken erfolgt. Hier wird mit der Wärme, die bei der Verbrennung der Kohle erfolgt, überhitzter Wasserdampf erzeugt. Dieser wird für den nachgeschalteten Dampfturbinenprozeß benötigt. Die Umwandlung der Wärme- und Druckenergie in mechanische Energie erfolgt mittels Entspannung und Abkühlung in Turbinen. Am Ende kondensiert der Dampf. Die in dieser Kondensationsstufe frei werdende Wärme kann aber aufgrund ihrer niedrigen Temperaturen in der Regel nicht weiter genutzt werden.⁷

Der Wirkungsgrad der Kraftwerke stellt das Verhältnis der nutzbar abgegebenen Energie zur eingesetzten Energie in der selben Zeitspanne dar,⁸ er ist der Quotient der Leistung, die vom Generator abgegeben wird und der Leistung, die dem Dampferzeuger zugeführt wird. Unterschieden wird zwischen dem Brutto- und dem Nettowirkungsgrad. Der Bruttowirkungsgrad berücksichtigt im Gegensatz zum Nettowirkungsgrad nicht die zusätzliche Sekundärenergie, die dem Kraftwerksprozeß hauptsächlich für den Antrieb der

2 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. IV-5

3 Als „Inkohlung“ wird die Wandlung von Torf in Kohle bezeichnet

4 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 36f

5 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 37

6 Der Brennwert und der Heizwert geben den Energiebetrag an, der bei der Verbrennung eines Stoffes freigesetzt wird. Der Heizwert wird bei fossilen Brennstoffen verwendet, um den Brennstoffwärmeverbrauch zu bestimmen. vgl. VDEW, 1990, S. 60 und Bennewitz, 1991, S. 36,

7 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 159f

8 Vgl. VDEW, 1990, S. 56

Speisewasserpumpe zugeführt wird, sondern nur die verwendete Primärenergie. Über lange Zeit wurde als Wirkungsgrad der Bruttowirkungsgrad angegeben, in den letzten Jahren jedoch auch der Nettowirkungsgrad.⁹ Da in der Regel in den verwendeten Veröffentlichungen keine Spezifikation des Begriffes „Wirkungsgrad“ erfolgt, wird davon ausgegangen, daß es sich um den Bruttowirkungsgrad handelt. Sofern dieses einmal ersichtlich nicht der Fall ist, wird gezielt darauf hingewiesen.

Der bisher erreichte Wirkungsgrad von konventionellen steinkohlebefeueten Kraftwerken zur Elektrizitätserzeugung liegt zur Zeit bei 44 bis 45 %. Einen Wirkungsgrad von 44 % erreicht z. B. das niederländische Kraftwerk „Hemweg 8“ in Amsterdam, das im Mai 1994 in Betrieb genommen wurde.¹⁰ Es wird davon ausgegangen, daß Steigerungen des Wirkungsgrades auf mehr als 50 % möglich wären. Hierfür wäre jedoch die Entwicklung neuer Werkstoffe notwendig, die erst im nächsten Jahrhundert erwartet wird.¹¹ Bis Mitte des Jahres 2000 soll beispielsweise in Niederaußem (Deutschland) eine Pilotanlage gebaut werden, in der mit der Nutzung einer neuen Technik zur Vortrocknung der Braunkohle ein Braunkohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von bis zu 50 % entstehen soll.¹² Neue Kraftwerkskonzepte, bei denen der Wirkungsgrad höher ist als der von herkömmlichen Dampfkraftwerken, werden nachfolgend noch genauer beschrieben.

Wärmeversorgung auf der Basis von Kohle kann über ein in den Wohnungen vorhandenes Zentralheizsystem mit Fernwärme erfolgen. Für deren wirtschaftlichen Einsatz sind ein ausreichender Wärmebedarf und eine entsprechende Bebauungsdichte Voraussetzung. Die Kosten, die für die Fernwärmeversorgung entstehen, sind abhängig vom Kraftwerk und der Länge des Fernwärmenetzes. Reicht die Abnehmerzahl für ein Fernwärmenetz nicht aus, sind kleine dezentrale Heizwerke für die Wärmeversorgung geeignet.¹³ Wenn es sich aufgrund der Besiedlungsstruktur mit der im selben Gebiet arbeitenden Industrie vereinbaren läßt, ist die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die nachfolgend noch beschrieben werden, sinnvoll. Außerdem ist die Nutzung von Kohle in Form von Koks oder Briketts in den Haushalten bei der Nutzung privater Öfen möglich.

9 Vgl. Laufen, 1984, S. 21

10 Vgl. Havenaar, Kotschreuther, 1995, S. 407

11 Vgl. Hlubek, Schilling, 1996, S. 8

12 Vgl. Feldmann, 1998, S. 4

13 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 160

2.1.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Kohle für die Energieerzeugung

Umwelteinwirkungen durch die energetische Nutzung von Kohle finden zuerst bei der Exploration, der Gewinnung und Aufbereitung, dem Transport und später dann bei der Verstromung und Wärmeproduktion statt. Beeinflußt werden die Umweltmedien Boden, Wasser und Luft. Während sich die Produktion auf die direkte Umgebung auswirkt, beeinflusst die Verbrennung der Kohle die Umwelt über Staatsgrenzen hinweg und kann somit nicht nur regionale und nationale, sondern insbesondere aufgrund der CO₂-Emissionen auch globale Auswirkungen haben.¹⁴

Die Exploration neuer Lagerstätten findet durch Bohrungen statt. Die Lagerstätten der Kohlen bestimmen den Standort der industriellen Anlagen für die Kohlegewinnung und -aufbereitung. Die Gewinnung kann im Tagebau oder im Untertagebau erfolgen. Der Tagebau beansprucht einen Teil der Lagerstättenoberfläche. Dabei kann es erforderlich sein, Orte, Versorgungsleitungen, Wasserläufe, Bahnen und Wege, die sich im Abbaugebiet befinden, umzuleiten. Der Untertagebau kann bei einem nicht ausreichend standfestem Untergrund zu einem Absenken der Erdoberfläche führen.¹⁵

Die bergmännische Nutzung einer Lagerstätte ist jedoch zeitlich begrenzt und kann nach Beendigung für die Land- und Forstwirtschaft oder als Erholungsgebiet wieder nutzbar gemacht werden. So wird in Deutschland beispielsweise die bei der Steinkohlegewinnung anfallende gleich große Menge Gesteinsmaterial zu 26 % im Straßenbau oder zur Verfüllung genutzt. Der größte Teil, 67 %, wird jedoch aufgehaldet, da nur ein kleiner Teil dieses Gesteinsmaterials wieder unter Tage befördert werden kann. Bei diesen Halden werden landschaftspflegerische und wasserwirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Neben der gleichen Menge Gesteinsmaterial fällt bei der Steinkohlegewinnung fast die doppelte Menge an Grubenwasser an. Dieses ist in Deutschland oftmals von hoher Qualität, kann jedoch bei großen Teufen¹⁶ einen erhöhten Salzgehalt aufweisen. Die Nutzung des Grubenwassers ist beispielsweise als Prozeßwasser in der Kohlaufbereitung möglich.¹⁷

14 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 171f und Dowdeswell, Htun, United Nations Environment Programme, 1993, S. 90

15 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 84, 171, 193

16 Teufe = bergmännischer Ausdruck für Tiefe

17 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 84f, 171f, 193

Bei der Aufbereitung von Steinkohle werden nicht brennbare Minerale und nicht erwünschte Stoffe, wie beispielsweise Pyrit oder Chloride, von der Kohle getrennt, um eine qualitativ hochwertige Vollwertkohle zu erhalten. Deutsche Aufbereitungsanlagen haben durchweg einen geschlossenen Wasserkreislauf, es fällt also nur wenig Abwasser an. Wenn das mehrmals genutzte Waschwasser aus der Aufbereitungsanlage in die Vorflut eingeleitet wird, sind festgelegte Emissionswerte einzuhalten.¹⁸

Die Beeinträchtigungen der Umweltmedien und der Bevölkerung bei Exploration, Abbau und Aufbereitung der Kohle sind von der verwendeten Technik abhängig. Dieses betrifft sowohl die Verunreinigung von Oberflächen- und Grundwasser mit Mineralien, die Entwässerung, Emissionen von Lärm, Staub, Methan und anderen Schadstoffen, aber auch Grubenunglücke und weitere Gesundheitsbeeinträchtigungen wie die „Staublung“ der dort tätigen Arbeiter.¹⁹ Bei den vorgenannten Ausführungen handelte es sich um deutsche Anlagen, deren Arbeit hinsichtlich der Umweltbeeinflussung reglementiert sind. Abhängig von der verwendeten Technik können die möglichen Umweltbeeinträchtigungen durch die energetische Kohlenutzung in Ländern mit niedrigem Einkommen umfangreicher und konzentrierter sein. Auf diese Problematik wird in den Kapiteln 3 und 5 gegebenenfalls näher eingegangen.

Emissionen bei der Verbrennung der Kohle in Kohlekraftwerken sind u. a. Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxid (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO_2) und Staub. Die Emissionen je Brennstoffheizwert sind in Deutschland abhängig von der Anlagengröße, da die verschiedenen großen Anlagen hinsichtlich ihrer Emissionen unterschiedlichen Reglementierungen unterliegen. So gilt für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW_{th} bis über 300 MW_{th} die Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO),²⁰ während die Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung unter 50 MW_{th} durch die Technische Anleitung Luft (TA-Luft)²¹ reglementiert werden.²²

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die o. g. Emissionen verschieden großer Feuerungsanlagen mit verschiedenen Arten von in

18 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 172

19 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 167

20 Vgl. 13. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungsanlagen - 13. BImSchV) vom 22.06.1983

21 Vgl. Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft, Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz, 28.02.1986, GMBL, 25.04.1986, S. 202

22 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 91ff

Deutschland genutzter Kohle gegeben. Die Angaben beziehen sich bis auf die Anlagen < 50 MW auf die Datensätze STANDARD, die in den Tabellen des GEMIS (Version 2.1.) verwendet wurden. Bei den Anlagen < 50 MW wurden die dort gemachten allgemeinen Angaben übernommen.²³

Die Werte in der nachfolgenden Tabelle sind jedoch nicht übertragbar auf jedes beliebige Kohlekraftwerk, da sie nicht nur von der verwendeten Technik und der installierten Leistung, sondern auch von der verwendeten Kohle abhängig sind. So weisen die verschiedenen Kohlen abhängig von ihrem Herkunftsort unterschiedliche Konzentrationen von Kohlenstoff, Wasserstoff, Schwefel, Stickstoff usw., aber auch unterschiedliche Heizwerte auf. Die obige Tabelle ist daher als Orientierung zu verstehen, um eine Vorstellung der derzeitigen Emissionen moderner Kohlekraftwerke zu erhalten.

23 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 222, in den dort dargestellten STANDARD-Datensätzen entsprechen alle Prozesse den zum Untersuchungszeitpunkt geltenden Rahmenbedingungen für Neuanlagen. Die dort verwendeten Kenndaten beinhalten neben den gesetzlichen Umweltauflagen auch Betriebserfahrungen. Als Zeithorizont wurde STANDARD (1990-2000) gewählt, bei der Anlagengröße < 50 MW wurden die Angaben für die Emissionen nicht in verschiedene Datensätze IST (Datensätze, bei denen alle enthaltenen Prozesse den Bedingungen des Basisjahres 1989 entsprechen), STANDARD, ZUKUNFT (Datensätze, bei denen zusätzlich zu den in STANDARD enthaltenen Prozessen auch solche aufgenommen wurden, die erst noch zur Marktreife kommen werden) unterteilt, sondern nur allgemeine Angaben gemacht. Diese wurden in der folgenden Tabelle entsprechend übernommen.

Tabelle 1: Emissionen von Feuerungsanlagen mit Kohle nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffheizwert²⁴

Brennstoff / Feuerungswärmeleistung	Emissionen				
	SO ₂	No _x	CO	CO ₂	Staub
<i>deutsche und Importsteinkohle²⁵</i>					
Vollwert ²⁶ / > 300 MW _{th}	61,2	63,6	17,7	93.350	8,8
Ballast / > 300 MW _{th}	101,5	59,6	6,6	89.980	8,3
Rost + REA ²⁷ / 50-300 MW _{th}	107,0	141,4	53,0	93.350	8,8
ZWSF ²⁸ / 50-300 MW _{th}	61,2	75,7	56,8	93.350	9,5
Rost + REA / 5-50 MW _{th}	244,7	141,4	53,0	93.350	14,1
WSF ²⁹ / 5-50 MW _{th}	122,3	113,6	56,8	93.350	15,2
<i>Westdeutsche Braunkohle</i>					
> 300 MW _{th}	42,6	78,3	20,3	111.240	10,2
Rost + REA / 50-300 MW _{th}	70,3	143,1	53,7	97.950	9,0
ZWSF / 50-300 MW _{th}	31,9	114,1	57,0	97.290	9,5
Rost + REA / < 50 MW _{th}	140,6	143,1	53,7	97.950	14,3
WSF / 50 MW _{th}	63,8	114,1	57,0	97.290	15,2
<i>Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 93ff</i>					

Nachfolgend werden mögliche Emissionsschutzmaßnahmen bei der Nutzung von Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln, bei denen bisher keine Maßnahmen zur Emissionsminderung durchgeführt wurden, die hier zusätzlich entstehenden Kosten und die prozentuale Senkung der Emissionen aufgeführt. Die Durchführung derartiger Maßnahmen wurde im Weltentwick

24 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 93ff

25 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 14

26 „Vollwert“ und „Ballast“ bezeichnen unterschiedliche Steinkohlearten, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 14

27 Rost = Rostfeuerungen, REA = Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 93f und 225

28 ZWSF = Zirkulierende Wirbelschicht, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 97

29 WSF = Wirbelschichtfeuerung, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 96

lungsbericht 1992, Entwicklung und Umwelt,³⁰ den Ländern mit niedrigem Einkommen empfohlen, bei denen bisher aufgrund der finanziellen Lage eine Nutzung der modernsten Kraftwerkstechnologien nicht möglich ist. Die Angaben beziehen sich auf Kohle, deren Asche- und Schwefelgehalt nicht angegeben wurde.

Aufgrund von Verbesserungen bei der Verbrennungstechnik und einem höheren thermischen Wirkungsgrad sind auch Minderungen der Kohlenmonoxidemissionen gegenüber Kraftwerken mit konventionellen Kesseln ohne Emissionsschutzanlagen möglich.³¹

Als Mindestanforderungen bei der energetischen Kohlenutzung in Ländern mit niedrigem Einkommen werden im Weltentwicklungsbericht 1992 der Bau von Kraftwerksanlagen abseits großer Städte und der Einsatz von hohen Schornsteinen gefordert.³²

Tabelle 2: Mögliche Emissionsschutzmaßnahmen bei der Nutzung von Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln

Emissionsschutzmaßnahme	Prozentuale Senkung der Emissionen im Verhältnis zum Normalfall ³³			zusätzliche Kosten in Prozent der Stromerzeugungskosten ³⁴
	Schmutzpartikel	SO ₂	NO _x	
Mechanische Reinigung (Zyklon)	90	---	---	< 1
Staubfilter („Schlauchfilter“)	> 99	---	---	2 - 4
Elektrostatische Abscheidung (ESA)	> 99	---	---	2 - 4
ESA / Kohlereinigung	> 99	10 - 30	---	4 - 6
ESA / SO ₂ -Kontrollen	> 99	90	---	12 - 15
ESA / SO ₂ - und NO _x -Kontrollen	> 99	90	90	17 - 20

Quelle: World Bank, Weltentwicklungsbericht 1992, Entwicklung und Umwelt, Tabelle 6.1.A., Emissionskontrolle durch verbesserte Technik bei der Stromerzeugung, 1992, S. 145

30 Vgl. World Bank, 1992

31 Vgl. World Bank, 1992, S. 144

32 Vgl. World Bank, 1992, S. 147

33 Herkömmliche Kohlekraftwerke mit konventionellen Kesseln ohne Emissionsschutzmaßnahmen, vgl. World Bank, 1992, S. 145

34 Herkömmliche Kohlekraftwerke mit konventionellen Kesseln ohne Emissionsschutzmaßnahmen, vgl. World Bank, 1992, S. 145

Für die Erzeugung von Wärme werden als Heizsysteme bei der Nutzung von fossilen festen Brennstoffen, wie z. B. Briketts, in Deutschland Kesselanlagen und Öfen mit verschiedenen Verbrennungstechniken, Durchbrandfeuerung, Universaldauerbrennern und Unterbrandfeuerung verwendet. In größeren Wohnanlagen werden hingegen Rostfeuerung oder Wirbelschichtverbrennung mit automatischer Brennstoffzufuhr und Entaschung für die Wärmebereitstellung genutzt.³⁵ Reglementiert werden die Emissionen der kleinen Feuerungsanlagen in Deutschland durch die Kleinf Feuerungs-Anlagen-Verordnung (1. BImSchV),³⁶ auf die Reglementierungen für die großen Feuerungsanlagen wurde bereits verwiesen. In der nachfolgenden Tabelle erfolgt ein Überblick über die Emissionen in Deutschland genutzter steinkohlebefuerter Heizsysteme nach den im GEMIS (Version 2.1.) verwendeten Datensätzen STANDARD.³⁷ Angaben zur Feuerungswärmeleistung und zur verwendeten Steinkohle wurden nicht gemacht.

Tabelle 3: Emissionen von Heizsystemen, die mit Steinkohle befeuert werden, nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput³⁸

Heizsystem	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Brikett / Öfen	450,0	50,0	3.125,0	92.570	50,2
Brikett / Heizung	450,0	50,0	2.500,0	93.030	50,0
Brikett / Heizwerk	254,9	106,1	53,0	93.500	14,1
Koks-Ofen	575,0	61,2	1.835,0	92.390	61,2
Koks-Heizung	575,0	50,0	1.000,0	92.390	40,8

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 107

35 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 106

36 Vgl. Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen - 1. BImSchV) vom 15.07.1988

37 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 222

38 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 107

2.1.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Da sich die Wirkungsgrade der herkömmlichen Kohlekraftwerke nicht mehr wesentlich erhöhen lassen, werden neue Technologien erprobt, von denen eine Auswahl nachfolgend vorgestellt werden soll. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades ist unter Umwelt-, aber auch unter Kostenaspekten interessant. Bei einem verbesserten Wirkungsgrad verringern sich die Emissionen aufgrund des niedrigeren Brennstoffverbrauches, gleichzeitig sinken die Brennstoffkosten. Auch wenn diese Kraftwerke heute noch teurer sind als herkömmliche Kraftwerke, stellen sie aus Umweltgesichtspunkten zukünftig eine wichtige Alternative zur Stromerzeugung durch herkömmliche Kraftwerke mit nachgeschalteten Emissionsminderungsmaßnahmen dar.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugen gleichzeitig Elektrizität und Wärme.³⁹ Die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist von bestimmten Voraussetzungen abhängig. Es wird sowohl ein Leitungsnetz für den Wärmetransport⁴⁰ als auch für den Stromtransport benötigt. Eine autarke Versorgung ist nicht einfach, da in der Regel die Lastkurven für Strom und Wärme nicht parallel verlaufen, Strom und Wärme werden also nicht zur gleichen Zeit nachgefragt. Elektrizität kann jedoch nur unter hohem finanziellem Aufwand gespeichert werden.⁴¹ Es ist hingegen möglich, die Anlagen entweder strom- oder wärmegeführt zu betreiben, also entweder dem Strom- oder dem Wärmebedarf anzupassen, so daß die andere Leistung sich aus dem eingestellten Betriebspunkt und der gültigen Stromkennzahl der Anlage ergibt.⁴² Mit einem Wärmespeicher wäre dann beispielsweise bei einer stromgeführten Anlage die Speicherung der zur Zeit der Produktion nicht genutzten Wärme möglich.⁴³

Ein Anschluß an das Netz der allgemeinen Stromversorgung ist empfehlenswert, um bei Mehrproduktion diese gegebenenfalls in das Netz einspeisen zu können, in Spitzenlastzeiten, wenn die eigene Produktion nicht ausreicht, jedoch auf die Versorgung aus dem Netz zurückgreifen zu können.⁴⁴ Wenn

39 Vgl. Leonhardt, Heinrich, 1991, S. 6

40 Vgl. Hasse, 1994, S. 135

41 Vgl. Hasse, 1994, S. 4

42 Vgl. Hofer, 1994, S. 8

43 Vgl. Kretschmer, 1994, S. 24

44 Vgl. Hasse, 1994, S. 155f

die Wärme zum Verbraucher transportiert werden soll, muß deren Temperatur erhöht werden. Dieses wirkt sich jedoch auch auf den elektrischen Wirkungsgrad der Anlagen aus, da dieser vom Temperaturdifferential des Turbinenprozesses beeinflusst wird. Bei einem technisch möglichen Gesamtwirkungsgrad der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 75 % bis 90 %⁴⁵ ergab eine Untersuchung im direkten Vergleich mit verschiedenen angebotsseitigen Optionen einen tatsächlich möglichen Effizienzgewinn von 15 % bei der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Vergleich zur besten getrennten Technik.⁴⁶

Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die in Deutschland von den kommunalen Versorgern und der Industrie betrieben werden, sind fast ausschließlich Dampfturbinen-Heizkraftwerke.⁴⁷ Überall dort, wo außer Strom auch Wärme benötigt wird, wie beispielsweise im industriellen Bereich, aber auch in Hotelanlagen oder Krankenhäusern, bieten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine gute Alternative zu herkömmlichen Kraftwerken. Auch für die Fernwärmeversorgung wird die Kraft-Wärme-Kopplung genutzt. In diesem Fall wird der Dampf, der in dem Kraftwerk erzeugt wird, zuerst für die Stromerzeugung verwendet und danach gemeinsam mit der Kondensationswärme als Wärmequelle für das Fernwärmenetz genutzt.⁴⁸ Die Erzeugung von Kälte z. B. für Klimaanlage ist ebenfalls mit Kraft-Wärme-Kopplung möglich. Hierfür wird eine Absorptionskältemaschine mit einem Blockheizkraftwerk gekoppelt.⁴⁹

Dampfturbinen-Heizkraftwerke können mit Gas, Öl⁵⁰ und verschiedenen Kohlearten befeuert werden.⁵¹ Bei ihrer Nutzung entstehen jedoch Stickstoffoxid-, Schwefeldioxid- und Kohlenmonoxidemissionen. Bei kleineren Anlagen ist Rostfeuerung möglich, ansonsten auch Kohlestaubfeuerung. Es besteht die Möglichkeit, Rauchgasentschwefelungsanlagen nachzuschalten und stickstoffoxidarme Brenner sowie zusätzlich selektive, katalytische

45 Vgl. Hasse, 1994, S. 135f

46 In diesem Fall betraf der Vergleich bei der Kraft-Wärme-Kopplung ein Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk und bei der getrennten Erzeugung ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk und einen Brennkessel, vgl. Hasse, 1994, S. 143f

47 Daneben gibt es auch Gasturbinenanlagen, vgl. Leonhardt, Heinrich, 1991, S. 6

48 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 160

49 Vgl. Fritz, 1992, S. 6f und Hartmann 1992

50 Schweres und leichtes Heizöl

51 Vgl. Leonhardt, Heinrich, 1991, S. 8

Reduktionsverfahren zu verwenden. Ebenso ist Wirbelschichtfeuerung möglich.⁵²

*Integrierte Kohlevergasung mit kombinierter Wirbelschichtverbrennung/
Verbundsystem*

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die integrierte Kohlevergasung zur Stromerzeugung zu nutzen. So besteht einerseits die Möglichkeit, die Kohle zu vergasen, bevor sie verbrannt und zum Antrieb einer Gasturbine verwendet wird. Andererseits ist es möglich, die heißen Gase einer unter Druck stehenden Brennkammer mit Wirbelschichtverbrennung zu verwenden. In einer Verbundsystemanlage werden sowohl Gas- als auch Dampfturbinen zum Antrieb der Generatoren verwendet. Hier treiben heiße Gase aus der Brennkammer die Gasturbinen an. Der Dampf wird in der Brennkammer und durch die Nutzung heißer Auspuffgase aus den Gasturbinen erzeugt. Im Verhältnis zu herkömmlichen Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln ohne Emissionsschutzmaßnahmen können die Emissionen um mehr als 99 % bei Schmutzpartikeln und Schwefeldioxid⁵³ und um 50 % bei Stickoxid gesenkt werden. Als zusätzliche Kosten werden bis zu 2 % der Stromerzeugungskosten im Verhältnis zu herkömmlichen Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln ohne Emissionsschutzmaßnahmen angegeben.⁵⁴

Wirbelschichtverbrennung

Beim Wirbelschichtverfahren wird gemahlene Kohle mit Kohlenasche, ungebranntem Kalk oder Sand vermischt. Die Partikel bewegen sich in einem starken, emporsteigenden Luftstrom. Der Schwefel wird aufgrund des Kontaktes der Schwefelverbindungen mit dem Kalk von den Brennkammern ferngehalten. Bei dieser Technologie mit elektrostatischer Abscheidung als Emissionsschutzmaßnahme verringern sich die Schwefeldioxidemissionen um 90 % im Verhältnis zu herkömmlichen Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln ohne Emissionsschutzmaßnahmen. Eine Rauchgasentschwefelung ist nicht notwendig. Aufgrund guter Kontrollmöglichkeiten der Ofen

52 Vgl. Heinrich, 1991, S. 327f

53 Der Schwefelgehalt der Kohle, von dem hier ausgegangen wird, wurde in diesem Beitrag nicht genannt, vgl. World Bank, 1992, S. 144f

54 Die Stromerzeugungskosten, von denen hier im Normalfall (Energieträger Kohle, konventioneller Kessel, keine Emissionsschutzmaßnahmen) ausgegangen wird, werden mit 5 Cent pro kWh ohne Übertragungs- und Verteilungskosten angegeben, vgl. World Bank, 1992, S. 145

temperaturen ist eine Reduktion der Stickoxidemissionen möglich. Die Staubverwirbelung führt zu einer wirksameren Verbrennung als bei herkömmlichen Kohlekraftwerken.⁵⁵ Bei dieser Technologie ist eine Senkung der Schmutzpartikelemissionen um mehr als 99 % und die Verringerung der Stickoxidemissionen um 56 % im Vergleich zu herkömmlichen Kohlekraftwerken möglich. Bei der Nutzung von integrierter Wirbelschichtverbrennung unter Druck im Verbundsystem werden mit elektrostatischer Abscheidung als Emissionsmaßnahme Reduktionen von mehr als 99 % bei Schmutzpartikelemissionen, 93 % bei Schwefeldioxid- und 50 % bei Stickoxidemissionen erreicht. Die zusätzlichen Kosten werden bei beiden Anlagen mit bis zu 2 % der Stromerzeugungskosten im Verhältnis zu herkömmlichen Kohlekraftwerken mit konventionellen Kesseln und ohne Emissionsschutzmaßnahmen angegeben.⁵⁶

Als wirkungsvolles Verfahren für Dampfprozesse ist der Einsatz von Wirbelschichtfeuerung in nahezu allen Bereichen der Wärmeerzeugung möglich. Sie ist besonders wirkungsvoll bei einem Einsatz in Kraftwerken, die sowohl Strom als auch Wärme liefern, kann jedoch langfristig gesehen genauso wie die Kohlestaubfeuerung auch für große Kohlekraftwerke von Bedeutung sein. Große Kraftwerke, die mit Wirbelschichtfeuerung betrieben werden sollen, können in Modulbauweise errichtet werden. Ein weiterer Vorteil der Wirbelschichtverbrennung ist die Nutzbarkeit von Kohlen mit hohem Ballastgehalt.⁵⁷

Ein wichtiges Ziel der Entwicklungsbestrebungen ist die Steigerung des Wirkungsgrades. So wurden z. B. neue Werkstoffe für höhere Dampftemperaturen entwickelt und die Strömungsverluste in den Dampfturbinen konventioneller Kraftwerke gesenkt. Ein Schwerpunkt der Forschung ist die Kombination aus Kohlevergasung bzw. -entgasung mit kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozessen und die Wirbelschichtfeuerung. Die druckbetriebene Wirbelschichtverbrennung mit nachgeschaltetem Gas-Dampf-Turbinenprozeß ermöglicht eine Wirkungsgradsteigerung und eine kompaktere Bauweise gegenüber konventionellen Kraftwerken.⁵⁸

55 Vgl. World Bank, 1992, S. 145 und Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 168f

56 Vgl. World Bank, 1992, S. 145

57 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 70, 168f

58 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 70, 168f

Kohlevergasung

Wenn Kohlevergasungsverfahren in kombinierten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerke) angewendet werden, ist es möglich, die Kohle durch Pyrolyse in Gas umzuwandeln, das vollkommen von Schwefel- und Stickstoffverbindungen gereinigt ist. Die Wärme, die durch die Verbrennung des Gases entsteht, wird dann in einer Kombination von Gas- und Dampfturbinen verwendet. Mit dieser Technologie ist neben einer erheblichen Reduktion der SO₂- und NO_x-Emissionen auch eine Steigerung des Nettowirkungsgrades auf bis zu 45 % möglich.⁵⁹

Bei der Braunkohlevergasung wird an der Weiterentwicklung des Hochtemperatur-Winkler-(HTW)-Verfahrens für den Einsatz in Kombikraftwerken mit integrierter Braunkohlevergasung (KoBra) gearbeitet. Dort wird eine Verbrennung von aus Braunkohle hergestelltem Brenngas in HTW-Druckvergaser angestrebt. Mit den dort produzierten Abgasen werden vor der Nutzung zur Dampferzeugung im Kraftwerksteil bei hohen Drücken und Temperaturen Gasturbinen angetrieben. Mit diesem Kraftwerksmodell sollen ein um 30 % höherer Wirkungsgrad und daher über den geringeren Einsatz von Brennstoffen auch eine Verringerung der Schadstoffemissionen, insbesondere auch der CO₂-Emissionen möglich sein.⁶⁰

Der Einsatz vergaster, entschwefelter Kohle ist auch in Brennstoffzellen-Anlagen möglich. Das Gas wird dann in reinen Wasserstoff umgewandelt.⁶¹ Bei der Nutzung von Brennstoffzellen-Anlagen werden zukünftig Wirkungsgrade erwartet, die fast dem doppelten von konventionellen Dampfturbinen-Kraftwerken entsprechen. Brennstoffzellen sind auch geeignet für den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.⁶²

Ebenfalls ist innerhalb eines Kraftwerkes die Kopplung von Gasturbinen mit einem Steinkohle-Dampferzeuger möglich. So soll z. B. im deutschen Kraftwerk Franken II ein 750 MW-Verbundblock entstehen, von dem 600 MW elektrische Leistung von einem Steinkohle-Dampferzeuger mit Schmelzkammerfeuerung und 150 MW von einem Abhitze-Dampferzeuger hinter einer

59 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 170 und Pinske, 1993, S. 143

60 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 71 und 198f

61 Die Verwendung von Kohlegas ist in der Festoxid-Brennstoffzelle möglich, vgl. Grawe, 1992, S. 116 und Wendt, Plzak, 1990, S. 8

62 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 86f

Gasturbine erzeugt werden. Für diesen Verbundblock wird ein Nettowirkungsgrad von 46,1 % erwartet.⁶³

Im erweiterten Endbericht GEMIS (Version 2.1.)⁶⁴ gibt es Berechnungen der erwarteten Emissionen für Anlagen, die zusätzlich zu den bereits in den STANDARD enthaltenen Prozessen auch solche enthalten, die noch nicht marktreif sind und bei denen deshalb für die Datensätze auf Betriebserfahrungen von Pilot- und Technikumsanlagen zurückgegriffen werden mußte. Zahlen liegen in diesem Bericht jedoch nur für Anlagen vor, die eine Feuerungswärmeleistung von über 300 MW_{th} haben.⁶⁵

Tabelle 4: Emissionen von Feuerungsanlagen mit Kohle, deren Technologie zum Teil noch nicht marktreif ist, nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffheizwert⁶⁶

Brennstoff / Feuerungswärmeleistung	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
<i>Deutsche und Import-Steinkohle⁶⁷</i>					
Vollwert ⁶⁸ / > 300 MW _{th}	30,6	28,3	3,5	93.350	3,5
Ballast / > 300 MW _{th}	67,6	26,5	3,3	89.980	3,3
<i>westdeutsche Braunkohle</i>					
> 300 MW _{th}	28,4	24,4	4,1	111.240	4,1
<i>Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 93 und 98</i>					

Während die Emissionen von SO₂, NO_x, CO und Staub sich im Verhältnis zum heutigen Stand der Technik in Deutschland teilweise um mehr als 50 % deutlich verringern, können bei einem Einsatz dieser Anlagen keine Verminderungen der CO₂-Emissionen erwartet werden.

Es wird jedoch nach Abscheidungs- und Deponierungsmöglichkeiten von CO₂-Emissionen geforscht, um zukünftig ein emissionsfreies, kohlebefeuer

63 Vgl. Rieder, Hesse, Pöhler, Sigg, 1995, S. 183

64 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994

65 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 93, 98, 222

66 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 93ff

67 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 14

68 „Vollwert“ und „Ballast“ bezeichnen unterschiedliche Steinkohlen, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 14

tes Kraftwerk bauen zu können.⁶⁹ Bei bereits bestehenden Anlagen könnte das CO₂ mit einem chemischen Bindungsmittel wie z. B. Monomethylamin (MEA) absorbiert und somit der Austritt vermindert werden. Hier wäre allerdings mit einem erheblichen Wirkungsgradverlust und stark steigenden Kosten zu rechnen.⁷⁰ Ein weiteres Verfahren zur CO₂-Reduktion wäre das Shell-Verfahren, dessen Einsatz zukünftig insbesondere für moderne Kraftwerke nach dem GuD-Prinzip als geeignet angesehen wird. Hier besteht ebenfalls noch Forschungsbedarf.⁷¹

Bei bereits bestehenden Kohlekraftwerken können mit technischen Verbesserungsmaßnahmen die Nettowirkungsgrade erhöht werden. So ist beispielsweise bei günstigen Kondensatorzuständen eine Optimierung des Nettowirkungsgrades eines konventionellen deutschen Dampfkraftwerkes von ursprünglich 33 % auf 45 bis 46 % möglich. Hier wird von einer Verringerung des Brennstoffbedarfes von 17 bis 18 % ausgegangen. Auch Optimierungen des Nettowirkungsgrades auf 47 bis 48% sind möglich. Dann wird jedoch davon ausgegangen, daß das Kraftwerk unter den derzeitigen energie-wirtschaftlichen Bedingungen nicht mehr wirtschaftlich arbeitet.⁷²

Auf die Möglichkeiten der Energiespeicherung wird im Kapitel 2.11.2 eingegangen.

2.1.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Im erweiterten Endbericht GEMIS (Version 2.1.)⁷³ gibt es Berechnungen der Kosten für Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung, die mit Standardtechnik und mit Zukunftstechnik ausgerüstet sind. Die Berechnungen sind als Orientierung gedacht. Die Methode, die zur Berechnung der betriebswirtschaftlichen Kosten dienen sollte, ging von folgenden Annahmen aus:

- das Bezugsjahr der genannten Kosten war das Jahr 1990,
- der Betrachtungszeitraum betrug 20 Jahre,
- alle Kosten waren reale Größen,
- es wurde ein einheitlicher Zinssatz von 4 % zugrundegelegt,
- die Kapitalkosten wurden annuitätisch als Jahreskosten ermittelt,

69 Vgl. Sens, McMullan, Williams, 1991, S. 287

70 Vgl. Seifritz, 1990, S. 665f

71 Vgl. Seifritz, 1990, S. 667

72 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 31f

73 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994

- die jährlichen Fixkosten setzten sich aus den Ausgaben für Instandhaltung und Wartung zusammen; bei Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen befeuert wurden, wurde hierfür ein Pauschalbetrag von 2 % der Investitionen veranschlagt; für Personalausgaben wurden DM 60.000 pro Person und Jahr angesetzt,
- die jährlichen Fixkosten, variablen Betriebskosten, Brennstoffkosten wurden zu den Jahreskosten addiert,
- in den Investitionskosten waren keine Ausgaben für Steuern, Versicherungen, Grundstückskosten, Planungskosten oder Bauzeitzinsen enthalten,
- es wurden keine Kosten für Materialvorleistungen berücksichtigt, die Hilfs- und Betriebsmittel waren ebenso wie Materialien zum Bau des Kraftwerkes in den Investitions- und Betriebskosten bereits enthalten,
- es wurden keine Brennstoff- oder Hilfsstromkosten berücksichtigt. Die variablen Kosten stellten nur die Ausgaben für Verbrauchsmaterialien sowie die Versorgung und Entsorgung dar,
- es wurde keine Diskontierung zukünftiger Kosten- und Preissteigerungen vorgenommen,
- die Jahresdienstleistung wurde aus der Leistung (in MW_{th}) und der Auslastung ermittelt,
- die gesamten Jahreskosten wurden durch die Jahresdienstleistung geteilt.

Das Ergebnis dieser Berechnungen waren dann die über die Lebensdauer eines Kraftwerkes gemittelten Kosten in realen Größen. Als Standardtechnik wurden typische neue Anlagen, die in den Jahren 1990 bis 1995 gebaut wurden, bewertet. Die Kosten für die Zukunftstechnik betrafen hingegen Technologien, von denen erwartet wurde, daß sie sich im Zeitraum von 1995 bis 2005 durchsetzen würden.⁷⁴ Da hier von Kraftwerken ausgegangen wurde, die in Deutschland zum Einsatz kommen würden, waren als Brennstoffe die in Deutschland verwendeten vorgesehen.

74 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 145ff

Tabelle 5: Kosten von Kohlekraftwerken für die Strombereitstellung und die Kraft-Wärme-Kopplung

Technik	Leistung	Investition		Fixkosten	variable Kosten
		DM	DM/kW	DM/a	Pf/kWh
<i>Strombereitstellung</i> ⁷⁵					
STANDARD:					
Braunkohle-KW/DT-rhein	600 MW _{el}	1.410 Mio.	2.350	46.200.000	2,50
Braunkohle-KW/DT-Leip	500 MW _{el}	1.175 Mio.	2.350	38.500.000	2,50
Steinkohle-KW/DT-mix	700 MW _{el}	1.575 Mio.	2.250	46.500.000	2,50
ZUKUNFT:					
Braunkohle-KW/Gasturbine + Druckwirbelschicht	800 MW _{el}	2.000 Mio.	2.500	58.000.000	1,00
Braunkohle-KW/integrierte Kohlevergasung + GuD ⁷⁶	400 MW _{el}	520 Mio.	1.300	13.400.000	0,50
Steinkohle-KW/Gasturbine + Druckwirbelschicht	800 MW _{el}	1.920 Mio.	2.400	53.400.000	1,00
Steinkohle-KW/integrierte Kohlevergasung + GuD	400 MW _{el}	520 Mio.	1.300	13.400.000	0,50
<i>Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)</i> ⁷⁷					
STANDARD:					
Braunkohle-KWK-EK ⁷⁸	100 MW _{el}	285 Mio.	2.850	9.300.000	2,50
Braunkohle-KWK-GD ⁷⁹ - Wirbelschichtfeuerung	50 MW _{el}	137,5 Mio.	2.750	5.150.000	1,00
Steinkohle-KWK-EK	100 MW _{el}	260 Mio.	2.600	8.800.000	2,50
Steinkohle-KWK-GD- Wirbelschichtfeuerung	50 MW _{el}	125 Mio.	2.500	4.900.000	1,00
ZUKUNFT:					
Braunkohle-KWK-DWSF ⁸⁰ -GT ⁸¹	100 MW _{el}	300 Mio.	3.000	9.600.000	1,00
Steinkohle-KWK-DWSF-GT	100 MW _{el}	275 Mio.	2.750	9.100.000	1,00
<i>Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 149ff</i>					

75 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 149

76 GuD = Gas- und Dampfturbine, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 224

77 Spitzenkessel und Verteilsysteme für Koppelwärme, also Nah- und Fernwärmenetze, sind hier nicht enthalten, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 151f

78 EK = Entnahme Kondensation (-Turbine), vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 223

79 GD = Gegendruck (-Turbine), vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 223

80 DWSF = Druckwirbelschichtfeuerung, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 223

81 GT = Gasturbine, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 224

Tabelle 6: Kosten für Kohlekraftwerke zur Wärmebereitstellung

Technik	Leistung	Investition		Fixkosten	variable Kosten
		DM	DM/kW	DM/a	Pf/kWh
<i>Wärmebereitstellung</i> ⁸²					
Braunkohle-Heizwerk-Rost ⁸³	10 MW _{th}	5.000.000	500	100.100	0,20
Steinkohle-Heizwerk-WSF ⁸⁴	10 MW _{th}	8.000.000	800	160.000	0,50
Braunkohle-Brik. ⁸⁵ -Ofen ⁸⁶	5 kW _{th}	500	100	110	0,00
Braunkohle-Brik.-Hzg. ⁸⁷	10 kW _{th}	8.000	800	260	0,00
Steinkohle-Brik.Ofen	5 kW _{th}	500	100	110	0,00
Steinkohle-Brik.-Hzg.	10 kW _{th}	8.000	800	260	0,00
Steinkohle-Koks-Ofen	5 kW _{th}	500	100	110	0,00
Steinkohle-Koks-Hzg.	10 kW _{th}	8.000	800	260	0,00

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 149ff

Wie hier zu sehen ist, liegen die Investitionskosten für die Standardtechnik zwischen 2.250,00 DM/kW und 2.850,00 DM/kW, die Investitionskosten für die Zukunftstechnik zwischen 1.300,00 DM/kW und 3.000,00 DM/kW. Investitionen für Kohlekraftwerke zur Wärmebereitstellung liegen je nach verwendeter Technik zwischen 100,00 DM/kW und 800,00 DM/kW. Hier wurde keine Unterteilung in Standard- und Zukunftstechnik vorgenommen.

Es wird davon ausgegangen, daß als Kosten für Umweltschutzmaßnahmen bei dem Bau eines neuen Großkraftwerkes in Deutschland 25 bis 30 % der

82 Wärmebereitstellung ohne KWK, Verteilsysteme für Koppelwärme, also Nah- und Fernwärmenetze, sind hier nicht enthalten, es erfolgte keine Aufteilung in STANDARD und ZUKUNFT, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 153

83 Rost = Rostfeuerung

84 WSF = Wirbelschichtfeuerung

85 Brik. = Brikett

86 Bei diesen kleinen dezentralen Anlagen wurde auch von automatischem Betrieb ausgegangen, hier beinhalten jedoch die Bereitstellungskosten auch die Kosten für die hausinterne Verteilung der Wärme, die Fixkosten beinhalten zusätzlich zu den Positionen Wartung und Instandhaltung Jahreskosten von pauschal DM 100,00 für die Messungen der Emissionen, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S.153f

87 Hzg. = Heizung

Gesamtinvestitionen aufgewendet werden müssen.⁸⁸ Die Investitionskosten für superkritische Kohlekraftwerke zur Stromerzeugung werden mit 811,07 US\$/kW bis 928,67 US\$/kW für ultra-superkritische Kohlekraftwerke angegeben. Die Wirkungsgrade liegen hier zwischen 41 % und 45 %.⁸⁹

In einer anderen Veröffentlichung werden die Investitionskosten für moderne, konventionelle Steinkohlekraftwerke mit einem Nettowirkungsgrad von 38 % mit 2.200,00 DM/kW angegeben. Für ein entsprechendes Kraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 45 % ist mit zusätzlichen Investitionen von 185,00 DM/kW auszugehen. Außerdem werden dort Berechnungen zitiert, nach denen bei modernen, konventionellen, kohlebefeuerten Kraftwerken mit Wirkungsgraden von 45 % (deutsches Hochtemperaturkraftwerk Lübeck, 400 MW) Investitionskosten in der Höhe von 2.375,00 DM/kW bzw. bei einem Wirkungsgrad von 43 % (Staudinger 5, Deutschland, 500 MW) in der Höhe von 2.234,00 DM/kW anfallen. Die Investitionskosten für ein Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung mit einem Wirkungsgrad von 45,5 % (Puertollano/Spanien, 300 MW) liegen dort bei 2.625,00 DM/kW.

Als Bezugsgrößen für die Vergleichbarkeit dieser drei Kraftwerke wurde mit einem 640 MW-Block, 6.500 Jahresnutzungsstunden, einem Preis von DM 130,00/t SKE für die eingesetzte Kohle, 9 % Zinsen/a, einer Abschreibungszeit von 20 Jahren und Personalkosten von DM 100.000,00 pro Person und Jahr gerechnet.⁹⁰ Als Vergleich hierzu werden Investitionskosten für ein technisch veraltetes, mit Steinkohle befeuertes Dampfkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 30 % mit rund 2.030,00 DM/kW angegeben.⁹¹

Die spezifischen Investitionskosten für ein Verbundkraftwerk, wo eine Gasturbine einem kohlebefeuerten Kraftwerksblock vorgeschaltet wird, liegen bei 2.812,00 DM/kW. Die Preissteigerung gegenüber einem herkömmlichen Kohlekraftwerk resultiert aus den zusätzlichen Kosten für Abhitzeessel und Gasturbinenanlage von rund 370 Mio. DM.⁹² Die Investitionskosten für Kombikraftwerke mit Druckwirbelschichtfeuerung werden hier mit

88 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 91

89 Vgl. Torrens, Stenzel, 1997, S. 256ff

90 Ohne doppelte Sicherheitsauslegung der Komponenten bei den konventionellen Kraftwerken, vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 32f, 41

91 Ohne REA und DENOx, vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 52

92 Feuerung mit Erdgas oder Erdöl möglich, vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 39

2.400,00 DM/kW bis 2.800,00 DM/kW angegeben,⁹³ die für Kombikraftwerke mit integrierter Steinkohlevergasung mit 2.625,00 DM/kW.⁹⁴

Die Kosten für die Optimierung von Kraftwerken hängen u. a. ab vom bisherigen Wirkungsgrad der Anlage, dem Alter und der verwendeten Technik, werden aber auf maximal 50 % der Kosten eines Neubaus geschätzt. Als Vorteil werden dabei insbesondere die bereits existierende Infrastruktur und die mit 1 bis 2 Jahren vergleichsweise geringe Umrüstungszeit angesehen. Aber auch energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen spielen eine Rolle, wenn es um die Entscheidung geht, bis zu welcher Optimierung des Wirkungsgrades eine Umrüstung sich noch als wirtschaftlich erweisen würde. Für asiatische Kraftwerke wird eine Spanne von 300 bis 450 \$/kW geschätzt.⁹⁵

2.2 Erdöl

2.2.1 Der Energieträger Erdöl und die zur Zeit verwendeten Techniken

Erdöl zählt zu den fossilen Energieträgern⁹⁶ und wird zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie als Kraftstoff im Verkehrssektor genutzt. Erdöl und die daraus gewonnenen Heizöle zeichnen sich im Vergleich zu festen Brennstoffen durch einen hohen Wasserstoff- und einen geringen Wasser- und Aschegehalt aus. Sie haben gute Feuerungseigenschaften.⁹⁷ Jedes Erdölvorkommen ist jedoch einmalig in Zusammensetzung und Eigenschaften der chemischen Verbindungen. So kann es sogar Abweichungen der Werte innerhalb eines Ölfeldes geben, wenn hier aus verschiedenen Zonen gefördert wird, die nicht miteinander verbunden sind. Die im Rohöl enthaltenen Mengen von Schwefel, Kohlenstoff, Wasserstoff oder Stickstoff sind demnach von ihrer Herkunft abhängig.⁹⁸

Die bereits im Kapitel 2.1.1 beschriebenen Dampfkraftwerke können auch mit Erdöl als Energieträger betrieben werden.⁹⁹ Auch die Stromerzeugung

93 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 45

94 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 52

95 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 34

96 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. IV-5

97 Hierzu gehören Heizöl EL (extra leichtflüssig), L (leichtflüssig), M (mittelflüssig) und S (schwerflüssig), vgl. Laufen, 1984, S. 80

98 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 143f

99 Vgl. Pinske, 1993, S. 53

mit Dieselmotoren ist möglich.¹⁰⁰ Hier ist zu unterscheiden zwischen Dieselmotoren mit verschiedenen Drehzahlbereichen der Motoren. Dieselmotoren mit einer niedrigen Drehzahl, sogenannte Langsamläufer, werden beispielsweise als Dieselmotoren in Entwicklungsländern eingesetzt, um die Grundlast abzudecken. Dort werden Dieselmotoren bis ca. 30 MW elektrischer Leistung mit schwerem Heizöl oder Rohöl befeuert. Die Dieselmotoren im mittleren Drehzahlbereich mit bis zu 10 MW elektrischer Leistung werden in abgelegenen und schwer zugänglichen Gebieten bevorzugt, da sie kleiner und leichter sind als die Langsamläufer. Dieselmotoren im oberen Drehzahlbereich, sogenannte Schnelläufer, mit bis zu 5 MW elektrischer Leistung werden mit leichtem Heizöl befeuert und als stationäre oder mobile Notstromaggregate genutzt.¹⁰¹ In Deutschland sind auch mit Schweröl befeuerte thermische Dieselmotoren, die vor der Ölkrise zu Beginn der siebziger Jahre zur Deckung der Grundlast gebaut wurden, noch in Betrieb. Aufgrund des Ölpreisanstieges werden diese jedoch nur noch als Reservemotoren und um die Spitzenlast abzudecken eingesetzt.¹⁰² Als Gesamtwirkungsgrad von Dieselmotoren werden 35 bis 40 % angegeben.¹⁰³

Aufgrund der geringen Reichweite der Erdölreserven und der hohen Preise des Erdöls wird z. B. in Deutschland mit dem zukünftigen Einsatz von Erdöl als Primärenergieträger insbesondere im kommunalen Bereich für größere Dieselmotoren oder Heizmotoren nicht mehr gerechnet¹⁰⁴ und langfristig eine Stilllegung der ölbetriebenen Dieselmotoren erwartet.¹⁰⁵ So hatte die Stromerzeugung aus Heizöl z. B. im Jahre 1994 nur noch einen Anteil von 1,5 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland.¹⁰⁶ Zur Zeit werden noch ölbetriebene Gasturbinen zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, daß diese Gasturbinen durch erdgasbetriebene Systeme ersetzt werden.¹⁰⁷ Der Elektrizitätserzeugung mit ölbeheizten Dieselmotoren wird in den Industrieländern keine Zukunftschance eingeräumt. Da Erdöl heute aber auch dort noch in geringem Maße genutzt wird und die Nutzung

100 Vgl. Gutmann, 1994, S. 95

101 Vgl. Gutmann, 1994, S. 95 und Pinske, 1993, S. 81

102 Vgl. Gutmann, 1994, S. 96

103 Vgl. Pinske, 1993, S. 85

104 Vgl. Spreer, 1991, S. 182

105 Vgl. Prognos AG (Hrsg.), 1990, S. 458

106 Ohne Einsatz zur Wärmeerzeugung, vgl. VDEW, 1995, S. 27

107 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 101

in Entwicklungsländern in abgelegenen Gebieten mit den bereits beschriebenen Dieselmotoren möglich ist, wird dieser Energieträger nicht von vornherein auch für eine zukünftige Nutzung in kleinen Kraftwerken ausgeschlossen.

Auch die Erzeugung von Wärme mit erdölbefeuerten Heizsystemen ist möglich. Auf die einzelnen hierfür nutzbaren Technologien wird hier jedoch aus Kapazitätsgründen nicht eingegangen. Im folgenden Kapitel werden zur Orientierung die Emissionen für in Deutschland verwendete ölbetriebene Heizsysteme aufgeführt.

2.2.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Erdöl für die Energieerzeugung

Die Einwirkungen auf die Umwelt erfolgen bei den Schritten Exploration, Gewinnung, Aufbereitung, Lagerung, Transport, Verstromung und Wärme-erzeugung und wirken sich auf alle Umweltmedien aus. Während durch die Bereiche Exploration und Gewinnung hauptsächlich die direkte Umgebung betroffen ist, haben die weiteren Verwendungsschritte zum Teil Einfluß auf größere Gebiete und mit der länderübergreifenden Verteilung der Schadstoffemissionen auch globale Auswirkungen.

Die Suche nach Erdölvorkommen wird mittels seismischer Verfahren durch die Reflexionen von Schallwellen vorgenommen, die durch Explosionen und Luftdruckstöße ausgelöst werden. Später erfolgen dann die Explorationsbohrungen. Bei diesen Maßnahmen treten, genauso wie bei der Förderung und der späteren Verarbeitung in der Raffinerie, Lärmemissionen auf.¹⁰⁸ Die Ölförderung ist onshore, also an Land, und offshore im Wasser vor der Küste möglich.¹⁰⁹ Die Bohrspülungen¹¹⁰ werden in einem Kreislaufsystem weiter verwendet. Das ausgebohrte Gestein darf weder den Boden noch das Grundwasser schädigen. Bei den Förderbohrungen kommt dann das Lagerproblem ölhaltigen Bohrgutes auf, das beim Absenken der Bohrungen auftritt. Das ölhaltige Bohrgut darf bei Offshore-Bohrungen nicht in das Meer eingeleitet werden und muß daher an Land transportiert werden, wo es mit biologischen Reinigungsverfahren, wie sie auch bei Ölnfällen verwendet werden, behan-

108 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 355, 363

109 Vgl. Slessor, 1982, S. 202

110 Hier werden Spülungen auf wäßriger Basis oder Ölspülungen verwendet, vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 355

delt wird. Durchflußtests, bei denen das Öl in speziellen Brennern verbrannt wird, um die Ergiebigkeit der Öllagerstätte zu prüfen, bringen Emissionen von Stickoxid, Schwefeldioxid und unter Umständen auch Ruß mit sich.¹¹¹

Bei der eigentlichen Ölförderung entstehen Emissionen bei der Nutzung der Hilfsaggregate und der Dieselmotoren bzw. elektrischen Anlagen zur Energieerzeugung zum Pumpbetrieb oder zum Antrieb von Kompressoren. Das geförderte Öl wird dann von dem mitgeförderten Erdölgas und dem Lagerstättenwasser getrennt. Abhängig von den Förderverhältnissen kann es erforderlich sein, das Erdölgas in die Lagerstätte zurückzupressen, um so den Förderdruck zu erhöhen. Wenn das Erdölgas schwefelhaltig ist, wird eine Entschwefelung vorgenommen, um Schwefeldioxidemissionen beim Abbrand zu verhindern. Das Lagerstättenwasser ist salzhaltig und enthält Spuren von gelösten oder emulgierten Kohlenwasserstoffen. Es wird entweder zur Erhöhung des Drucks wieder in die Lagerstätte zurückgepumpt oder bei Offshore-Bohrungen in das Meer eingeleitet.¹¹²

Beim Transport des Rohöls kann es dann zu Ölemissionen durch beabsichtigte Öleinleitungen aus Tankern und anderen Schiffen, z. B. durch das Ablassen von Tankwaschwässern, kommen. Um diesen Öleinleitungen vorzubeugen, haben die Ölgesellschaften diverse Gegenmaßnahmen, wie beispielsweise das „Load-on-Top“-Verfahren zur Tankerreinigung, entwickelt. Weitere Ölemissionen können bei der Brennstoffaufbereitung an Bord der Schiffe¹¹³ und durch Tankerunfälle und Leckagen der Pipelines entstehen. Die dadurch verursachte Verölung von Flora und Fauna im Meer und an den betroffenen Küstenstreifen stellt ein großes Problem dar. Wenn auch davon ausgegangen wird, daß sich durch den biologischen Abbau der biogenen Kohlenwasserstoffe des Erdöls die vor dem Unfall existierende Artenvielfalt langsam wieder einstellen wird,¹¹⁴ ist eine derartige Verölung ein schwerwiegender Eingriff in die Umwelt. Es gibt verschiedene internationale Verordnungen, die die Gefährdungen durch auslaufendes Öl bei Tankerunfällen betreffen. Die Regierungen verschiedener Länder wie beispielsweise die USA mit dem Oil Pollution Act of 1990 (OPA) versuchen jedoch, mit eigenen speziellen Gesetzgebungen auf die Tankersicherheit einzuwirken.¹¹⁵

111 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 355f

112 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 357

113 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 358f

114 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 360

115 Vgl. West (Hrsg.), 1994, S. 212 und Hammer, 1991, S. 8ff

Die Verarbeitung des Rohöls in einer Raffinerie beeinflusst ebenfalls die Umwelt. So wird Platz für die Raffinerie benötigt und das Verkehrsaufkommen erhöht. Die Emissionen der Raffinerien werden in Deutschland genauso wie die der großen Kraftwerke durch die 13. BImSchG¹¹⁶ reglementiert. Während des Raffineriebetriebes sind jedoch ebenfalls Emissionen in die Umweltmedien Boden, Luft und Wasser möglich. So kann Öl aufgrund von Leckagen in den Boden sickern. Wie das Öl sich im Boden verhält, ist abhängig von der Beschaffenheit des Öls, des Bodens und der hydrologischen Verhältnisse.¹¹⁷ Des weiteren treten beim Raffineriebetrieb Schwefeldioxid-, Stickstoffdioxid- und Staubemissionen beim Betrieb der Feuerungsanlagen und Kohlenwasserstoffemissionen beim Anlagenbetrieb, der Lagerung und der Umfüllung auf.¹¹⁸ Das Abwasser der Raffinerien enthält Kohlenwasserstoffe, Phenole, Sulfide, Schwefelwasserstoff und Ammoniak. Bei der Abwasserreinigung wird das Wasser von Schwefelwasserstoff und Phenol gereinigt. Außerdem erfolgt eine Ölabscheidung. Dort wird der Kohlenwasserstoff abgetrennt. Der Schlamm, der im Ölabscheider und der biologischen Stufe der Reinigung anfällt, wird entwässert und verbrannt oder als Sondermüll deponiert. Das Wasser, das letztlich in den Vorfluter abläuft, hat abgesehen von den leicht erhöhten Eisen- und Aluminiumwerten Oberflächenwasserqualität, die Schwermetallkonzentration liegt hierbei unterhalb der in Deutschland vorgegebenen Grenzwerte der Trinkwasserverordnung. Zu berücksichtigen ist jedoch, daß es sich hier um Angaben für deutsche Raffinerien handelt. In den Raffinerien fallen außerdem Abfälle wie beispielsweise Lagerstättenwasser oder mineralischer Schlamm an, die dann als Sondermüll behandelt werden.¹¹⁹

Auch bei der Lagerung und dem Umfüllen sowie beim Transport kann es zu Ölaustritt aufgrund von Leckagen kommen. Ölverluste aufgrund von Leckagen machen bei dem Rohrleitungsbetrieb in Europa etwa ein bis zwei Gramm pro transportierter Tonne Öl aus. Als hauptsächliche Ursachen hierfür werden Korrosion, mechanische Fehler und Tätigkeiten Dritter wie z. B. Bauarbeiten angesehen. Aber auch bei Verkehrsunfällen kann es zu Ölaustritt kommen.¹²⁰ So unterliegen die Transporte gefährlicher Güter national

116 Vgl. 13. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungsanlagen - 13. BImSchV) vom 22.06.1983

117 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 363ff

118 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 367, 372

119 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 367, 377ff

120 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 383, 387

und international entsprechenden Vorschriften, wie z. B. in Deutschland dem Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter (GefGutG).¹²¹

Die Verarbeitung von Mineralölen birgt während des gesamten Produktionsablaufs aber auch direkte Risiken für den Menschen, z. B. aufgrund der Brennbarkeit und der Explosionsfähigkeit bei bestimmten Mischungsverhältnissen mit Luft. Diesen Risiken wird in Deutschland durch Arbeitsschutz- und Sicherheitsmaßnahmen Rechnung getragen.¹²²

Bei der Verbrennung von Erdöl in Kraftwerken werden u. a. Schwefeldioxid (SO₂), Kohlendioxid (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂) und Staub emittiert. Die Emissionen sind abhängig von der verwendeten Technologie, dem verwendeten Öl und der installierten Leistung. Auf die Reglementierungen dieser Emissionen bei dem Betrieb von Kraftwerken in Deutschland wurde bereits im Kapitel 2.1.2 eingegangen. Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf Anlagen, die zur Zeit in Deutschland genutzt werden. Diese Angaben sind daher als Orientierung zu verstehen, um eine Vorstellung der Emissionen moderner ölbetriebener Kraftwerke zu erhalten.

In der folgenden Tabelle wird ein Überblick über die o. g. Emissionen von Anlagen, die mit schwerem Heizöl befeuert werden, gegeben. Die Angaben beziehen sich auf die Datensätze IST und STANDARD,¹²³ die in den Tabellen des GEMIS (Version 2.1.) verwendet werden.

121 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 388 und Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter (GefGutG) vom 06.08.1975

122 Vgl. Deutsche BP (Hrsg.), 1989, S. 327

123 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 221f, In den dort dargestellten STANDARD-Datensätzen entsprechen alle Prozesse den zum Untersuchungszeitpunkt geltenden Rahmenbedingungen für Neuanlagen. Die dort verwendeten Kenndaten beinhalten neben den gesetzlichen Umweltauflagen auch Betriebserfahrungen. Als Zeithorizont wurde bei den Anlagen mit einer größeren Leistung als 300 MW_{th} die Datensätze IST (Basisjahr 1989) und STANDARD (1990 gewählt, bei der Anlagengröße von 50 bis 300 MW_{th} wurden für die Angaben zu den Emissionen nur die Ergebnisse der Datensätze IST (Datensätze, bei denen alle enthaltenen Prozesse den Bedingungen des Basisjahres 1989 entsprechen) dargestellt. Diese wurden in der folgenden Tabelle entsprechend übernommen.

Tabelle 7: Emissionen von Feuerungsanlagen mit schwerem Heizöl nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffheizwert¹²⁴

Feuerungswärmeleistung	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
50 - 300 MW _{th} (IST)	490,9	114,7	43,0	78.700	11,5
> 300 MW _{th} (IST)	110,5	86,4	28,8	78.320	8,4
> 300 MW _{th} (STANDARD)	88,4	86,4	28,8	78.320	8,4

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 101

Zu den zur Zeit in Deutschland verwendeten ölbetriebenen Gasturbinen, die noch zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt werden, gibt es in der o. g. Studie GEMIS (Version 2.1.) keine Angaben. Es wird davon ausgegangen, daß diese durch erdgasbetriebene Systeme ersetzt werden.¹²⁵

Anlagen mit geringerer Leistung als oben angegeben werden in zwei Klassen unterteilt: < 1 MW_{th} und > 1 MW_{th}. Hier wird davon ausgegangen, daß es sich um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf der Basis von Dieselmotoren handelt. Die Werte für die Emissionen werden nach den Datensätzen STANDARD¹²⁶ des GEMIS Endberichtes (Version 2.1.) ausgewiesen.¹²⁷

Tabelle 8: Emissionen von Feuerungsanlagen mit Diesel nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput¹²⁸

Feuerungswärmeleistung	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
< 1 MW _{th}	74,7	643,0	62,7	74.050	41,8
> 1 MW _{th}	74,7	128,6	62,7	74.050	20,9

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 102

¹²⁴ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 101

¹²⁵ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 101

¹²⁶ Erklärung zu „STANDARD“ siehe Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 222

¹²⁷ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 101f

¹²⁸ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 102

Angaben zu Emissionen von Anlagen, die mit schwerem Heizöl befeuert werden und zusätzlich zu den bereits in STANDARD enthaltenen Prozessen auch solche enthalten, die noch nicht betriebsreif sind, wurden im GEMIS Endbericht (Version 2.1.) nicht gemacht.

Maßnahmen, die zu erheblichen Verminderungen bei Schadstoffemissionen führen, können auch bei schwerölbefeuerten Kraftwerken durchgeführt werden, da die Nutzung von Öl geringere Schmutzpartikelemissionen als die energetische Kohlenutzung mit sich bringt. Wenn Maßnahmen zur Emissionsreduktion durchgeführt werden, wie elektrostatische Abscheidung, SO₂- oder NO_x-Kontrollen, können die Emissionen um mehr als 99,9 % bei Schmutzpartikeln, um bis zu 93 % bei Schwefeldioxid und um bis zu 90 % bei Stickoxid im Verhältnis zu einem Kohlekraftwerk ohne Emissionsschutzmaßnahmen¹²⁹ gesenkt werden. Auch hier kann die Stromerzeugung im Verbundsystem erfolgen. Die zusätzlichen Stromerzeugungskosten im Verhältnis zum konventionellen Ölheizkessel ohne Umweltschutzeinrichtungen betragen 10-12 %, wenn als Emissionsreduktionsmaßnahmen elektrostatische Abscheidung und SO₂-Kontrollen durchgeführt werden, und 13-15 % bei der zusätzlichen Durchführung von NO_x-Kontrollen.¹³⁰ Außerdem können Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie z. B. Dampfturbinen-Heizkraftwerke mit leichtem und schwerem Heizöl befeuert werden.¹³¹

Auch zur Erzeugung von Wärme wird Erdöl genutzt. So wird in dem GEMIS-Modell davon ausgegangen, daß in Heizsystemen, die mit leichtem Heizöl befeuert werden, kaum Emissionen von Chlorwasserstoff (HCl) oder Fluorwasserstoff (HF) entstehen, da leichtes Heizöl praktisch halogenfrei ist.

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die Emissionen von SO₂, NO_x, CO, CO₂ und Staub für ölbetriebene Heizsysteme gegeben, die in Deutschland verwendet werden. Bei der Darstellung dieser Emissionen gab es zum Teil keine Angaben zur Feuerungswärmeleistung. Außerdem wurde nicht erwähnt, von welchen Datensätzen im GEMIS (Version 2.1.) ausgegangen wurde.¹³²

129 Ein Kohlekraftwerk ohne Emissionsschutzmaßnahmen wird hier zum Vergleich als Normalfall angesehen, vgl. World Bank, 1992, S. 145

130 Erklärung zu Verbundsystem, siehe Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, vgl. World Bank, 1992, S. 145

131 Siehe hierzu Kapitel 2.1. (Kohle)

132 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 109

Tabelle 9: Emissionen von ölbefeuerten Heizsystemen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput¹³³

Heizsystem	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Öl-Öfen	74,7	50,0	50,0	74,050	1,0
Öl-Heizung atmosphärisch	74,7	40,0	40,0	74,050	1,0
Öl-Heizung Rakete	74,7	30,0	30,0	74,050	0,1
Heizwerk < 5 MW _{th} /leichtes Heizöl	74,7	30,0	21,4	74,050	1,0
Heizwerk > 5 MW _{th} /leichtes Heizöl	74,7	30,0	14,3	74,050	1,0

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 111

2.2.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Moderne Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Brennstoffzellen, die bereits im Kapitel 2.1.3 beschrieben wurden, lassen sich auch mit Erdöl als Brennstoff betreiben. So ist Leichtbenzin in phosphorsauren und Karbonsatz-Brennstoffzellen als Brennstoff einsetzbar. Bei den Karbonsatz-Brennstoffzellen werden im Leistungsbereich ab 1 MW Wirkungsgrade bis 60 % erwartet, bei den phosphorsauren Brennstoffzellen im Leistungsbereich ab 1 kW Wirkungsgrade bis 45 %.¹³⁴ Die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC) ist am weitesten entwickelt und kann beispielsweise in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeversorgung von Bürohäusern, Krankenhäusern und kleineren Nahwärmenetzen eingesetzt werden. Da bei ihrem Einsatz nur vergleichsweise geringe Schadstoffmengen emittiert werden, ist sie auch in schadstoffbelasteten Ballungsgebieten einsetzbar.¹³⁵

Auch in gas- und ölbefeuerten Kombi-Anlagen ist der Einsatz von Leichtöl möglich. Bei diesen Anlagen wird als Hauptbrennstoff Erdgas und als Zusatzbrennstoff Leichtöl verwendet. Für das Kraftwerk „Korneuburg B“ in Österreich mit 126 MW elektrischer Leistung wird ein Nettowirkungsgrad von 46,3 % bezogen auf den unteren Heizwert angegeben¹³⁶ und für das

¹³³ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 111

¹³⁴ Die phosphorsauren Brennstoffzellen sind auch als Fahrzeugantrieb nutzbar, vgl. Grawe, 1992, S. 116

¹³⁵ Vgl. Drenckhahn, Lezuo, 1994, S. 147 und 153

¹³⁶ Vgl. Gilli, Gasteiger, 1994, S. 421f

Kraftwerk „Anta“ in Indien mit einer elektrischen Leistung von 425 MW ein Nettowirkungsgrad von 48 % bezogen auf den unteren Heizwert.¹³⁷

Auch in Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerken) kann Heizöl als Energieträger verwendet werden. Dort sind bei größeren Anlagen Wirkungsgrade bis zu 50 % erreichbar.¹³⁸

Erdöl ist jedoch der Energieträger, dessen Vorräte im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern wie Kohle oder Erdgas nur noch für einen vergleichsweise kurzen Zeitraum reichen werden. Das Interesse bei Forschung und Entwicklung liegt somit eher bei der Substitution des Energieträgers Öl für die Verwendung in Kraftwerken als bei der Entwicklung neuer Kraftwerkstechnologien, die mit Erdöl befeuert werden können. Von Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung wird aufgrund der hohen erforderlichen Investitionen eine Nutzung über mehrere Jahrzehnte erwartet. Eine Grundvoraussetzung für den Kraftwerksbetrieb ist aber eine ausreichende Verfügbarkeit des zu verwendenden Brennstoffes. Als Energieträger für die Elektrizitätswirtschaft wird Erdöl daher in der Zukunft insbesondere bei neu zu bauenden Kraftwerken nur noch bei den in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Inselsystemen eine Rolle spielen.

2.2.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Der Preis für thermische Ölkraftwerke und Diesellokraftwerke liegt bei ca. 1 Mio. DM pro MW installierter elektrischer Leistung und ist somit beispielsweise im Vergleich zu modernen Kohlekraftwerken relativ niedrig. Die Betriebskosten sind jedoch größtenteils abhängig vom Ölpreis. Wenn dieser hoch ist, kann sich das negativ auf die Wirtschaftlichkeit eines Ölkraftwerks auswirken.¹³⁹

137 Vgl. Gilli, Gasteiger, 1994, S. 422f

138 Siehe hierzu Kapitel 2.3.3., vgl. Pinske, 1993, S. 142f

139 Vgl. Gutmann, 1994, S. 96 und Pinske, 1993, S. 85

2.3 Erdgas

2.3.1 Der Energieträger Erdgas und die zur Zeit verwendeten Techniken

Erdgas zählt zu den fossilen Energieträgern¹⁴⁰ und wird zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie in einigen Ländern bereits als Kraftstoff im Verkehrssektor genutzt.¹⁴¹ Es setzt sich aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen zusammen, die mit weiteren Gasen und Wasser verunreinigt sind. Die Zusammensetzung ist abhängig vom jeweiligen Erdgasvorkommen, wobei Methan, Äthan, Propan und Butan die wichtigsten Kohlenwasserstoffe sind. Außerdem enthält Erdgas z. B. auch Kohlendioxid¹⁴² und Stickstoff¹⁴³ sowie in geringen Mengen Schwefelwasserstoff, welche bei bestimmten Vorkommen insgesamt aber bis zu 30 % ausmachen können.¹⁴⁴

Die Stromerzeugung, bei der Erdgas als Energieträger eingesetzt wird, ist in Mitteleuropa bisher hauptsächlich in Gasturbinenkraftwerken mit bis zu 150 MW elektrischer Leistung zur Abdeckung der Spitzenlast betrieben worden. Gasturbinenkraftwerke nutzen als Antrieb für den Generator eine umgerüstete Flugzeugturbine.¹⁴⁵ Durch einen Verdichter wird Luft angesaugt, komprimiert und über einen beheizten Vorwärmer auf hohem Druckniveau in die Brennkammer befördert. Dort wird Gas oder Öl hinzugeführt und entzündet. Bei diesem Prozeß entstehen Verbrennungsgase mit Temperaturen von 850 bis 1.100°C, die als Antrieb für eine Gasturbine fungieren.¹⁴⁶ Die heißen Abgase der Turbinen können weiter genutzt werden, z. B. zur Heißwasserbereitung für eine Fernwärmeversorgung oder zum Einblasen in den Kessel eines herkömmlichen Kohlekraftwerkes.¹⁴⁷ Der Wirkungsgrad der Gasturbinen liegt mit 25-30 % unter dem von Dampfkraftwerken. Dieses ist bedingt durch die hohe Abgastemperatur. Es sind jedoch Wirkungsgradverbesserungen z. B. durch eine mehrstufige Vorwärmung der Ansaugluft möglich. Durch derartige Maßnahmen steigen aber die Kraftwerkskosten und vermindern damit die für Spitzenlastkraftwerke herausgestellten Vorteile, die

140 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. IV-5

141 Vgl. Blick durch Wirtschaft und Umwelt, Zeitschrift für Ressourcenmanagement und strategische Planung, Sonderausgabe Stromwirtschaft in Deutschland, 1993, S. 28ff

142 Durchschnittlich < 1 %, vgl. Bennewitz, 1991, S. 89

143 Durchschnittlich < 8 %, vgl. Bennewitz, 1991, S. 89

144 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 89

145 Vgl. Gutmann, 1994, S. 97f und vgl. Pinske, 1993, S. 80

146 Vgl. Pinske, 1993, S. 78f

147 Vgl. Gutmann, 1994, S. 97f

in dem geringen anlagentechnischen Aufwand, wie z. B. der möglichen Aufstellung im Freien, kurzen Bau- und Montagezeiten, kurzen Startzeiten, d. h. vom Stillstand bis zur Vollast in einem Zeitraum von 5 bis 10 Minuten und den im Vergleich zu Dampfkraftwerken niedrigen Kosten, gesehen werden.¹⁴⁸ Kondensationskraftwerke haben dagegen beispielsweise eine Anfahrzeit von mehreren Stunden, bevor eine Einspeisung des Stromes ins Netz erfolgen kann.¹⁴⁹

Aber auch die Feuerung eines Dampfkraftwerkes, wie bereits in Kapitel 2.1.1 beschrieben, ist mit Erdgas möglich.¹⁵⁰ Für die Wärmeerzeugung mit Erdgas werden in Deutschland große Teile der Haushalte und insbesondere auch der Neubauten mit Erdgasheizungen ausgestattet.¹⁵¹

2.3.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Erdgas für die Energieerzeugung

Die Einwirkungen auf die Umwelt können bei den Schritten Prospektion, Exploration, Gewinnung, Aufbereitung, Lagerung, Transport, Verstromung und Wärmeerzeugung auftreten. Die Emissionen können Auswirkungen auf alle Umweltmedien haben und insbesondere bei der Verbrennung aufgrund der Methanemissionen mit der Verstärkung des Treibhauseffektes auch global wirken.

Erdgas wird onshore und offshore und zum Teil auch als sogenanntes Erdölgas gemeinsam mit Erdöl gefördert. Der Hauptbestandteil des Erdgases, Methan, ist ein Treibhausgas. Die Methanemissionen entweichen bei der Abfackelung des Erdgases im Zusammenhang mit den Bohraktivitäten, bei Leckagen der Anlagen, bei der Entlüftung und bei Reparaturarbeiten. Insbesondere bei der Förderung von Erdölgas fallen große Mengen Lagerstättenwasser an, das mit Öl und Produktionschemikalien verunreinigt ist. Dieses Lagerstättenwasser wird bei der Offshore-Förderung oft direkt ins Meer eingeleitet. Reinigungsmittel, Schmieröle und Fette werden ebenfalls über Regen- oder Abwasser direkt ins Meer eingeleitet.¹⁵²

148 Vgl. Pinske, 1993, S. 79f

149 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 17

150 Vgl. Pinske, 1993, S. 53

151 Vgl. o. V., Europa braucht immer mehr Erdgas, 1993, S. 24

152 Die Wassermengen bei der Förderung von Erdölgas sind 10- bis 100mal größer als bei Erdgas, vgl. Frischknecht, Knoepfel, Hofstetter, Suter, Walder, Dones, 1995, S. 74

Bei der Aufbereitung wird das Erdgas von freiem Wasser und Öl getrennt und gegebenenfalls entschwefelt. Auch hier wie später beim Transport sind wieder Erdgasleckagen möglich.¹⁵³ Bei dem Transport von verflüssigtem Erdgas und bei der späteren Nutzung besteht Explosionsgefahr.¹⁵⁴

Aufgrund des vergleichsweise geringen Anteils an Kohlenstoff und höheren Anteil an Wasserstoff entstehen bei der Erdgasverbrennung weniger Kohlendioxidemissionen als bei der Verbrennung von Kohle oder Erdöl. Aufgrund höherer Verbrennungstemperaturen als bei anderen fossilen Energieträgern entsteht eine größere Menge an Stickoxiden. Hier sind jedoch Reduktionsmaßnahmen bei der Verbrennung möglich. Eine Rauchgasentschwefelung kann bei erdgasbefeuerten Kraftwerken aufgrund der fast vollständigen Schwefelfreiheit entfallen.¹⁵⁵

Bei der Verbrennung von Erdgas in Kraftwerken werden u. a. Schwefeldioxid (SO₂), Kohlendioxid (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂) und Staub emittiert. Auch hier sind die Emissionen u. a. abhängig von der verwendeten Technologie, dem verwendeten Erdgas und der installierten Leistung. Die Emissionen bei dem Betrieb von erdgasbetriebenen Kraftwerken in Deutschland sind genauso reglementiert wie die von kohle- und ölbefeuerten Kraftwerken.¹⁵⁶ Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf Anlagen, die zur Zeit in Deutschland genutzt werden und sind daher als Orientierung zu verstehen, um eine Vorstellung der Emissionen moderner erdgasbetriebener Kraftwerke zu erhalten.

Gasbetriebene Kraftwerke zeichnen sich durch geringe Emissionen von SO₂, Halogenen und Asche aus. In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die bereits genannten Emissionen für gasbetriebene Feuerungen, Gasturbinen sowie für Gasmotoren, die in Blockheizkraftwerken eingesetzt werden, dargestellt. Die Angaben der gasbetriebenen Feuerungen und Gasturbinen beziehen sich auf die Datensätze STANDARD,¹⁵⁷ die in den Tabellen des GEMIS (Version 2.1.) verwendet werden. Bei der Darstellung der Emis

153 Vgl. Frischknecht, Knoepfel, Hofstetter, Suter, Walder, Dones, 1995, S. 74

154 Vgl. Weber, 1992, S., 97

155 Vgl. Weber, 1992, S., 97

156 Siehe hierzu Kapitel 2.1.2.

157 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 222, in den dort dargestellten STANDARD-Datensätzen entsprechen alle Prozesse den zum Untersuchungszeitpunkt geltenden Rahmenbedingungen für Neuanlagen. Die dort verwendeten Kenndaten beinhalten neben den gesetzlichen Umweltauflagen auch Betriebserfahrungen. Als Zeithorizont wurde bei den Anlagen für die Datensätze STANDARD (1990-2000) gewählt.

sionen der erdgasbetriebenen Gasmotoren gab es keine Angaben zur Feuerungswärmeleistung. Außerdem wurde nicht erwähnt, von welchen Datensätzen ausgegangen wurde.¹⁵⁸

Tabelle 10: Emissionen von gasbetriebenen Feuerungsanlagen, Gasturbinen und Gasmotoren nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput¹⁵⁹

Feuerungswärmeleistung	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Feuerungen > 10 MW _{th}	0,4	28,0	14,0	55.150	0,1
Gasturbinen < 16 MW _{th}	0,4	126,0	84,0	55.150	0,4
Gasturbinen > 16 MW _{th}	0,4	84,0	42,0	55.150	0,4
Gasmotoren / 3-Wege-Kat	0,4	63,0	61,4	55.150	1,6
Gasmotoren / Magermix	0,4	126,0	61,4	55.150	1,6

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 103ff

Auch die Wärmeerzeugung mit gasbefeuelten Heizsystemen ist durch relativ geringe Emissionen von Schadstoffen gekennzeichnet. In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die Emissionen von SO₂, NO_x, CO, CO₂ und Staub für gasbefeuelte Heizsysteme gegeben, die in Deutschland verwendet werden. Bei der Darstellung dieser Emissionen gab es zum Teil keine Angaben zur Feuerungswärmeleistung. Außerdem wurde nicht erwähnt, von welchen Datensätzen im GEMIS (Version 2.1.) ausgegangen wurde.¹⁶⁰

158 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 105

159 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 103ff

160 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 109

Tabelle 11: Emissionen von gasbefeuerten Heizsystemen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput¹⁶¹

Heizsystem	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Gas-Heizung Etage	0,4	50,0	50,0	55.150	0,1
Gas-Heizung atmosphärisch	0,4	40,0	40,0	55.150	0,1
Gas-Heizung Gebläse	0,4	30,0	30,0	55.150	0,1
Heizwerk < 10 MW _{th} /Erdgas	0,4	28,0	21,0	55.150	0,1
Heizwerk > 10 MW _{th} /Erdgas	0,4	28,0	14,0	55.150	0,1

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 111

2.3.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie z. B. Dampfturbinen-Heizkraftwerke und Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) können auch mit Gas befeuert werden.¹⁶² In GuD-Kraftwerken werden Gasturbinen über einen Abhitzeessel mit konventionellen Dampfkraftwerksprozessen verbunden. Dieser Abhitzeessel verwendet die Wärmeenergie, die im Abgas der Gasturbine enthalten ist, zur Dampferzeugung. Bei größeren Anlagen, die mit Erdgas oder auch mit Heizöl befeuert werden, sind Wirkungsgrade von über 50 %¹⁶³ erreichbar. Bis zum Jahre 2000 wird damit gerechnet, daß aufgrund von höheren Eintrittstemperaturen ein Nettowirkungsgrad von 60 % bei einem GuD-Kraftwerk erreicht werden kann.¹⁶⁴ So ist z. B. in Portugal ein erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk im Bau, dessen letzter von drei 330 MW-Blöcken 1999 in Betrieb genommen werden soll. Der Wirkungsgrad der Anlage soll bei 55 % liegen.¹⁶⁵

Auf die hohen Wirkungsgrade bei den gas- und ölbefeuerten Kombi-Anlagen „Korneuburg B“ und „Anta“ wurde schon in Kapitel 2.2.3 eingegangen.

¹⁶¹ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 111

¹⁶² Siehe hierzu Kapitel 2.1.3.

¹⁶³ Die Angabe des erreichbaren Wirkungsgrades erfolgt als Bestpunkt, vgl. Pinske, 1993, S 142f

¹⁶⁴ Vgl. o. V., Neue Gasturbinenfamilie erreicht 38 % Wirkungsgrad, 1995, S. 87

¹⁶⁵ Vgl. o. V., GuD-Kraftwerk „Tapada de Outeiro“ in Portugal im Bau, 1995, S. 358

Eine weitere zukunftsweisende Nutzungsmöglichkeit des Energieträgers Erdgas für die Wärmeerzeugung zum Heizen oder zur Brauchwassererwärmung ist die Kopplung mit der Solarenergie z. B. in Form einer Gaswärmepumpe zur Brauchwassererwärmung. Außerdem können Gasheizungen mit Solar Kollektoren für die Warmwassererzeugung genutzt werden.¹⁶⁶ Ebenfalls ist innerhalb eines Kraftwerkes die Kopplung von Gasturbinen mit einem Steinkohle-Dampferzeuger möglich.¹⁶⁷

Auch Brennstoffzellen, die bereits im Kapitel 2.1.3 beschrieben wurden, lassen sich mit Erdgas als Brennstoff betreiben. So ist Erdgas in phosphorsäuren und Karbonsatz-Brennstoffzellen als Brennstoff einsetzbar. Bei den Karbonsatz-Brennstoffzellen werden im Leistungsbereich ab 1 MW Wirkungsgrade bis 60 % erwartet, bei den phosphorsäuren Brennstoffzellen im Leistungsbereich ab 1 kW Wirkungsgrade bis 45 %.¹⁶⁸ Bei der Verwendung von oxidkeramischen Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC) in einem SOFC-Kombikraftwerk¹⁶⁹ werden sogar elektrische Wirkungsgrade von über 70 % erwartet. Als maximal erreichbar wird bei derartigen gasbefeuerten Anlagen ein Wirkungsgrad von 80 % angesehen.¹⁷⁰ Bevor die SOFC-Brennstoffzelle tatsächlich eingesetzt werden kann, sind jedoch noch weitere Forschungstätigkeiten erforderlich.¹⁷¹

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die zukünftig erwarteten o. g. Emissionen für gasbetriebene Turbinen dargestellt. Die Angaben beziehen sich auf die Datensätze ZUKUNFT¹⁷², die in den Tabellen des GEMIS (Version 2.1.) verwendet werden.

166 Vgl. o. V., Europa braucht immer mehr Erdgas, 1993, S. 28f und Oesterwind, 1995, S. 359-361

167 Siehe hierzu Kapitel 2.1.3

168 Die phosphorsäuren Brennstoffzellen sind auch als Fahrzeugantrieb nutzbar, vgl. Grawe, 1992, S. 116

169 SOFC = oxidkeramische Brennstoffzelle, vgl. Drenckhahn, 1990, S. 154

170 Vgl. Winkler, 1995, S. 515

171 Vgl. Ivers-Tiffée, Drenckhahn, Greiner, 1994, S.115

172 Hier wurden Datensätze verwendet, bei denen zusätzlich zu den in STANDARD enthaltenen Prozessen auch solche aufgenommen wurden, die erst noch zur Marktreife kommen werden, vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 222

Tabelle 12: Emissionen von gasbetriebenen Turbinen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput¹⁷³

Feuerungswärmeleistung	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Gasturbinen < 16 MW _{th}	0,4	42,0	42,0	55.150	0,4
Gasturbinen > 16 MW _{th}	0,4	21,0	42,0	55.150	0,4

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 104

Hier ist zu sehen, daß zusätzlich zu den niedrigen Emissionen von SO₂ und Staub eine deutliche Reduzierung der NO_x-Emissionen von zum Teil mehr als 50 % im Vergleich zu den Anlagen, die in Tabelle 10 nach den Datensätzen STANDARD berechnet wurden, erwartet wird. Die zukünftig erwarteten CO₂-Emissionen bleiben hingegen unverändert.

Zukünftig wäre eine Nutzung von Methoden zur CO₂-Rückhaltung wie das Shell-Verfahren, welches bereits in Kapitel 2.1.3 erwähnt wurde, in erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken möglich. Hier besteht jedoch noch Forschungsbedarf.¹⁷⁴

2.3.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Für GuD-Kraftwerke, bei denen Steinkohle vollständig durch Erdgas substituiert wird, werden Investitionskosten von 1.300,00 bis 1.700,00 DM/kW veranschlagt,¹⁷⁵ für Gasturbinenkraftwerken Baukosten von 500.000,00 DM pro MW elektrischer Leistung, also DM 500,00/kW. Gasturbinenkraftwerke eignen sich aufgrund ihrer niedrigen Investitionskosten und der kurzfristigen Anfahrmöglichkeit besonders für die Verwendung als Spitzenlastkraftwerke.¹⁷⁶

¹⁷³ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 104

¹⁷⁴ Vgl. Seifritz, 1990, S. 667

¹⁷⁵ Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 38, 52

¹⁷⁶ Vgl. Gutmann, 1994, S. 97

2.4 Kernenergie

2.4.1 Der Energieträger Kernenergie und die zur Zeit verwendeten Techniken

Der Uranerzbergbau erfolgt sowohl im Tage- als auch im Untertagebau. Ausschlaggebend für das Abbauverfahren sind Lage und geologische Beschaffenheit des Erzkörpers und des Nebengesteins, Mächtigkeit der Lagerstätte und Hydrologie. Es werden nahezu alle im Bergbau üblichen Abbauverfahren angewendet.¹⁷⁷

Als Brennstoffe für Kernreaktoren eignen sich verschiedene spaltbare Isotope, die bei ihrer Spaltung Energie freisetzen. Das Isotop Uran 235 ist eines davon. Es ist in Natururan zu 0,72 % enthalten und muß auf rund 3 % angereichert werden, um als Brennstoff für die derzeit weltweit hauptsächlich verwendeten Leichtwasserreaktoren geeignet zu sein. Die beiden anderen in Natururan enthaltenen Isotope Uran 234 und 238 sind nicht spaltbar.¹⁷⁸

Weitere als Brennstoffe für Kernreaktoren geeignete Isotope sind Uran 233, das durch die Umwandlung von Thorium 232 gewonnen werden kann, sowie Plutonium 239 und Plutonium 241, die durch Beschuß von Uran 238 mit schnellen Neutronen gewonnen werden. Plutonium 239 und 241 werden in jedem Kernreaktor produziert. So produziert etwa ein Leichtwasserreaktor je 1.000 MW Leistung pro Jahr rund 200 g eines Isotopengemisches Plutonium 239 und 241. In Brutreaktoren wird Plutonium erbrütet.¹⁷⁹

Die Spaltstoffe werden gepreßt und in Tablettenform in Brennstäbe gefüllt und in Brennelementen zusammengefaßt. Der Reaktorkern besteht dann aus vielen dieser Brennelemente. Geregelt wird die Reaktorleistung überwiegend über Regelstäbe, die in den Reaktorkern eingefahren werden und über das Absorbieren von Neutronen die Anzahl der Kernspaltungen und somit auch die Wärmeerzeugung regulieren. Wenn der Reaktor abgeschaltet wird, werden die Regelstäbe ganz eingefahren und so die Kettenreaktion der Kernspaltungen beendet.¹⁸⁰

Für eine kontrollierte Kettenreaktion bei der Kernspaltung müssen die neu entstehenden Neutronen über einen Moderator, wie z. B. Wasser, Graphit

177 Vgl. Wirtschaftsvereinigung Bergbau, 1994, S. 217

178 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 115

179 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 115f

180 Vgl. Pinske, 1993, S. 68f

oder Schwerwasser abgebremst werden, da die Neutronen sich nur bei geringer Geschwindigkeit wieder spalten können. Das Kühlmittel wie z. B. Wasser, Helium, CO₂ oder Natrium durchströmt die Brennstäbe des Reaktorkerns und absorbiert die in den Brennstäben erzeugte Wärmeenergie. Auch bei einer Abschaltung des Reaktors darf der Kühlmittelstrom nicht enden, da die dann immer noch entstehende Nachzerfallswärme der Spaltprodukte über die Nachkühlung durch das Kühlmittel weiter abgeführt werden muß, um eine Überhitzung des Reaktorkerns zu vermeiden. Das Kühlmittel ist bei Reaktoren ohne Wärmetauscher identisch mit dem Arbeitsmittel, welches die Turbine antreibt.¹⁸¹

Die Stromerzeugung durch Kernreaktoren erfolgt prinzipiell genauso wie in den bisher beschriebenen Dampfkraftwerken, nur daß der Dampfkessel durch einen Kernreaktor ersetzt wird.¹⁸² Bei den weltweit am häufigsten verwendeten Leichtwasser-gekühlten und Leichtwasser-moderierten Reaktoren¹⁸³ wird unterschieden zwischen Siedewasserreaktoren und Druckwasserreaktoren. In einem Kernkraftwerk mit Siedewasserreaktor wird bei der Kernspaltung des Urans Wärme freigesetzt. Diese dient dazu, Wasser zu verdampfen. Über eine Frischdampfleitung wird der Dampf zur Turbine geleitet, durchströmt diese, wird danach in einem Kondensator wieder zu Wasser kondensiert und über eine Speisewasserpumpe und einen Vorwärmer wieder zu dem Reaktor geleitet. In einem Kernkraftwerk mit Druckwasserreaktor existieren hingegen zwei Kreisläufe, die voneinander getrennt sind und über einen Dampf erzeugenden Wärmetauscher miteinander verbunden sind. Das Wasser steht in diesem Reaktortyp unter so hohem Druck, daß es trotz einer Temperatur von 320°C nicht verdampft.¹⁸⁴ Von dem Primärkreislauf wird das Wasser dann über den Wärmetauscher als Dampf in den Sekundärkreislauf geleitet. Danach gleicht der weitere Kreislauf dem im Siedewasserreaktor.¹⁸⁵ Der Bruttowirkungsgrad der Leichtwasser-Kernkraftwerke liegt bei rund 35 bis 36 %. Die mögliche Kraftwerksleistung hingegen ist hoch. So werden 1.350 MW derzeit als Grenzleistung angegeben.¹⁸⁶

181 Vgl. Pinske, 1993, S. 69f

182 Siehe hierzu Kapitel 2.1.1.

183 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 119

184 Vgl. Pinske, 1993, S. 70f

185 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 21

186 Vgl. Pinske, 1993, S. 72

Auch als Kraft-Wärme-Kopplungs-anlagen sind Druckwasser- und Siedewasserreaktoren nutzbar.¹⁸⁷

Es werden jedoch weltweit auch andere Reaktoren eingesetzt. So kann z. B. mit einem Hochtemperaturreaktor, der im Gegensatz zum Leichtwasserreaktor mit einer wesentlich höheren Kühlmitteltemperatur arbeitet, Wärme mit einer Temperatur von 800°C und darüber erzeugt werden.¹⁸⁸ Statt Brennstäben werden in Hochtemperaturreaktoren kugelförmige Elemente verwendet, aus denen die Brennelemente gebildet werden. Bei diesem Reaktortyp dient das Graphit, welches auch die Brennstoffpartikel umschließt, als Moderator.¹⁸⁹ Die somit für die Stromerzeugung erreichbaren Dampfzustände sind vergleichbar mit denen von konventionellen Dampfkraftwerken und können aufgrund der hohen Dampfzustände auch zur Kohlevergasung genutzt werden.¹⁹⁰ Der Hochtemperaturreaktor ist für die Nutzung als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage geeignet¹⁹¹ und erreicht Wirkungsgrade bis 40 %.¹⁹²

Außerdem gibt es Reaktoren, die mit nicht angereichertem Natururan betrieben werden. Dieses sind z. B. Druckwasserreaktoren des CANDU-Typs. Diese verwenden schweres Wasser (D₂O) als Kühlmittel und Moderator. Die Kosten für die Anreicherung des Isotopes Uran 235 entfallen hier, jedoch sind die Investitionskosten für die Reaktoren höher und der Brennstoffwechsel häufiger erforderlich als bei Leichtwasserreaktoren.¹⁹³ Auch die CANDU-Reaktoren sind als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen einsetzbar.¹⁹⁴

Ein weiterer Reaktortyp ist der Schnelle Brüter, der mit Uran 235 arbeitet, aber auch mit schnellen, nicht gebremsten Neutronen nicht spaltbares Uran 238 in spaltbares Plutonium 239 verwandelt, welches dann wiederum als Spaltstoff in thermischen Reaktoren verwendet werden kann. Ein Moderator ist bei diesem Reaktortyp überflüssig. Da hier mehr Spaltstoff erbrütet als verbraucht wird, lassen sich so die begrenzten Uranvorräte strecken.¹⁹⁵ Hier werden Wirkungsgrade von 42% erreicht.¹⁹⁶

187 Vgl. Michaelis, Salander (Hrsg.), 1995, S. 438f

188 Vgl. Pinske, 1993, S. 73

189 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 22f

190 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 23 und Pinske, 1993, S. 73

191 Vgl. Pinske, 1993, S. 73

192 Vgl. Michaelis, Salander (Hrsg.), 1995, S. 118

193 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 123

194 Vgl. Michaelis, Salander (Hrsg.), 1995, S. 438f

195 Vgl. Pinske, 1993, S. 76

196 Vgl. Michaelis, Salander (Hrsg.), 1995, S. 118

Aber auch Heizreaktoren im Leistungsbereich von 2 MW bis 500 MW_{th}, die ausschließlich zur Wärmeversorgung von Nah- und Fernwärmenetzen gedacht sind, wurden auf der Basis von Versuchsreaktoren, Schwerwasser-, Leichtwasser- und Hochtemperaturreaktoren entwickelt. Diese Heizreaktoren zeichnen sich unter anderem durch ihre kleineren Abmessungen aus, so daß z. B. auch eine Untergrundbauweise möglich ist, um die Reaktoren vor äußeren Einwirkungen zu schützen.¹⁹⁷

2.4.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Kernenergie für die Energieerzeugung

Umweltbelastungen bei der energetischen Nutzung der Kernenergie können bei möglichen Störfällen auftreten, während das Kraftwerk am Netz ist, sowie bei Transport und Endlagerung von aktiven Stoffen. Aber auch bei der bergbaulichen Förderung von Uran werden die Arbeitnehmer und die in der Umgebung lebende Bevölkerung einer niedrigen radioaktiven Strahlung ausgesetzt. In den großen Abraumhalden, die bei der Uranerzförderung und -aufbereitung entstehen, befinden sich nicht abgetrennte Uranmengen und radioaktive Begleitstoffe. Diese Halden werden für einen Zeitraum, der weit über den Betrieb von Abbau und Aufbereitung hinausgeht, als Strahlenexpositionsquelle angesehen. Auch bei dem Betrieb der Brennelementefabriken bestehen Risiken, die jedoch abhängig sind von dem jeweiligen Kernbrennstoff und den Sicherheitsmaßnahmen bei der Produktion. Es kann zu chemischen Verunreinigungen von Boden und Abwassersystemen kommen.¹⁹⁸ Mögliche Umweltschädigungen durch den Austritt von Radioaktivität werden im Zusammenhang mit der Endlagerung dargestellt.

Als größter anzunehmender Unfall (Gau) bei der energetischen Nutzung der Kernenergie wird bei einem Störfall im Kernkraftwerk ein Austritt der Spaltprodukte ins Freie angesehen. Dieses ist bei einem Zusammenschmelzen des Reaktorkerns und bei einem Ausfall der Kühlung auch nach der Abschaltung des Reaktors aufgrund der Nachzerfallswärme der Spaltprodukte möglich. Es wird seitens der Kraftwerksbauer durch verschiedene Sicherheitsmaßnahmen versucht, diesen möglichen Unfall weitgehend auszuschließen.¹⁹⁹

197 Vgl. Öko-Institut e.V., 1990 (1), S. 1652f und Michaelis, Salander (Hrsg.), 1995, S. 437

198 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 169 und Öko-Institut e.V., 1990 (1), S. 1697f

199 Vgl. Pinske, 1993, S.73f

Ein weiteres Problem der Kernenergienutzung ist die zur Zeit nicht gesicherte Entsorgung, d. h. die Beseitigung oder die Wiederaufbereitung des abgebrannten Brennstoffes. Eine Zwischenlagerung der verbrauchten Brennelemente erfolgt in Deutschland z. B. für rund ein halbes Jahr in einem Wasserbecken des Kraftwerkes. In dieser Zeit klingt die Strahlung der Brennelemente auf ungefähr 1 % des Wertes ab, der am Anfang gemessen wurde. Danach können in einer Wiederaufbereitungsanlage Uran und Plutonium von den Spaltprodukten getrennt und zu Mischoxid (MOX)-Brennelementen aufgearbeitet werden. Die Spaltprodukte hingegen müssen endgelagert werden. Dieses muß strahlensicher, auslaugbeständig, mechanisch fest und bei gleichbleibenden Temperaturen erfolgen. Zusätzlich zu der ungelösten Frage der Endlagerung kommen hier Risiken des Transportes und der Fertigung bei der Wiederaufbereitung hinzu.²⁰⁰

Mögliche Umweltbelastungen durch die Endlagerung entstehen hauptsächlich durch aktive und kontaminierte Teile. Die Langzeitsicherheit von Endlagern nachzuweisen, ist aufgrund der langen Halbwertszeiten²⁰¹ der hochaktiven Abfälle problematisch. Plutonium 239 z. B. hat eine Halbwertszeit von 24.400 Jahren und ist aufgrund seiner Alphastrahlen gefährlich für den menschlichen Organismus, wenn es eingeatmet wird.²⁰² Die Sicherheitsanalysen, die beispielsweise für die vorgesehenen Endlager in Deutschland vorgenommen wurden, sind jedoch auf einen bestimmten Prognosezeitraum begrenzt. Dabei ist es unerheblich, ob dieses wie im Falle einer Studie 10.000 Jahre²⁰³ oder mehr sind, da das Plutonium auch nach mehreren Halbwertszeiten von 24.000 Jahren noch ein tödliches Radionuklid ist.²⁰⁴

Der größte Teil der radioaktiven Abfälle sind Spaltprodukte. Die von ihnen ausgehenden ionisierenden Strahlen sind ein weiteres Gefährdungspotential der Kernkraftwerke. Viele Spaltprodukte zerfallen erst nach Tausenden von Jahren zu stabilen, also nicht-radioaktiven Nukliden.²⁰⁵ Da diese Spaltprodukte je nach Gewicht, Partikelgröße, Halbwertszeit, Transportentfernung und der zeitlichen Verzögerung zwischen Emission und Immission unter

200 Vgl. Pinske, 1993, S.74ff

201 Die Halbwertszeit ist die Zeitspanne, in der die Hälfte der Atome des radioaktiven Stoffes zerfallen, vgl. Weber, 1988, S. 90 und vgl. Bennewitz, 1991, S. 141

202 Vgl. Weber, 1988, S. 180

203 Vgl. Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Gesellschaft für Reaktorsicherheit mbH, 1990, S. 1334

204 Vgl. Kriener, Meichsner, Rosenkranz, 1992, S.257

205 Vgl. Weber, 1988, S. 222f

schiedlich wirken, hängt der mögliche Umweltschaden wesentlich von der Mischung der freigesetzten Spalt- und Aktivierungsprodukte und der Transportparameter ab.²⁰⁶

Ob die Spalt- und Aktivierungsprodukte Menschen, Pflanzen oder Tiere schädigen, hängt auch davon ab, durch welche Umweltmedien sie transportiert werden. Materialschäden können nur durch hohe radioaktive Emissionen verursacht werden. Bei Menschen, Flora und Fauna hängt das Ausmaß der Schädigungen auch von der Verweildauer der radioaktiven Spaltprodukte im Organismus ab. Krebserkrankungen aufgrund von radioaktiven Strahlungen können bis zu dreißig Jahren nach der Aufnahme der Strahlungen durch den menschlichen Körper ausbrechen. Allerdings gibt es bisher nur begrenzt empirisches Material über das tatsächliche Ausmaß der Schädigungen durch radioaktive Strahlungen.²⁰⁷ Durch den langen Zeitraum, der zwischen radioaktiver Strahlung und sichtbarer Umweltschädigung liegt, ist es bisher selten möglich, diese Schäden bestimmten Quellen zuzuordnen, da Kernenergie zur Zeit auch zu anderen Zwecken als zur Stromproduktion genutzt wird. Ab welcher Dosis radioaktive Strahlungen für den Menschen schädlich sind, oder ob nicht überhaupt jede radioaktive Strahlung für den menschlichen Organismus schädlich ist, diskutieren die Experten noch. Sicher sind sie jedoch, daß hohe radioaktive Dosen schwere Schädigungen, wie z. B. genetische Schäden an Embryonen und gesteigerte Krebshäufigkeit, zur Folge haben können.²⁰⁸

Sollte aus einem Endlager tatsächlich Radioaktivität austreten, wird davon ausgegangen, daß diese sich bereits weiträumig verteilt hat, bevor die Durchlässigkeit erkannt wird, und daß es keine Möglichkeit gibt, sie wie vorher im Endlager auf einen bestimmten Bereich zu konzentrieren. Wenn aber große Bevölkerungsteile über einen längeren Zeitraum der Radioaktivität ausgesetzt werden, wird das Eintreten gleichartiger Gendefekte befürchtet, was dann auch die folgenden Generationen beeinträchtigen würde.²⁰⁹

Die Möglichkeit einer Strahlenbelastung der Bevölkerung besteht auch bei sicherem Einschluß, beim Abriß der Kernkraftwerke und bei Transporten von radioaktiven Abfällen. Auch durch die Freigabe von Material und Bauschutt, das aufgrund der niedrigen Strahlung keinen strahlenschutzrecht

206 Vgl. Hohmeyer, 1989, S. 61ff

207 Vgl. Hohmeyer, 1989, S. 61ff

208 Vgl. Hohmeyer, 1989, S. 61ff

209 Vgl. Öko-Institut e. V., 1990 (2), S.778ff

lichen Bestimmungen unterliegt, besteht die Gefahr einer Strahlenbelastung der Bevölkerung, da der weitere Verbleib dieses Materials nicht kontrolliert wird.²¹⁰

Um eine dauerhaft sichere energetische Nutzung der Kernenergie zu gewährleisten, ist jedoch nicht nur eine sichere Technik, sondern auch ein dauerhaft stabiles politisches Umfeld und eine breite Akzeptanz der Bevölkerung notwendig. Das mögliche Gefahrenpotential geht nicht allein von den Kraftwerken aus. Insbesondere auch beim Transport von Brennstäben und bei der Endlagerung darf dauerhaft, also über die gesamte Zeit einer möglichen Gefährdung der Umwelt durch radioaktive Strahlungen, kein Risiko einer Kontamination der Umwelt eingegangen werden. Dieses kann aufgrund der langen Halbwertszeiten der Spaltprodukte in keinem Fall für jedes Kernkraftwerk gewährleistet werden.

2.4.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Die Forschungsbemühungen zielen auf eine Minderung des nuklearen Risikos durch die Weiterentwicklung bewährter Reaktortypen, wie der Druckwasserreaktoren²¹¹ und der Hochtemperaturreaktoren, ab.²¹²

Im Versuchsstadium befindet sich die Kernfusion, mit der ebenfalls atomare Energie freigesetzt werden kann. Hier wird dann durch die Verschmelzung von schweren Wasserstoffkernen, Deuterium und Tritium Wärme erzeugt.²¹³ Diese Art der Energieerzeugung soll in einem Großversuch mit internationaler Beteiligung, dem International Tokamak Experimental Reactor (ITER), erprobt werden.²¹⁴

2.4.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Die Höhe der Kosten für den Bau eines Kernkraftwerkes sind wie bei anderen Kraftwerken abhängig vom Stand der verwendeten Technik. Zusätzlich zur Technik, die für die Stromerzeugung benötigt wird, kommt hier jedoch auch noch die Sicherheitstechnik hinzu. So kosten Kernkraftwerke (Druck

210 Vgl. Öko-Institut e. V., 1990 (2), S.778ff

211 Vgl. Frewer, Meliß, 1992, S. 75, 78f

212 Vgl. Frewer, Meliß, 1992, S. 83f

213 Vgl. Pinske, 1993, S. 76f

214 Vgl. Frewer, Meliß, 1992, S. 90f

wasserreaktor und Siedewasserreaktor) in Deutschland rund 10 Mio. DM pro MW elektrischer Leistung, was auch auf den hohen Sicherheitsstandard zurückgeführt wird.²¹⁵

2.5 Biomasse

2.5.1 Der Energieträger Biomasse und die zur Zeit verwendeten Techniken

Zu dem Energieträger Biomasse werden Holz, alle Pflanzen, land- und forstwirtschaftliche Abfälle und alle organischen und tierischen Rückstände und Abfälle gezählt. Außerdem zählt Bagasse, ein Kuppelprodukt, welches bei der Zuckerproduktion anfällt, zum Energieträger Biomasse. In diesem Kapitel werden holzbefeuerte Heizsysteme, aber auch Fermentation und Biovergasung von Müll und die energetische Verwertung der Müllverbrennung dargestellt. Auf weitere Nutzungsmöglichkeiten wie beispielsweise die von Strohfeuerungen wird hier aus Kapazitätsgründen nicht eingegangen.

Eine energetische Nutzung der Biomasse ist mit mechanischen, thermodynamischen und biochemischen Verfahren möglich. Zu den mechanischen Verfahren gehört z. B. die Ölgewinnung aus ausgepreßtem Raps. Thermochemische Verfahren sind die Verbrennung oder Vergasung von Biomasse. Die Produktion von Biogas sowie die Äthanolherzeugung aus Biomasse zählen zu den biologischen Umwandlungsverfahren.²¹⁶ Nachfolgend werden einige Anwendungsmöglichkeiten dargestellt.

Bei der Verbrennung von Holzstücken in lufttrockenem Zustand ist es möglich, nur geringe Emissionen von Kohlenwasserstoffen, Kohlenmonoxid und Staub entstehen zu lassen. Voraussetzung bei der Nutzung von Stückholzkesseln ist jedoch die richtige Befüllung und Einstellung der Luftzufuhr genau nach dem Verbrennungsablauf. Wird hingegen das Holz nicht in kleinen Mengen zugegeben oder die Luftzufuhr nicht entsprechend geregelt, ist ein emissionsarmer Betrieb nur durch die Verwendung von Katalysatoren oder in entsprechend konstruierten Anlagen möglich.²¹⁷

Als emissionsärmere Alternative zu den Stückholzkesseln wird die Holzhackschnitzelfeuerung als Stoker- oder Vorofensystem angesehen. Hierbei

215 Vgl. Gutmann, 1994, S. 100

216 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 236

217 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 112

wird die Verbrennung aufgeteilt in zwei Phasen, die Entgasung und die Nachverbrennung. Da beständig nur geringe Mengen Holz dem Verbrennungsprozeß beigegeben werden, ist eine emissionsärmere Verbrennung möglich. Bei Heizsystemen mit höheren thermischen Leistungen sind Rostfeuerungen mit Entstauber und Wirbelschichtfeuerung nutzbar, um hohe Wirkungsgrade bei geringen Emissionen zu erreichen.²¹⁸ Die Wirkungsgrade bei der Holzverbrennung sind sehr unterschiedlich. So wird z. B. von einem Wirkungsgrad von 5 % bei offenem Feuer ausgegangen,²¹⁹ Stückholzkessel erreichen Wirkungsgrade von 60 % und darüber und bei der automatisch beschickten Hackschnitzelfeuerung sind Wirkungsgrade von 70 bis 90 % erreichbar.²²⁰ Auch eine Verflüssigung und Vergasung von Holz ist möglich.²²¹

Eine weitere energetische Nutzungsmöglichkeit von Biomasse ist die Verwendung von Biogas aufgrund von anaerober Fermentation²²² und thermischer Konversion durch Verbrennung, Verkohlung und Gaserzeugung.²²³ Biogas ist ein Gemisch aus dem Treibhausgas Methan, inertem Kohlendioxid, kleinen Mengen Schwefelwasserstoff und Schwebstoffen. Für die Nutzung von Biogasanlagen zur Stromerzeugung spricht die Tatsache, daß der entsprechende Rohstoff ausreichend vorhanden ist. Die Erzeugung von Biogas ist z. B. möglich mit Flüssig- und Festmist, Küchen- und Gartenabfällen oder Futterresten. Es gibt aber auch viele Industriebereiche wie beispielsweise die Lebensmittelindustrie mit Konserven-, Hefe-, Zucker- und Stärkefabriken, Brennereien und Brauereien, wo die organischen Rest- und Abfallprodukte über Biogasanlagen weiterverwertet werden können.²²⁴ Auch auf Mülldeponien kann Biogas in Form von Faul- bzw. Deponiegas produziert werden.²²⁵ Eine Kombination aus Strom- und Wärmenutzung mit Biogasanlagen ist ebenfalls möglich.²²⁶ So können Blockheizkraftwerke u. a. auch mit Biogas betrieben werden.²²⁷ Generell kann das Kuppelprodukt Energie, das durch die Nutzung von Biogas gewonnen wird, als positiver

218 Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 112

219 Vgl. Pinske, 1993, S. 137

220 Vgl. Brenndörfer, Dreiner, Kaltschmitt, Sauer, 1994, S. 89

221 Vgl. Pinske, 1993, S. 137

222 Das ist die Vergärung unter Luftabschluß zur Biogasgewinnung

223 Vgl. BMZ, 1992, S. 30f

224 Vgl. Osteroth, 1992, S. 231 und S. 244

225 Faulgas wird hier auch als Deponiegas bezeichnet, vgl. Osteroth, 1992, S. 245

226 Vgl. BMZ, 1992, S. 30f

227 Vgl. Osteroth, 1992, S. 247

Nebeneffekt bei der Abfallentsorgung gesehen werden, der bei dem Versuch, eine umweltorientierte Abfallbehandlung durchzusetzen, eine größere Rolle spielen könnte.

Als derzeit erreichbarer Nettowirkungsgrad werden 23 % bei der Stromerzeugung durch thermische Abfallbehandlung angesehen. Zugrundegelegt wurde hier eine installierte elektrische Leistung von 1.070 MW bei der Verwendung von 50 % des thermisch entsorgten Restmülls.²²⁸

2.5.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Biomasse für die Energieerzeugung

Die Einwirkungen auf die Umwelt bei der energetischen Nutzung von Biomasse können bei allen Verarbeitungsschritten wie Gewinnung, Aufbereitung, Transport, Verstromung und Wärmeerzeugung auftreten. Die Emissionen können Auswirkungen auf alle Umweltmedien haben und insbesondere bei der Verbrennung aufgrund der Methanemissionen mit der Verstärkung des Treibhauseffektes auch global wirken. Die Umweltwirkungen der einzelnen Verarbeitungsschritte sind abhängig von der verwendeten Biomasse, dem Anbau- und Verarbeitungsstandard, aber auch von der Größe der bearbeiteten Fläche.

Die Umweltwirkungen durch den Anbau von Energiepflanzen sind vergleichbar mit denen bei herkömmlicher landwirtschaftlicher Produktion.²²⁹ Was z. B. bei dem Anbau von Energiepflanzen auf kleineren Flächen als umweltverträglich angesehen werden könnte, würde sich bei großflächiger Anbauweise, gar bei Monokulturen mit hierfür erforderlichen größeren Mengen an Dünger, möglicherweise negativ auf die Umwelt auswirken.

Bei der Stromerzeugung durch Biogas-Kraftwerke werden Schadstoffe emittiert. Deren Zusammensetzung ist u. a. abhängig von den vergasteten Stoffen und den Emissionsschutzmaßnahmen der Anlagen. Bei einer herkömmlichen Müllverbrennung werden jedoch ebenso Schadstoffe emittiert.

Bei einer nachhaltigen energetischen Nutzung von Holz, wenn also genauso viel Holz produziert wie energetisch genutzt wird, wird nicht mehr CO₂ freigesetzt, als vorher der Luft bereits durch die Photosynthese entzogen

228 Vgl. Schulz, 1994, S. 125

229 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 88

wurde.²³⁰ Sofern die für die energetische Nutzung verbrauchten Holzbestände jedoch nicht wieder in gleichem Umfang aufgeforstet werden, hat dieses aufgrund der CO₂-Emissionen nachteilige Wirkungen auf die Umwelt. Die Rückstrahlung der eingestrahnten Sonnenstrahlung (Albedo) der Erde erhöht sich, die Verdunstung und somit auch die Niederschlagsmenge und Wasserzirkulation verändern sich. Langfristig hat dieses Auswirkungen auf das Klima in den jeweiligen Gebieten.²³¹

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die Emissionen von SO₂, NO_x, CO, CO₂ und Staub für holzbefeuerte Heizsysteme gegeben, die in Deutschland verwendet werden. Bei der Darstellung dieser Emissionen gab es keine Angaben zur Feuerungswärmeleistung. Die Angaben beziehen sich auf die Datensätze STANDARD, die im GEMIS (Version 2.1.) verwendet wurden.²³²

Tabelle 13: Emissionen von holzbefeuerten Heizsystemen nach Datensätzen des erweiterten Endberichtes GEMIS (Version 2.1.) in kg/TJ Brennstoffinput²³³

Heizsystem	Emissionen				
	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Holz-Heizung	50,0	100,0	1.500,0	91.050	68,3
Holz-Hackschnitzel-Heizung	50,6	100,0	330,5	91.050	49,6
Holz-Hackschnitzel Heizwerk	50,6	40,7	101,7	91.050	8,1

Quelle: Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., 1994, S. 113

Der Innenraumbelastung aufgrund der Nutzung minderwertiger Brennstoffe wie z. B. Holzkohle und Mist sind in den Entwicklungsländern insbesondere Frauen und Kinder, die sich vergleichsweise lange Zeit in den Häusern zum Kochen aufhalten, ausgesetzt. Bei Kindern kann es zu akuten Infektionen der Atemwege, bei Erwachsenen zu chronischen Lungenerkrankungen und Krebs führen. Es wird geschätzt, daß ca. 4 Mio. Kinder jährlich an akuten

²³⁰ Vgl. Samerski, 1993, S. 67 und Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 88

²³¹ Vgl. Bennewitz, 1991, S. 231

²³² Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 113, 222, in den dort dargestellten STANDARD-Datensätzen entsprechen alle Prozesse den zum Untersuchungszeitpunkt geltenden Rahmenbedingungen für Neuanlagen.

²³³ Vgl. Fritsche, Leuchtner, Matthes, Rausch, Simon, 1994, S. 113

Infektionen der Atemwege sterben, die durch diese Emissionen verursacht werden. Die Weltbank stufte diese Innenraumbelastung als eines der vier größten weltweiten Umweltprobleme ein.²³⁴

2.5.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Umweltverträgliche Stromerzeugung ist möglich mit einer Gasturbine, die durch Brenngase angetrieben wird, welche bei der Verbrennung von forstwirtschaftlich angebautem Holz erzeugt werden.²³⁵

Es gibt jedoch beispielsweise auch die Möglichkeit, durch ein spezielles Naßaufbereitungsverfahren von Abfall²³⁶ einen organischen Reststoff zu erzeugen, dessen Schwermetallbelastung besonders niedrig ist. Pro Tonne dieses Bioabfalls entstehen in einer Anlage in Helsingör (Dänemark) 130 m³ Biogas mit einem Heizwert von 6,5 kWh/m³.²³⁷ Bei diesem Verfahren wird hauptsächlich Methan erzeugt. Das Biogas kann dann zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden.²³⁸

2.5.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Aufgrund der vielfältigen Art, Biomasse als Energieträger zu verwenden, sollen die so entstehenden Kosten am Beispiel eines größeren Kraftwerkes, das sowohl Strom als auch Wärme produziert, veranschaulicht werden. So setzt eine schweizer Biogasanlage den verwertbaren Teil des Biomülls von rund 40.000 Einwohnern um²³⁹ und produziert so ca. 1.500 kWh Strom und 3.600 kWh Wärme. Nach Abzug des Eigenbedarfs entstehen Kosten von rund 12 Mio. DM inklusive Gebäude und Blockheizkraftwerk für eine Jahresleistung von 10.000 t.²⁴⁰

Ein zweites Beispiel ist das Heizkraftwerk Krailing (Deutschland), bei dem im April 1998 die Grundsteinlegung stattfand. Das Heizkraftwerk soll mit Holzhackschnitzeln aus Restholz befeuert werden und mit zwei Kesseln von

234 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 22

235 Vgl. Samerski, 1993, S. 68

236 BTA-Verwertung (Biotechnische Abfallverwertung)

237 Vgl. o. V., Entsorgungsanlage seit 1991 in Betrieb, 1993, S. 4

238 Vgl. Müncher, Kempkens, 1992, S. 59

239 Das entspricht etwa einem Durchsatz von 5.000 Tonnen Bioabfall, vgl. Samerski, 1993, S. 70

240 Vgl. Samerski, 1993, S. 70

je 900 kW Heizleistung 90 % des gesamten errechneten Wärmebedarfs von 6.535 MWh von 54 Gewerbebetrieben decken. Bei dieser Anlage wird zum ersten Mal ein Stirlingmotor mit dem Biomassekessel gekoppelt. Die elektrische Leistung liegt bei 40 %. Insgesamt werden Kosten von rund 5 Mio. DM für das Kraftwerk erwartet. In dieser Summe sind bereits die Kosten für das Nahwärmenetz enthalten.²⁴¹

2.6 Wasserkraft

2.6.1 Der Energieträger Wasser und die zur Zeit verwendeten Techniken

Wasserkraftwerke setzen die Energie des strömenden Wassers um. Dieses fließt durch langsamlaufende Turbinen und treibt so Generatoren an.²⁴² Die Kraftwerke werden nach Wasserangebot, Nutzgefälle,²⁴³ Lage und Bauart unterschieden. So eignen sich je nach Wasserangebot entweder Laufwasser- oder Speicherkraftwerke. Laufwasserkraftwerke mit einem niedrigen Nutzgefälle sind Niederdruckanlagen, Speicherkraftwerke mit einem hohen Nutzgefälle hingegen Mittel- oder Hochdruckanlagen. Je nach der Lage des Kraftwerkes wird z. B. unterschieden zwischen Fluß-, Kanal-, Talsperren-, Gezeiten- und Wellenkraftwerken und je nach Bauart zwischen Hallen-, Außenkran- und Pfeilerbauweise oder überflutbaren Kraftwerken. Sie sind technisch ausgereift und unkompliziert aufgebaut und haben daher eine geringe Ausfallrate und eine lange Lebensdauer von bisher zum Teil über 100 Jahren. Der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken liegt je nach Kraftwerk bei bis zu 90 % und darüber.²⁴⁴

Die Leistung der Kraftwerke ist abhängig vom Wasserangebot. Dieses unterliegt jahreszeitlichen Schwankungen.²⁴⁵ Bei der Auslegung der Kraftwerke muß berücksichtigt werden, daß für einen wirtschaftlichen Betrieb an mindestens 100 Tagen im Jahr über die Menge an Wasser verfügt werden können muß, die für die Nennleistungsabgabe des gesamten Kraftwerkes benötigt wird.²⁴⁶ Es gibt Wasserkraftwerke in jedem Leistungsbereich von wenigen

241 Vgl. Sauer, 1998, S. 6

242 Vgl. Pinske, 1993, S. 86

243 Als Stau- oder Fallhöhe wird der Abstand von Ober- und Unterwasserspiegel bezeichnet, vgl. Pinske, 1993, S. 88

244 Vgl. Pinske, 1993, S. 86ff, S. 131ff und Frewer, Meliß, 1992, S. 104f

245 Vgl. Pinske, 1993, S. 90

246 Vgl. Gutmann, 1994, S. 79

Kilowatt bis hin zu einer Leistung von über 6.000 MW. Geplant sind sogar Leistungen bis hin zu 20.000 MW.²⁴⁷ Nachfolgend wird die unterschiedliche Funktionsweise der verschiedenen Arten von Wasserkraftwerken an einigen Beispielen dargestellt.

Laufwasserkraftwerke können als Grundlastkraftwerke genutzt werden. Sie befinden sich mitten in einem strömenden Gewässer, also einem Fluß oder einem Kanal. Die Fallhöhe des Wassers beträgt bis zu 10 m. Ihre Leistung ist abhängig von der strömenden Wassermenge. Sie werden aufgrund dieser geringen Fallhöhe als Niederdruckkraftwerke bezeichnet. Zu den Laufwasserkraftwerken zählen neben den Fluß- und Kanalkraftwerken auch die überflutbaren Unterwasserkraftwerke. Bei diesen Unterwasserkraftwerken befinden sich die Turbinen unterhalb des Wasserspiegels. Es ist möglich, in einem Flußlauf mehrere Staustufen mit geringer Fallhöhe hintereinander anzulegen. In Schwachlastzeiten, wenn nicht soviel Wasser benötigt wird, wird dieses dann in Pufferbecken gestaut, damit in Starklastzeiten eine größere Wassermenge zum Antrieb der Turbinen zur Verfügung steht, als von dem Wasser im Fluß zu diesem Zeitpunkt bereitgestellt werden könnte. Laufwasserkraftwerke können Wirkungsgrade von 90 % und darüber erreichen.²⁴⁸

In einem Speicherkraftwerk hingegen wird das Wasser in einem natürlichen oder künstlich angelegten Speicher gesammelt, bevor es über ein größeres Gefälle geleitet wird. Aufgrund der großen Fallhöhen werden Speicherkraftwerke als Mittel- oder Hochdruckanlagen bezeichnet. Die Fallhöhe liegt bei 10 bis 100 m bei Mitteldruckanlagen, bzw. bei 100 bis 1.800 m bei Hochdruckanlagen.²⁴⁹ Bei Speicherkraftwerken ist es aufgrund des Wasserspeichers möglich, die Energie genau dann zu produzieren, wenn sie, z. B. in Hochlastzeiten, benötigt wird. Aufgrund dieser Besonderheit kann die Auslegung von Speicherkraftwerken bei einem gleichen Zufluß wie bei Laufwasserkraftwerken mit größerer Leistung erfolgen.²⁵⁰ Das zur Zeit größte Speicherkraftwerk ist das Kraftwerk „Itaipu“ in Brasilien. Es hat 18 Turbinen mit je 700 MW elektrischer Leistung. Der Stausee bedeckt eine Fläche von 1.000 km² bei einer Staumauer von 7 km Länge und 190 m Höhe.²⁵¹

247 Vgl. Frewer, Meliß, 1992, S. 104

248 Vgl. Pinske, 1993, S. 87f

249 Vgl. Pinske, 1993, S. 88

250 Vgl. Gutmann, 1994, S. 80

251 Vgl. Gutmann, 1994, S. 76

In einem Pumpspeicherkraftwerk hingegen wird das bereits abgearbeitete Wasser in einem Unterwasserbecken aufgefangen. Wenn es dann im Netz einen Leistungsüberschuß gibt, wird dieses Wasser mit dem Netzstrom in das Oberwasserbecken zurückgepumpt. Pumpspeicherkraftwerke werden als Spitzenlastkraftwerke genutzt. Der Gesamtwirkungsgrad wird hier mit 70 % als Produkt der Einzelwirkungsgrade von Pump- und Turbinenbetrieb angegeben.²⁵²

Gezeitenkraftwerke nutzen die periodischen Wasserstandsveränderungen der Meere zur Energieerzeugung. Dabei fließt das Wasser bei Flut durch Rohrturbinen, die sich in einem Damm befinden, der ein Staubecken von der offenen See trennt. Dabei wird elektrische Energie erzeugt. Bei Ebbe fließt das Wasser vom Staubecken durch die Turbinen wieder zurück ins Meer, wobei ebenfalls Energie erzeugt wird. Allerdings ist aufgrund der Gezeiten nur eine zeitweilige Energieerzeugung möglich. Eine Leistungssteigerung ist über einen Pumpbetrieb möglich, der zwischen den Gezeiten die Fallhöhe des Wassers vergrößert. Ein Dauerbetrieb des Kraftwerkes, der nicht nur auf die Gezeiten selbst beschränkt ist, kann durch zwei weitere Becken zur Regelung des Wasserstandes und einem zusätzlichen Staudamm zwischen den beiden Becken erreicht werden. Damit kann dann die Fallhöhe zwischen den Becken ständig genutzt werden.²⁵³

Als wirtschaftliche Untergrenze wird ein Gezeitenunterschied von 5 m angesehen. Weltweit gibt es jedoch nur etwa 30 Gebiete, wo ein Gezeitenunterschied von mehr als 5 m erreicht wird. Das bisher einzige große Gezeitenkraftwerk befindet sich seit 1966 in St. Malo in Frankreich. Bei einem Gezeitenunterschied von 13 m wird hier eine elektrische Leistung von 240 MW erreicht.²⁵⁴

252 Vgl. Pinske, 1993, S. 89f

253 Vgl. Pinske, 1993, S. 131f

254 Vgl. Pinske, 1993, S. 131f

2.6.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Wasserkraft für die Energieerzeugung

Abgesehen von den Emissionen, die beim Kraftwerksbau anfallen, gibt es bei der Nutzung der Wasserkraftwerke zur Stromerzeugung keine weiteren Luftverunreinigungen durch Schadstoffe. Auch Treibhausgase werden nicht emittiert.²⁵⁵ Außerdem erfolgt keine Wärmeabgabe an die Umgebung wie bei der Nutzung fossiler Energieträger.²⁵⁶ Abfall wird nur in vergleichsweise kleinen Mengen produziert.²⁵⁷

Dafür beeinträchtigen die Kraftwerksanlagen und die für die Nutzung der Wasserkraft erforderlichen Eingriffe in die Umwelt wie Flußbegradigungen, Dammbauten und Speicherseen die Lebensräume zu Land und zu Wasser. Auch die kleinen Laufwasserkraftwerke greifen durch die regulierte Wasserführung in die aquatischen Lebensräume ein.²⁵⁸ So kann es z. B. aufgrund von Flußbegradigungen zu einem erhöhten Geschiebetransport im Flußbett und somit zu einer Vertiefung des Flußbettes kommen. Mögliche Folge ist ein sinkender Grundwasserspiegel, was eine Austrocknung der Auwälder zur Folge haben kann. Ähnliche Auswirkungen haben Umleitungen des Wassers durch Tunnel oder Kanäle, wenn im Flußbett ein Minimalfluß gewährleistet werden muß, um diesen vor dem Austrocknen zu bewahren.²⁵⁹

Bei dem Bau von Talsperren kann es zu Berggrutschen oder einem Nachgeben des Untergrundes im Bereich der Staumauern kommen. Weitere Gefahren sind Schäden durch Hochwasserüberflutungen. Die Nutzung großer Stauseen für Speicherkraftwerke wirkt sich auf die örtlichen Biotope aus. Es kann regional zu klimatischen Veränderungen kommen. Das Ausmaß langfristiger Umweltbeeinträchtigungen aufgrund des Eingriffs in den natürlichen Wasserkreislauf sind jedoch im Vorfeld schwer abzuschätzen.²⁶⁰

Auch hier ist ein Zusammenhang zwischen dem möglichen Ausmaß der Umweltbeeinträchtigung und der Größe des Wasserkraftwerkes zu sehen. So sind insbesondere bei den großen Speicherkraftwerken mit ihren Stauseen, für die auch große Flächen ehemals bewohnten und bewirtschafteten Landes überflutet wurden, die Eingriffe in die Umwelt deutlich sichtbar.

255 Vgl. Cada, Francfort, 1995, S. 223

256 Vgl. Pinske, 1993, S. 87

257 Vgl. Cada, Francfort, 1995, S. 223

258 Vgl. Cada, Francfort, 1995, S. 226 und Gutmann, 1994, S. 76

259 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 166

260 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 174f

2.6.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

In einem Wellenkraftwerk wird die Bewegung der Wellen zur Energieerzeugung genutzt. Die Leistung eines solchen Kraftwerkes ist abhängig von der Wellenhöhe und der Wellenfrequenz. Die Ausnutzung der Wellenenergie ist jedoch noch nicht großtechnisch erforscht. Es gibt verschiedene mögliche Konstruktionen. Das Prinzip der Wellenenergienutzung nach Salter geht z. B. von einem Schaufelsystem aus, welches von Wellen bewegt wird. Über eine doppelseitig wirkende Ringkammerpumpe dieses Schaufelsystems wird mit dem Wasser eine Turbine mit Generator angetrieben. Eine andere Variante eines Wellenkraftwerkes ist das Damm-Atoll-Projekt. Hier wird eine ansteigende Fläche im Boden verankert, auf der die Welle nach oben läuft. Am Ende dieser Fläche befindet sich ein Schacht. In diesen Schacht fällt das Wasser und treibt so eine Turbine an.²⁶¹

2.6.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Kleinere Wasserkraftwerke sind technisch unkompliziert und benötigen nur wenig Personal. Die Anlagenkosten sind jedoch vergleichsweise hoch, dafür fallen keine Brennstoffkosten und niedrige Betriebskosten an.²⁶² Die Investitionskosten für ein kleineres bis mittleres Wasserkraftwerk liegen zwischen 3.500 DM/kW und 7.000 DM/kW. In diesen Summen sind jedoch die Kosten für die Aufstauung des Wassers noch nicht berücksichtigt worden.²⁶³

Die Baukosten eines Gezeitenkraftwerkes entsprechen denen von Laufwasserkraftwerken. Die Stromerzeugungskosten liegen jedoch aufgrund der auf die Gezeiten beschränkten Nutzungsdauer und dem für das Netz nicht optimalen Energienutzungszeitraum über denen von anderen Wasserkraftwerken. Eine Aufrüstung für den Dauerbetrieb würde die Baukosten zusätzlich weiter erhöhen.²⁶⁴

261 Vgl. Pinske, 1993, S. 130f

262 Vgl. Pinske, 1993, S. 86f

263 Vgl. Beyer, 1994, S. 138

264 Vgl. Pinske, 1993, S. 132f

2.7 Geothermie

2.7.1 Der Energieträger Geothermie und die zur Zeit verwendeten Techniken

Die Nutzung der Erdwärme zur Wärme- und Stromproduktion ist aufgrund der hohen Temperatur des Erdinneren möglich. Von der Erdoberfläche aus steigt sich die Temperatur etwa alle 33 m um 1 Kelvin.²⁶⁵ Die wärmeren Erdschichten müssen für die geothermische Nutzung durch Bohrungen erschlossen werden. Dieses ist mit der zur Zeit verfügbaren Technik bis zu rund 10.000 m in das Erdinnere möglich. Für die Wärmeproduktion sind Temperaturen von mindestens 65°C in der Erdschicht, für die Stromproduktion von mindestens 150°C nötig.²⁶⁶ Der ausströmenden Dampf wird in Dampfturbinen weiterverwendet.²⁶⁷ Eine energetische Nutzung der Erdwärme ist zur Zeit dort sinnvoll, wo geothermische Anomalien vorhanden sind und daher hohe Temperaturen in geringer Tiefe existieren. Dann sind Temperaturen von bis zu 400°C in 4.000 m Tiefe möglich, anstatt von sonst nur 120°C bis 150°C.²⁶⁸ Geothermische Kraftwerke erreichen Nettowirkungsgrade von 5 bis 10 %.²⁶⁹ Das weltweit größte geothermische Kraftwerk mit einer Gesamtleistung von 900 MW befindet sich in Kalifornien. In Island wird aufgrund der natürlich auftretenden Geysire ein großer Teil der im Land benötigten Prozeßwärme und Wärme für die Raumheizung geothermisch erzeugt.²⁷⁰ Weltweit gab es im Jahre 1995 geothermische Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 6.761,98 MW_{el}.²⁷¹

Da das verwendete Tiefenwasser säure- und mineralhaltig ist und somit Korrosion in den Turbinen verursachen kann, müssen die technischen Anlagen speziell hierfür ausgelegt sein.²⁷² Um eine Luftverschmutzung durch die an einigen Orten im Dampf enthaltenen Stoffe, wie z. B. Schwefelwasserstoff, zu verhindern, wird der Dampf in diesen Fällen wieder in das Erdinnere zurückgeleitet. Hierdurch steigen jedoch aufgrund des höheren Ener

265 Bei dem Kelvin-Thermometer wird die Druckänderung als Maß für die Temperatur genutzt, vgl. Meyers Lexikon der Technik und der exakten Naturwissenschaften, 1970, S. 1434

266 Vgl. Gutmann, 1994, S. 116

267 Vgl. Pinske, 1993, S. 135

268 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 184f

269 Vgl. Pinske, 1993, S. 134f

270 Vgl. Gutmann, 1994, S. 116

271 Vgl. Perera, 1998, S. 23

272 Vgl. Gutmann, 1994, S. 116 und Heuck, Dettmann, 1995, S. 25

gieeeigenbedarfs und zusätzlich benötigter Anlagenteile die Kosten für die Strom- und Wärmeerzeugung.²⁷³

Aber auch die Nutzung von Erdwärme aus dem oberflächennahen Erdreich ist über Wärmepumpen möglich. Kleinanlagen (ca. 10 kW_{th}), die der Wärmeversorgung von Gebäuden dienen, arbeiten mit Erdwärmekollektoren, mittlere Anlagen (ca. 35 kW_{th}) mit Erdwärmesonden und größere Anlagen (> 100 kW_{th}) mit Brunnenanlagen zur Grundwassernutzung.²⁷⁴

2.7.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Geothermie für die Energieerzeugung

Obwohl nach der Nutzung der Erdwärme in Form von Wasser oder Dampf in der Regel das abgekühlte Wasser und der kondensierte Restdampf durch Bohrlöcher wieder in das Erdinnere zurückgeführt werden sollten, um die Entnahme wenigstens zum Teil auszugleichen, sind Landabsenkungen und seismische Effekte möglich.²⁷⁵ So sind z. B. in Neuseeland Landabsenkungen bis zu 4 m beobachtet worden.²⁷⁶ Auch können sich große Abwärmemengen in der direkten Umgebung der Kraftwerke negativ auf die Umwelt auswirken.²⁷⁷

Emissionen von CO₂, die jedoch niedriger als bei konventionellen Kraftwerken sind, Schwefelwasserstoff (H₂S), Radon (Rn), Arsen (As), Quecksilber (Hg), Ammoniak (NH₃) und anderen Stoffen sind abhängig von den jeweiligen standortspezifischen Verhältnissen möglich.²⁷⁸

2.7.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Ein neues Verfahren zur Bohrung in tiefen Erdschichten, das Hot-Dry-Rock-Verfahren, soll das Nutzungspotential der Geothermie erhöhen. Dabei werden zwei Bohrungen bis zu 5.000 m tief durchgeführt, um in der einen Bohrung Wasser in das Erdinnere zu leiten. Aus der nahegelegenen zweiten Bohrung soll dieses Wasser dann als Dampf wieder austreten, um in einem

273 Vgl. Pinske, 1993, S. 135

274 Vgl. Ratzesberger, Kaltschmitt, Huenges, 1997, S. 63

275 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 189

276 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 189

277 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 189

278 Vgl. Allegrini, Barbier, 1993, S. 136 und Bennewitz, 1991, S. 189

Dampfkraftwerk weiterverwendet zu werden. Ein Dauerbetrieb mit diesem Verfahren ist noch nicht möglich.²⁷⁹

2.7.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Die Kraftwerkskosten geothermischer Wärme- und Stromerzeugung sind abhängig von den jeweiligen geothermischen Bedingungen und der verwendeten Technik. So werden für eine Anlage zur Stromerzeugung beispielsweise Investitionskosten von 1.900,00 US\$/kW (ohne Bohrlöcher),²⁸⁰ für eine Anlage, die zur Wärmeversorgung genutzt werden soll, von 450,00 bis 700,00 US\$/kW angegeben. Bei der Anlage zur Wärmeversorgung werden von den Investitionskosten etwa 30 % der Kosten für die Bohrlöcher, 20 % für die Leitungen und 50 % für die Distribution veranschlagt.²⁸¹

2.8 Photovoltaik

2.8.1 Sonne als Energieträger und die zur Zeit verwendete Technik

Bei dieser Art der Sonnenenergienutzung wird die Sonnenstrahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt.²⁸² Die Solarzellen, die heute für die photovoltaische Nutzung auf dem Markt erhältlich sind, bestehen in der Regel aus hochreinem kristallinen Silizium. Das Grundmaterial wird „verunreinigt“ durch das gezielte Einfügen z. B. von Bor- oder Phosphoratomten. So kann im Zelleninneren ein elektrisches Feld erzeugt werden. Durch das in der Solarzelle einfallende Licht werden Elektronen vom Silizium losgerissen und durch das elektrische Feld auf eine bestimmte Seite gezogen. An der Außenseite der Solarzelle wird nun über elektrische Kontakte Strom bzw. Spannung abgegriffen. Die Menge des photovoltaisch erzeugten Stromes ist abhängig von der Intensität des Lichtes, mit der die Solarzellen bestrahlt werden.²⁸³

279 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 25 und Pinske, 1993, S. 13

280 In 1993er Preisen, vgl. Hudson, 1995, S. 49

281 In 1989er Preisen, vgl. Eliasson, Armannsson, Fridleifsson, Gunnarsdottir, Bjornsson, Thorhallsson, Karlsson, 1995, S.98

282 Vgl. Beyer, 1994, S. 142

283 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 4ff

Die Globalstrahlung besteht sowohl aus direkter und diffuser Strahlung als auch aus der Albedo der Erde, der reflektierenden Bodenstrahlung.²⁸⁴ Auch wenn nur diffuse Strahlung, wie z. B. bei bewölktem Himmel, auf die Solarzelle fällt, fließt geringer Strom.²⁸⁵ Obwohl die Menge des erzeugten Stromes abhängig von der Sonneneinstrahlung ist, bleibt die Spannung in der Solarzelle weitgehend konstant. Die Leistung der Solarzelle setzt sich zusammen aus Strom mal Spannung.²⁸⁶ Die Solarzellen werden zu Modulen zusammengeschaltet, die das einfallende Licht in elektrischen Gleichstrom wandeln, welcher mit Hilfe von Wechselrichtern auf Wechselspannung transformiert wird.²⁸⁷

Das Basismaterial für Solarzellen ist kristallines oder amorphes Silizium. Für die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen werden hauptsächlich kristalline Siliziumzellen verwendet.²⁸⁸ Monokristalline Siliziumzellen sind dabei zur Zeit Marktführer.²⁸⁹ Ihr Wirkungsgrad liegt in der Serienfertigung bei rund 15 % und verändert sich über die Lebensdauer der Siliziumzelle von 20 bis 30 Jahren nicht. Ihre Produktion ist jedoch sowohl aufwendig als auch teuer. Der Materialaufwand ist groß. Wenn die Scheiben zersägt werden, entsteht ein hoher Materialverlust. Auch sind die Siliziumzellen am Ende mehrere Millimeter dick, obwohl prinzipiell einige Tausendstel ausreichen würden.²⁹⁰

Polykristalline Siliziumzellen erreichen einen Wirkungsgrad von rund 13 %. Sie werden ebenso für Leistungsanwendungen, wie z. B. für die Stromerzeugung, verwendet.²⁹¹ Die Degradation, also die Verringerung des Wirkungsgrades mit zunehmendem Alter der Siliziumzellen, ist wie bei monokristallinen Siliziumzellen zu vernachlässigen.²⁹² Auch die Lebensdauer ist in etwa mit der der monokristallinen Zellen vergleichbar. Die Produktion ist ebenfalls aufwendig und teuer.

284 Die Albedo ist die Rückstrahlung der eingestrahnten Sonnenstrahlung, vgl. Bennewitz, 1991, S. 231

285 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 4

286 Vgl. Nitsch, Meyer, 1990, S. 1

287 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 5

288 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 6

289 Vgl. Brockmöller, 1992, S. 155

290 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 6

291 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 6

292 Vgl. Brockmöller, 1992, S. 156

Mit amorphem Silizium ist die Herstellung von Dünnschichtzellen möglich, die hauptsächlich im Kleinanwenderbereich, wie z. B. bei Taschenrechnern oder Armbanduhren verwendet werden.²⁹³ Für Dünnschichtzellen wird weniger Silizium benötigt als für monokristalline oder polykristalline Zellen. Der Kostenanteil des Siliziums beträgt bei diesen Zellen etwa 41 % der Gesamtkosten.²⁹⁴ Auch ist amorphes Silizium kein hochreines Material, wie z. B. monokristallines Silizium, und daher entsprechend preiswerter.²⁹⁵ Dünnschichtzellen sind jedoch für Leistungsanwendungen, wie z. B. in einem Photovoltaikmodul noch nicht geeignet. Bei einem Wirkungsgrad von 6 bis 11 % und einer Lebensdauer von 5 bis 6 Jahren²⁹⁶ wirkt sich besonders die schnelle Degradation von 10 bis 20 % innerhalb der ersten 6 Betriebsmonate negativ aus. Bisher wurde ein Wirkungsgrad von 11 % nur bei Zellen mit einer Größe von 6 mm² nachgewiesen. Zellen in der Größe von 10 x 10 cm erreichen erst einen Wirkungsgrad von 7 bis 8 %. Daher wird aufgrund der schnellen Degradation der wirtschaftlich notwendige Zellenwirkungsgrad von 8 % nicht erreicht.

Außer aus amorphem Silizium sind mittlerweile auch Dünnschichtzellen aus Kadmiumsulfid/Kupfersulfid auf dem Markt erhältlich. Diese haben hinsichtlich Wirkungsgrad und Degradation jedoch die gleichen Eigenschaften, wie die Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium und sind deshalb ebenfalls für Leistungsanwendungen ungeeignet.²⁹⁷

Grundsätzlich ist die Leistung des Modules abhängig von der Strahlungsintensität des einfallenden Lichtes. Die Spitzenleistung eines Modules wird in Watt peak = W(p) angegeben. Sie wird bei einer Einstrahlung von 1.000 W/m² und einer Zelltemperatur von 25° C gemessen. Hierbei handelt es sich jedoch um Idealbedingungen, die in etwa der Sonnenstrahlung eines klaren Sommertages entsprechen. Es kann also davon ausgegangen werden, daß die Leistung des Modules meistens geringer ist. Außerdem bezieht sich die Leistung auf den Punkt maximaler Leistung, bei dem Strom und Spannung so eingestellt werden, daß die maximale Leistung des Modules erreicht wird. Nicht nur Solarzellen, sondern auch Module können wiederum zu fast beliebigen Leistungen zusammengeschaltet werden.²⁹⁸

293 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 6

294 Vgl. Brockmöller, 1992, S. 156

295 Vgl. Seemann, Wiechmann, 1993, S. 20

296 Vgl. Lardy (Hrsg.), 1992, S. 46

297 Vgl. Brockmöller, 1992, S. 157

298 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 5

Die zum Teil im Labor erreichbaren Zellenwirkungsgrade von rund 28 %²⁹⁹ sind wesentlich höher als die, die in der Praxis tatsächlich erreicht werden. Hauptsächlich aufgrund der steigenden Temperatur im Zelleninneren und der Strahlenreflexion an der Oberfläche kommt es zu verringerten Wirkungsgraden. Um dieses zu verhindern, müssen die Solarzellen gekühlt werden. Bei einer Integration der Solarzellenpaneele im Dach ist es z. B. möglich, die Solarzellentemperatur durch Luftzirkulation zu senken und somit den Wirkungsgrad zu erhöhen.³⁰⁰

Aber auch die Ausrichtung einer Photovoltaikanlage, die Eigenverschattung bei flachen Sonnenständen und die Reflexion wirken sich auf den Jahresstromertrag aus. So werden z. B. 6 % für die Abschattung und 7 % für die Reflexion als mittlere Verlustwerte für Solarzellen angegeben. Diese 7 % Reflexionsverluste werden mit 4,4 % bei der Modulleistung berücksichtigt, da die Leistung der Module bei senkrechtem Lichteinfall vermessen wird.

Messungen haben ergeben, daß bei einem Neigungswinkel von 25 bis 27 Grad der Solarmodule in Mitteleuropa die besten Jahresstromerträge zu erreichen sind. Der Anteil der diffusen Strahlung nimmt jedoch nach Norden hin zu, hier ist die genaue Ausrichtung der Solarzellen im Bereich von 10 bis 60 Grad weniger bedeutsam.³⁰¹ Eine steile Aufstellung der Solarfassade verringert den jährlichen Stromertrag um bis zu einem Drittel. Dafür wird jedoch im Winterhalbjahr mehr Strom produziert.³⁰² Die Strahlungsleistungen sind abhängig von dem bestrahlten Gebiet. Zwischen dem 35° Breite Nord und dem 35° Breite Süd ist die auf die Erdoberfläche treffende durchschnittliche Strahlungsenergie besonders hoch. So wurden z. B. für Virangam in Indien (23° 02'N Breitengrad) 260 W/m², in Mitteleuropa (50°N) durchschnittlich hingegen nur 115 W/m² Sonneneinstrahlung gemessen.³⁰³

Die Planung einer einzelnen Photovoltaikanlage bei Anschluß an das allgemeine Stromnetz wird in Deutschland von der Größe her in der Regel so angestrebt, daß nur wenig mehr Strom produziert wird, als an eigenem Strombezug aus dem Netz erforderlich wäre. Bei einer kleinen Anlage ist der

299 Bei Lichtkonzentrationen durch Spiegel und Reflektoren wurden sogar über 30 % Zellenwirkungsgrad erreicht, vgl. Brockmöller, 1992, S. 153

300 Vgl. Brockmöller, 1992, S. 153

301 Vgl. Brockmöller, 1992, S. 101ff

302 Diese Angaben beziehen sich auf die klimatischen Verhältnisse eines deutschen Winterhalbjahres, vgl. Forum für Zukunftsenergien e. V. (Hrsg.), ohne Jahresangabe, S. 31

303 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 206f

Stromüberschuß nur gering, ein großer Teil des Strombedarfes muß daher durch Bezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden. Bei einer großen Anlage ist der Stromüberschuß größer. Allerdings stimmen dann wiederum die Zeiten, zu denen Strom mit einer Photovoltaikanlage erzeugt wird, selten genau mit den Zeiten überein, in denen der Strom benötigt wird, da der Strombedarf nicht immer der Stromproduktion vollständig angepaßt werden kann. So ist es zwar vorteilhaft, wenn Lastmanagement betrieben wird, aber Schlechtwetterperioden lassen sich z. B. nicht von vornherein berücksichtigen. Die optimale Größe einer Photovoltaikanlage ist also nur schwer zu bestimmen.³⁰⁴ Eine Anlage mit einer Spitzenleistung von 1 kW(p) deckt etwa den jährlichen Strombedarf eines energiesparenden deutschen Haushaltes, eine 3 kW(p)-Anlage den eines Zweifamilienhauses und eine 30 kW(p)-Anlage entspricht z. B. einer Anlage im Industriebereich.³⁰⁵ Es sind jedoch Anlagenrößen bis zu einer Leistung von 1.000 kW(p) möglich. Diese Großanlagen benötigen dann bis zu 10.000 m² Generatorfläche.³⁰⁶ Photovoltaikanlagen können im Netzverbund genutzt werden.

Bei einer entsprechenden geographischen Lage, wie z. B. in Indonesien, wird es als möglich angesehen, mittels Photovoltaik eine Mindeststromversorgung in abgelegenen, bisher nicht an das Stromnetz angeschlossenen Gebieten zu gewährleisten. Dieses gilt insbesondere für Gebiete, wo aufgrund ihrer Lage ein Anschluß an das Stromnetz, auch in naher Zukunft nicht rentabel erscheint und wo eine Stromversorgung z. B. mit Dieselpumpen als unrentabel angesehen wird. Dieser Strom könnte genutzt werden für Beleuchtung, den Betrieb von Trinkwasserpumpen und Kommunikationseinrichtungen und um z. B. Medikamente zu kühlen.³⁰⁷ Obwohl die Investitionen für solarstrombetriebene Pumpen höher sind als beispielsweise für Dieselpumpen, werden diese Kosten durch eingesparte Treibstoffkosten und geringere Wartungskosten wieder kompensiert. So geht z. B. die GTZ davon aus, daß die Wirtschaftlichkeit von Pumpen, die mit Solarstrom betrieben werden, gegenüber Dieselpumpen für kleine Leistungsbereiche rechnerisch nachzuweisen ist.³⁰⁸

304 Vgl. Seemann, Wiechmann, 1993, S. 47f

305 Vgl. Boekstiegel, Leuchtner, 1991, S. 11

306 Vgl. Beyer, 1994, S. 142

307 Vgl. BfAI 1994 (1), S. 9

308 Vgl. BMZ 1992, Anlage 1, S. 3

In Anbetracht der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten der photovoltaischen Stromerzeugung, des großen Potentials und des großen Strombedarfs in Asien stellt sich die Frage, ob es nicht sinnvoll wäre, eine Produktionsstätte allein für diesen Markt aufzubauen, um dann in den Ländern selbst dem eigenen Bedarf entsprechend und für den Export Photovoltaikanlagen in Massenproduktion unter Ausnutzung der Kostendegression produzieren zu können. Die großflächige Nutzung von Photovoltaikanlagen im Netzverbund gemeinsam mit anderen Energieträgern würde für eine entsprechende Nachfrage nach den Anlagen sorgen und bei der Stromerzeugung keine umweltbelastenden Schadstoffe emittieren. Auch wäre der Platzbedarf bei großflächiger Photovoltaiknutzung dann kein Problem, wenn man in den Städten vorhandene Dachflächen nutzen oder die Anlagen bei Neubauten in die Fassaden integrieren würde. Bei einer Nutzung im Netzverbund wäre außerdem kein Speichermedium erforderlich, da das Netz als Speicher dienen würde.

Wenn beispielsweise die Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Photovoltaikanlagen genauso wie alle anderen herkömmlichen Kraftwerke betreiben würden, müßten die Verbraucher des Solarstroms in abgelegenen Gebieten nur die anfallenden Kosten pro kWh zahlen und nicht für Investitionen in die Anlagen oder aber für spätere Ersatzinvestitionen aufkommen. Eine andere Möglichkeit wäre das Leasing der Anlagen von den Herstellern durch die EVU. Das Gleiche gilt für entsprechende Speichermedien.

2.8.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Photovoltaik für die Energieerzeugung

Schadstoffemissionen wie bei der Nutzung fossiler Energieträger gibt es bei dem Betrieb von Photovoltaikanlagen nicht. Durch die Sonnenenergienutzung wird jedoch die Albedo der Erde, also das Verhältnis des auf eine Fläche fallenden Lichtes und die örtliche Energiebilanz, geändert. Abhängig vom Wirkungsgrad des Energiewandlungssystems werden bis zu 30 % der dort vorkommenden Sonnenenergie aus dem lokalen Energiegleichgewicht entfernt.³⁰⁹

Nachfolgend soll kurz auf die Energierücklaufzeit von Photovoltaikanlagen eingegangen werden. Die Energierücklaufzeit ist die Zeit, die eine Photo

309 Vgl. Winter, 1987, S. 453

voltaikanlage benötigt, um die für ihre Produktion verwendete Energie selbst zu erzeugen. Sie ist ein Maß dafür, ob die Nutzung der Photovoltaikanlage energiewirtschaftlich sinnvoll ist. Bei kristallinen Modulen wird die Energierücklaufzeit bei europäischem Klima auf 1,6 bis 2,7 Jahre geschätzt, bei amorphen Solarzellen auf 1,3 Jahre.³¹⁰ Zum Vergleich: die Energierücklaufzeit für ein Kernkraftwerk (Leichtwasserreaktor) und die Brennstoffaufbereitung wird bei einer geschätzten Lebensdauer von 30 Jahren auf einen Zeitraum von 1 Jahr und 10 Monaten bis 2 Jahren und 5 Monaten geschätzt. Die Energierücklaufzeit von Kohlekraftwerken für den Bau des Kraftwerkes und die Brennstoffaufbereitung hat bei gleichen Voraussetzungen eine Länge von 1 Jahr und sieben Monaten bis zu 2 Jahren und 1 Monat.³¹¹

Eine Umweltbelastung ist aufgrund des Energieaufwandes zur Photovoltaikproduktion somit nicht festzustellen. Bei der Nutzung dieser Anlagen werden keine Schadstoffe emittiert und bei ihrem Betrieb entstehen keine Gefahren für die Umwelt.

Neben dem Energieaufwand für die Solarzellenproduktion werden der große Flächenbedarf für die Aufstellung der Photovoltaikmodule, Emissionen toxischer Stoffe bei der Produktion und ihre spätere Endlagerung nach dem Ende der Nutzung als Beeinträchtigung für die Umwelt genannt.³¹²

2.8.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Ein neuer Zellentyp ist die MIS-Inversionsschichtzelle. Hier wird weniger Energie bei der Produktion benötigt als bei mono- oder polykristallinen Siliziumzellen. Der Wirkungsgrad liegt bei rund 16 %. Von der MIS-Inversionsschichtzelle gibt es eine Variante, die das Sonnenlicht auch auf der Rückseite der Zelle umwandeln kann. Diese doppelgesichtigen Zellen erreichen im Labor einen Wirkungsgrad von 23 %. Verglichen mit der Herstellung der konventionellen Solarzellen werden Kostenverringerungen von 30 % bei der MIS-Standardzelle und 60 % bei der doppelgesichtigen Variante als möglich angesehen.³¹³ Geforscht wird auch an einer sogenannten Dreifach-Konzentratorzelle, deren Zellenteil aus Galliumarsenid sichtbares Licht in Strom umwandeln und mit einer weiteren Schicht Gallium

310 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 64

311 Vgl. Winter, 1987, S. 435f

312 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 64f

313 Vgl. Prognos AG, Eduard Pestel Institut (ISP), Öko-Institut e. V., 1992, S. 277f

antimonid sogar aus Infrarotstrahlen Strom erzeugt werden kann, um einen Wirkungsgrad von 35 % zu erzielen.³¹⁴

Geforscht wird weiterhin nach Ersatzmöglichkeiten für Silizium als Halbleiter. Untersucht werden z. B. Galliumarsenid (GaAs), Cadmiumtelurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Di-Selenid (CuInSe₂)(CIS). Eine CIS-Zelle erreicht im Labor einen Wirkungsgrad von 14 %. Da es sich hierbei um eine Dünnschichtzelle handelt, ist auch der Materialaufwand bei der Herstellung gering. Außerdem soll die CIS-Zelle langzeitstabil sein. Ob eine großtechnische Produktion realisierbar ist, ist jedoch noch umstritten.³¹⁵

Auch eine Solarzelle aus Eisensulfid (FeS) wird erforscht. Eisensulfid ist auch als Pyrit oder Katzensgold bekannt. Hier wird eine Energieausbeute von rund 18 % erwartet. Die Produktionszeit von Solarzellen aus FeS wäre mit etwa 10 Sekunden wesentlich geringer, als z. B. die Produktion einer Solarzelle aus amorphem Silizium, für deren Produktion noch etwa 30 Minuten benötigt werden. Außerdem wäre diese FeS-Solarzelle noch nicht einmal 1/10.000 mm dick. Wenn dieses Forschungsprojekt gelänge, wäre es möglich, eine preiswerte Solarzelle zu fertigen, die leicht und biegsam ist wie Plastikfolie.³¹⁶

Auch bei den Anlagen selbst gibt es Weiterentwicklungen. So wurden z. B. photovoltaische Fassadenelemente entwickelt, die nicht nur Strom erzeugen, sondern auch als Wetter- und Lärmschutz und zur Wärmedämmung dienen.³¹⁷ Diese Photovoltaikenelemente können konventionelle Bauteile ersetzen.³¹⁸

2.8.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Die Kosten für den Bau einer Photovoltaikanlage sind abhängig von ihrer Größe. Sie werden zur Zeit noch erheblich von den Kosten für die Solarmodule bestimmt, welche ca. 60 % der gesamten Kosten verursachen. Auch bei Photovoltaikanlagen sind größere Anlagen preiswerter als kleinere. Aus

314 Vgl. o. V., Tandemzelle mit höherer Effizienz, 1998, S. 1

315 Vgl. Prognos AG, Eduard Pestel Institut (ISP), Öko-Institut e. V., 1992, S. 277f

316 Vgl. Seemann, Wiechmann, 1993, S. 21f

317 Vgl. o. V., Synergie-Fassade soll der Photovoltaik den Weg ebnen, 1993, S. 22

318 Vgl. Häger, Löwenstein, 1994, S. 24

gegangen wird von einer Spannweite von ca. 16.000 DM/kW für eine große Anlage bis ca. 25.000 DM/kW für eine kleinere Anlage.³¹⁹

Investitionskosten für mittelgroße Photovoltaikanlagen von 10 bis 100 kW, die in Entwicklungsländern in den 80er Jahren in lokalen Netzen betrieben wurden, lagen seinerzeit bei 20.000 US\$ und mehr pro kW.³²⁰ Als Größenordnung für die Kosten von Solar Home Systemen in Entwicklungsländern wird ein Mittelwert in der Größe von 48 bis 53 W(p) von rund 877 US\$/50 W(p) bzw. 17.500 US\$/kW angegeben.³²¹

2.9 Solartermie

2.9.1 Sonne als Energieträger und die zur Zeit verwendete Technik

Solarthermische Kraftwerke nutzen die Sonnenenergie zur Wärmeerzeugung. Auf diese Weise lassen sich Temperaturen von 600 bis 900°C erreichen, die auch in konventionellen thermischen Kraftwerken erreicht werden.³²² In sonnenreichen Gebieten wird der Einsatz von solarthermischen Kraftwerken als wirtschaftlich angesehen. Allerdings besteht ein großer Flächenbedarf für die Spiegel.³²³ Spiegelkollektoren können nur direkte Sonnenstrahlen nutzen, nicht aber diffuse Strahlung.³²⁴ Es gibt verschiedene Arten solarthermischer Kraftwerke. Diejenigen, die am weitesten verbreitet sind, werden nachfolgend kurz vorgestellt.

In einer Solarfarm werden die Sonnenstrahlen mit zylindrischen Parabolspiegeln auf ein mit Wasser oder einem anderen, auch bei hohen Temperaturen flüssigem Kühlmittel gefülltes Absorberrohr fokussiert, welches sich im Brennpunkt befindet. Die Parabolspiegel sind rinnenförmig. Sie liegen in Reihen auf der Erde und werden über die Absorberrohre miteinander verbunden. Das auf diese Weise bis zu 600°C erhitzte Wasser wird dann zu einem Wärmetauscher geleitet. Mit dem dort erzeugten Wasserdampf werden Turbinen angetrieben. Die Spiegel werden den Sonnenstrahlen einachsigt nachgeführt.³²⁵

319 Vgl. Beyer, 1994, S. 143

320 Vgl. Oesterdiekhoff, 1993, S. 32

321 Vgl. KfW, 1998, S. 16

322 Vgl. Gutmann, 1994, S. 109

323 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 24

324 Vgl. Pinske, 1993, S. 111

325 Vgl. Gutmann, 1994, S. 110 und Pinske, 1993, S. 115f

Die zur Zeit größte Solarfarm liegt in Kalifornien. Sie wird modulartig erweitert und soll eine elektrische Gesamtleistung von 500 MW bei einem Gesamtwirkungsgrad von 17 % erreichen. Der Flächenbedarf der Solarfarmen ist hoch. Es wird davon ausgegangen, daß pro MW Leistung eine Fläche von rund 10.000 m² benötigt wird. Im Anwendungsbereich kleiner Leistungen können auch runde Paraboloid-Spiegel mit Schrauben-Expansionsmaschinen oder Stirlingmotoren verwendet werden.³²⁶

Mit dem Dish/Sterling-System ist die solare und solar/hybride Stromerzeugung im Leistungsbereich von 10 kW bis hin zu 10 MW möglich, wenn viele Module zu einer Farmanlage zusammengefaßt werden.³²⁷ Hier werden die Sonnenstrahlen auf einen Wärmetauscher fokussiert, der sich im Brennpunkt befindet und als Erhitzerkopf des Stirling-Systems fungiert. Die so entstandene Wärme wird von dem Stirlingmotor in eine mechanische Wellenleistung umgewandelt, welche über einen an dem Stirlingmotor angeschlossenen Generator in elektrische Energie gewandelt wird. Mit dem Dish/Sterling-System ist ein Wirkungsgrad von 20 bis 30 % erreichbar.³²⁸

Bei einem Turmkraftwerk werden die Sonnenstrahlen über ein Spiegelsystem auf einen Turm konzentriert (Heliostatsystem), wo sich der Dampferzeuger befindet. Hierfür werden die Spiegel dem Sonnenverlauf zweiachsig nachgeführt, um eine bessere Ausnutzung der Sonnenstrahlen zu erreichen. Mit dieser Art von solarthermischem Kraftwerk lassen sich Temperaturen von bis zu 900°C erreichen.³²⁹ Die Nachführgenauigkeit der einzelnen Spiegel ist jedoch kompliziert, da jeder einzelne Spiegel exakt nachgeführt werden muß, um die optimale Leistung zu gewährleisten. Eine einwandfreie Reflexion kann nur durch Sauberkeit der Spiegel gewährleistet werden. Dieses kann z. B. in Wüstengebieten nach Sandstürmen ein Problem darstellen. Wenn die Reflexion beeinträchtigt ist, vermindert sich jedoch sofort der Wirkungsgrad des Kraftwerkes.³³⁰ Bei einem der weltweit größten Solarturmkraftwerke, „Solar One“ in Kalifornien, wurde bei einer Leistung von 10 MW ein Gesamtwirkungsgrad von 13 % erreicht. Hierfür wurden 1818 Spiegel mit einer Gesamtfläche von 72.720 m² eingesetzt.³³¹

326 Vgl. Gutmann, 1994, S. 110 und Pinske, 1993, S. 115f

327 Vgl. Schiel, 1995, S. 88

328 Vgl. Schiel, 1995, S. 71f

329 Vgl. Gutmann, 1994, S. 110 und Pinske, 1993, S. 114

330 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 208f

331 Vgl. Gutmann, 1994, S. 111 und Pinske, 1993, S. 114

Auch die Kombination von Solarthermie und fossil befeuerten Dampfkraftwerken und GuD-Kraftwerken ist möglich. Die Parabolrinnenkraftwerke integrieren dann einen solaren Boiler in das jeweilige Dampf- bzw. GuD-Kraftwerk.³³² Bei der Integration eines solaren Boilers in ein Dampfkraftwerk befindet sich die solare Wärmetauscherkette parallel zum fossilbefeuerten Boiler oder Ölerhitzer. Während der Dampf im reinen Solarbetrieb ausschließlich über die Wärmetauscherkette erzeugt wird, werden im Hybridbetrieb die thermische Energie des Solarfeldes und der fossilen Feuerung für die Dampfproduktion genutzt. Bei der Nutzung eines Ölerhitzers sind fließende Übergänge zwischen solarem, hybridem und fossilem Betrieb des Kraftwerkes möglich. Sein Wirkungsgrad liegt jedoch geringfügig unter dem eines ebenfalls verwendbaren Boilers. Die Auslegung der Anlage ist von der geplanten Betriebsweise abhängig. Bei der Integration eines solaren Boilers in ein GuD-Kraftwerk wird die thermische Energie, die im Solarfeld produziert wird, gemeinsam mit der Energie aus dem Abgaswärmetauscher in die Dampfturbine eingekoppelt.³³³

Mit einem Flachkollektor ist die Produktion von Niedertemperaturwärme möglich. Hier werden Temperaturen von bis zu 200°C erzeugt. Diese Wärme läßt sich z. B. für die Warmwasserversorgung oder die Raumheizung verwenden. In dem Kollektor wird das hindurchströmende Wasser erwärmt. Dafür wird der Absorber mit den wasserführenden Kanälen auf der Seite, die der Strahlung zugewandt ist, mit einer Glasscheibe abgedeckt. Diese läßt zwar die kurzwelligigen Sonnenstrahlen zu dem Absorber vordringen, hält jedoch die langwellige Wärmestrahlung, die von dem erwärmten Absorber ausgeht, zurück.³³⁴ Die passive Nutzung der Sonnenenergie, z. B. durch die Ausrichtung und Anpassung der Gebäude an den Lauf der Sonne, wirkt sich ebenfalls auf die Raumklimatisierung aus.³³⁵

Mit Sonnenenergie kann auch gekocht werden. So werden z. B. in Indien Sonnenkocher eingesetzt, deren Spiegel aufgrund ihrer Trichterform die direkte und diffuse Sonnenstrahlung ausnutzen können. So sollen Temperaturen von 200 bis 300°C erreicht werden.³³⁶

332 Vgl. Nava, 1995, S. 131

333 Vgl. Nava, 1995, S. 133

334 Vgl. Gutmann, 1994, S. 110f

335 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. III-20

336 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. III-84f

Solarthermie kann in Entwicklungsländern außer im Netzverbund in verschiedensten Bereichen angewendet werden. Hierzu zählen die bereits erwähnten Möglichkeiten, mit Solarthermie zu kochen, die Räume zu kühlen oder zu heizen. Brauchwasser kann erwärmt werden, Nahrungsmittel und andere Stoffe können gekühlt oder getrocknet werden. Solarpumpen können für die Bewässerung und Trinkwasserversorgung eingesetzt werden. Eine Meer- und Brackwasserentsalzung ist ebenso möglich wie die Versorgung der Industrie mit Prozeßwärme. Auch wenn einige dieser Möglichkeiten sich noch im Experimentierstadium befinden,³³⁷ wird deutlich, daß mit solarthermischen Anlagen in Zukunft eine Vielzahl der Energiedienstleistungen, für die heute noch häufig eine konventionelle Energieerzeugung gewählt wird, erbracht werden können.

2.9.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Solarthermie für die Energieerzeugung

Die Umwelteinwirkungen entsprechen denen der photovoltaischen Kraftwerke. Auf diese wird daher nicht noch einmal gesondert eingegangen. Auch bei solarthermischen Kraftwerken ist der Landflächenbedarf hoch. So wird z. B. bei einem Heliostatsystem nicht nur Platz für die Spiegel benötigt, da die Spiegel sich nicht gegenseitig behindern dürfen, z. B. durch Abschatten oder durch ein Blocken der reflektierten Strahlen. Außerdem müssen sie auch für Pflege und Instandhaltung gut zugänglich sein. So entsteht ein Flächenbedarf, der drei- bis viermal der Spiegelfläche entspricht.³³⁸

Die Energierücklaufzeit von solarthermischen Anlagen variiert abhängig von Klima, Intensität, Nutzungsdauer und Art der Anlage zwischen einem Monat und mehreren Jahren.³³⁹

2.9.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Zur Zeit wird das Aufwind- oder Kaminkraftwerk erforscht, das aus einem am Rande offenen runden Glasdachkollektor, einer in der Mitte dieses Kollektors stehenden Kaminröhre und Windturbinen besteht. Es ist eine Mischung aus Sonnen- und Windkraftwerk. Die Sonnenstrahlen, die auf das

337 Vgl. Oesterdiekhoff, 1993, S. 35

338 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 209

339 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 47

Glasdach fallen, erwärmen die Luft zwischen dem Glasdach und dem darunter liegenden Erdboden. Da warme Luft weniger wiegt als kalte Luft, steigt diese in der Kaminröhre auf, die sich in der Mitte des Glasdaches befindet. Durch den Kaminsog wird die warme Luft in die Kaminröhre gesaugt und macht so unter dem Glasdach wieder Platz für kalte, von außen zuströmende Luft. Diese Luft erzeugt einen Aufwind in der Kaminröhre. Über Windturbinen, die sich am Fuße des Kamins befinden, wird der Luftstrom in mechanische Energie gewandelt. Dann erfolgt mit herkömmlichen Generatoren die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Energie.³⁴⁰

Aufwindkraftwerke können bis zu einer Leistung von 200 MW ausgelegt werden und erzeugen sowohl bei direkter als auch bei diffuser Sonnenstrahlung Strom. Da der Erdboden unter dem Glasdach tagsüber einen Teil der eingestrahnten Energie in Form von Wärme speichert und diese dann auch nachts die Kollektorluft aufheizt, erzeugt ein Aufwindkraftwerk auch nachts noch eine entsprechende Menge an Strom.³⁴¹ Aufwindkraftwerke haben einen geringen Wirkungsgrad von 1,31 % bei einem 100 MW-Kraftwerk. Für 30 MW- und 5 MW-Kraftwerke werden nur 1,00 % bzw. 0,63 % Wirkungsgrad angegeben.³⁴² Der Wirkungsgrad ist jedoch abhängig von der Strahlungsintensität, der Kollektorgröße und der Höhe des Kamins. Bei gegebener Strahlungsintensität ist die gleiche Leistung erreichbar mit großer Kollektorfläche und niedrigem Kamin wie mit kleiner Kollektorfläche und höherem Kamin.³⁴³ Trotz ihres geringen Wirkungsgrades haben Aufwindkraftwerke insbesondere in sonnenreichen Gebieten durchaus Vorteile: sie sind robust, verhältnismäßig einfach zu fertigen, wartungsarm und benötigen kein Kühlwasser.³⁴⁴ Bisher existiert eine Pilotanlage in Spanien mit einer elektrischen Leistung von 40 kW. Diese Technik wird noch nicht in größerem Maßstab angewendet.³⁴⁵

Bei der aktiven Nutzung der Sonnenenergie wird im Rahmen der Raumklimatisierung auch die Kühlung erforscht. Die bisher entwickelten Systeme werden jedoch als noch nicht konkurrenzfähig eingestuft.³⁴⁶

340 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 111f

341 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 112

342 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 123

343 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 118

344 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 112f

345 Vgl. Gutmann, 1994, S. 115

346 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 36f

Ziel der weiteren Forschungsarbeiten sind hauptsächlich Weiterentwicklungen der einzelnen Anlagenkomponenten mit dem Ziel, einen höheren Gesamtwirkungsgrad zu erzielen und bei neu entwickelten Komponenten die Serienreife zu erreichen.³⁴⁷

2.9.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Zukünftige Investitionskosten für Dish/Sterling-Systeme werden bei einer jährlichen Fertigung von 3.000 bis 10.000 Stück in einer Höhe von 3.000,00 bis 4.000,00 DM/kW erwartet.³⁴⁸ Wenn nur 1000 Stück gefertigt werden, wird von Investitionskosten in der Höhe von 7.400,00 DM/kW und bei einer jährlichen Produktion von nur 100 Stück von Investitionskosten von 13.900,00 DM/kW ausgegangen.³⁴⁹ Bei der Nutzung solarthermischer Anlagen fallen jedoch kaum Betriebskosten an.³⁵⁰

Aufgrund der vielseitigen Auslegungsmöglichkeiten der Anlagenbauteile bei gegebenen klimatischen und geologischen Verhältnissen gibt es bei Aufwindkraftwerken kein vorgegebenes Optimum der Kraftwerksauslegung. Statt dessen ist dieses individuell abhängig von den gegebenen klimatischen und geologischen Verhältnissen und den jeweiligen standortspezifischen Kosten für Bau und Montage am Kraftwerksstandort. Hier kann dann das Kraftwerk abhängig vom standortspezifischen Kostenniveau mit der entsprechenden Kollektorfläche und Kaminhöhe geplant werden.³⁵¹ So können die gesamten Baukosten für ein 30 MW-Kraftwerk sich in Europa auf 163,1 Mio. DM belaufen, während in Indien für das gleiche Kraftwerk nur 91,2 Mio. DM an Gesamtkosten entstehen.³⁵²

Solarthermie ist auch für Kleinanwender gedacht. Für den indischen Sonnenkocher wird ein Materialwert von rund 10,00 DM angegeben. Ein Kocher soll pro Jahr die Verbrennung von 100 l Benzin vermeiden.³⁵³

347 Vgl. Schiel, 1995, S. 79ff

348 Vgl. Schiel, 1995, S. 71

349 Vgl. Schiel, 1995, S. 89

350 Vgl. Winter, 1995, S. 197

351 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 122

352 Vgl. Schlaich, Kern, 1995, S. 125

353 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. III-85

2.10 Windenergie

2.10.1 Wind als Energieträger und die zur Zeit verwendeten Techniken

Der Antrieb von Windkraftwerken erfolgt über einen von der Windströmung angetriebenen Rotor.³⁵⁴ Als einen wirtschaftlich sinnvollen Standort für die Windenergienutzung wird ein Gebiet mit einer jährlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von mindestens 4 m/s oder aber ein möglicher Betrieb von 2.000 Vollaststunden angesehen.³⁵⁵ Die Windgeschwindigkeit wird in einer Höhe von 10 m gemessen. Der Betrieb von Windkraftwerken ist möglich bei einer Windgeschwindigkeit von 4 bis 5 m/s, das entspricht ungefähr Windstärke 3, bis hin zu einer Windgeschwindigkeit von 20 bis 25 m/s, was ungefähr Windstärke 9 entspricht. Über eine derart hohe Windgeschwindigkeit hinaus ist es empfehlenswert, die Anlage abzuschalten, um Beschädigungen zu vermeiden.³⁵⁶ Es gibt auch die Möglichkeit, Windkraftwerke im küstennahen Bereich (offshore) im Wasser aufzustellen.³⁵⁷ Die erste offshore betriebene Windfarm, 11 Windturbinen mit einer Gesamtleistung von 5 MW, wurde bereits 1991 in Dänemark installiert.³⁵⁸

Es gibt Windkraftwerke im Leistungsbereich von weniger als 1 kW bis hin zu 5 MW.³⁵⁹ Die Leistung eines Windkraftwerkes ist abhängig von den Bedingungen am jeweiligen Standort, der Windgeschwindigkeit, der Dichte der Luftmasse, des Anlagentypes, der Betriebsweise und der Rotorfläche.³⁶⁰ Wenn die Windgeschwindigkeit sich verdoppelt, verachtfacht sich die Leistung der Windkraftanlage.³⁶¹ Als Nutzungsdauer wird bei den besten Anlagen ein Zeitraum von 10 Jahren angegeben.³⁶² Die Windkraftanlagen, die in Deutschland betrieben werden, weisen eine 95 %ige technische Verfügbarkeit auf.³⁶³

354 Vgl. Heuck, Dettmann, 1995, S. 23

355 Vgl. Pinske, 1993, S. 119 und Heuck, Dettmann, 1995, S. 24

356 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 192

357 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 197

358 Vgl. Pedersen, 1993, S. 88

359 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 21 und Pinske, 1993, S. 130

360 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 194 und Beyer, 1994, S. 139

361 Vgl. Beyer, 1994, S. 139

362 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 24f

363 Vgl. Beyer, 1994, S. 140

Die zur Zeit maximal mögliche Höhe für ein Windkraftwerk liegt bei 300 m.³⁶⁴ Windkraftanlagen können entweder als Inselanlage betrieben werden oder an das allgemeine Versorgungsnetz angeschlossen werden.³⁶⁵ Bei der Anlage einer Windfarm, also einer Ansammlung mehrerer Anlagen, muß ein Mindestabstand zwischen den einzelnen Anlagen von 200 m eingehalten werden, damit Abschattungseffekte vermieden werden können. Als vorteilhaft wird dabei eine Höhenstaffelung der Einzelanlagen angesehen, da die gegenseitige Beeinflussung der einzelnen Anlagen sich so vermindert.³⁶⁶ Eine Massierung von Windkraftwerken kann jedoch zu erheblichen Netzproblemen führen, wenn die Netze nicht für eine entsprechend hohe Belastung ausgelegt sind, da alle Windkraftwerke an einem Standort gleichzeitig Strom produzieren. Hier wäre gegebenenfalls eine Netzverstärkung notwendig, die die Windkraftnutzung jedoch verteuern würde.³⁶⁷ Von der Vielzahl unterschiedlicher Windkraftwerkstypen sollen nachfolgend die Propeller- und Vertikal-Windkraftwerke vorgestellt werden.

Propeller-Windkraftwerke werden zu 90 % mit zwei und zu 10 % mit drei Rotorblättern betrieben. Es ist jedoch auch der Betrieb mit einem Rotorblatt möglich. Die Rotorblätter werden zum größten Teil aus glasfaserverstärktem Kunststoff hergestellt. Diese Kraftwerke liegen je nach Auslegung im Leistungsbereich von einigen Watt bis hin zu Großanlagen im Megawattbereich. In Serienfertigung werden hauptsächlich Anlagen im Leistungsbereich von 15 bis 250 kW gebaut. Die verstellbaren Rotorblätter ermöglichen eine hohe Windnutzung. Eine Anlaufhilfe für die Anlage ist überflüssig, da die horizontalachsigen Maschinen alleine anlaufen. Nachteilig ist jedoch, daß der Generator der Anlage im sich drehenden Turm sitzt und somit die Wartungs- und Montagearbeiten nicht einfach sind.³⁶⁸ Die Antriebsverhältnisse der Rotoren sind jedoch um so besser, je weiter die Rotoren von der Erdoberfläche entfernt sind.³⁶⁹ Die Rotoren müssen der Windrichtung nachgeführt werden.³⁷⁰

Vertikal-Windkraftwerke haben eine vertikale Drehachse und stehen am Boden. Zu diesem Anlagentyp gehören die Savonius-Anlage mit zwei Wind

364 Vgl. Pinske, 1993, S. 119

365 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 33

366 Vgl. Pinske, 1993, S. 130

367 Vgl. Beyer, 1994, S. 140

368 Vgl. Gutmann, 1994, S. 112 und Beyer, 1994, S. 139

369 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 193

370 Vgl. Pinske, 1993, S. 124

schaufeln im Leistungsbereich von einigen kW und die Darrieus-Anlage, die zwei oder drei Rotorblätter hat und Leistungen bis in den MW-Bereich abdeckt. Da diese Windkraftanlagen am Boden stehen, sind sie für Wartungs- und Reparaturarbeiten leicht zugänglich. Bei diesem Anlagentyp ist es jedoch nicht möglich, wie bei den Propeller-Windkraftwerken die Rotorblätter zu verstellen, um die Windnutzung zu erhöhen. Da die Darrieus-Anlage nicht alleine anlaufen kann, wird bei diesem Anlagentyp eine Anlaufhilfe benötigt.³⁷¹ Die vertikale Achse der Darrieus-Konverter führt zu Schwingungsproblemen. Auch ist die Regulierung der Leistung nicht einfach. Darrieus-Anlagen haben einen niedrigeren Gesamtwirkungsgrad als Horizontal-Windkraftwerke.³⁷² Aufgrund des geringen aerodynamischen Wirkungsgrades der Savonius-Anlage ist diese selbst für die Elektrizitätsproduktion weniger geeignet. Sie kann aber als Anlaufhilfe für die Darrieus-Anlage verwendet werden. Vertikalachsenrotoren sind im Gegensatz zu Horizontalachsenrotoren unabhängig von der herrschenden Windrichtung.³⁷³

2.10.2 Umwelteinwirkungen durch die Nutzung von Windenergie für die Energieerzeugung

Die Bauhöhe der Propeller-Windkraftwerke ist hoch. Anlagen mit einer Nennleistung von 300 kW haben bereits einen 35 m hohen Turm und 16 m lange Rotorflügel. Dieses wird zum Teil als Beeinträchtigung des Landschaftsbildes angesehen. Hinzu kommt die Geräuschentwicklung bei sich drehenden Rotorblättern, die zum Teil auch noch über eine Entfernung von 200 m als unangenehm empfunden werden kann.³⁷⁴ So entwickeln moderne Windkraftanlagen mit einer Leistung von 300 kW bei einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s Geräuschemissionen von 45 dBA bei einer Entfernung von 200 m. Bei einer Windfarm, wo 30 derartige Anlagen stehen, werden Geräuschemissionen von 45 dBA bei einer Entfernung von 500 m von der nächsten Anlage gemessen.³⁷⁵

Da Windkraftwerke einen Abstand zueinander haben müssen, der zehn- bis vierzigmal dem Rotordurchmesser entspricht, wird der Landbedarf bei der

371 Vgl. Gutmann, 1994, S. 114f

372 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 193

373 Vgl. Pinske, 1993, S. 125f

374 Vgl. Gutmann, 1994, S. 112 und Heuck, Dettmann, 1995, S. 23f

375 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 29

Nutzung von mehreren Anlagen entsprechend groß.³⁷⁶ Als weitere mögliche Umweltbeeinträchtigungen durch den Betrieb von Windkraftwerken werden elektromagnetische Störungen, die z. B. den Radar und Funkbetrieb sowie den Fernsehempfang behindern können, erwähnt.³⁷⁷

Die Energierücklaufzeit variiert je nach Anlage zwischen einigen Monaten und maximal einem bis zwei Jahren. Kleinere Windkraftwerke haben längere Energierücklaufzeiten als größere.³⁷⁸

Unfälle bei der Windenergienutzung resultieren eher aus schlechtem Management und der Nichtbeachtung von Sicherheitsvorkehrungen als aus technischen Fehlern.³⁷⁹

Eine Beeinträchtigung des Vogelfluges in der unmittelbaren Nähe der Anlagen ist möglich. So können z. B. durch die Rotoren hindurchfliegende Vögel verletzt werden oder durch den Betrieb der Anlage beim Brüten gestört werden. Allerdings zeigen Studien aus Dänemark, daß die Vögel sich an die Windkraftanlagen gewöhnen und dann um sie herumfliegen.³⁸⁰

In der direkten Umgebung einer Windfarm kann es zu geringeren Windgeschwindigkeiten kommen als es ohne eine größere Ansammlung von Windkraftanlagen möglich wäre.³⁸¹

2.10.3 Innovationen im Bereich der Kraftwerkstechnologie

Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Windenergie beschäftigen sich hauptsächlich mit der Verbesserung und Effizienzsteigerung bereits bestehender Anlagentypen.³⁸²

2.10.4 Kosten für den Bau von Kraftwerken

Investitionskosten für Anlagen mit einer Leistung bis 80 kW liegen bei 4.000,00 bis 5.000,00 DM/kW,³⁸³ mit einer Leistung von 200 bis 800 kW

376 Vgl. Pinske, 1993, S. 119

377 Vgl. Frewer, Meliß, 1992, S. 113 und Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 28

378 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 28

379 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 30

380 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 31

381 Vgl. Pinske, 1993, S. 129

382 Vgl. Wrixon, Rooney, Palz, 1993, S. 23

383 Vgl. Beyer, 1994, S. 140

werden sie mit 1.400,00 bis 3.000,00 DM/kW angegeben.³⁸⁴ Bei einer höheren Leistung sinken jedoch die Investitionskosten. So werden für eine 1.500-kW-Anlage nur noch Investitionskosten in der Höhe von 1.650,00 DM/kW veranschlagt.³⁸⁵ Bei weitaus höherer Leistung steigen die spezifischen Lieferkosten ab Werk jedoch stark an. Für die 1,2 MW Anlage auf Helgoland werden Kosten von rund 8.000 DM/kW angegeben. Außer den Lieferkosten ab Werk fallen weitere Kosten wie beispielsweise für die Planung, die Erschließung des Baugeländes, für das Fundament der Anlage und deren Montage von noch einmal ca. 25 % der Lieferkosten ab Werk an. Diese Kosten werden jedoch beeinflusst durch die örtlichen Bedingungen wie beispielsweise die Bodenverhältnisse und die Länge und Stärke der Anschlußleitungen zum elektrischen Netz.³⁸⁶

2.11 Energieeinsparung und -speicherung

2.11.1 Energiesparstrategien

Zu den möglichen umweltfreundlichen Energieoptionen zählt auch das Energiesparen. Im Rahmen dieses Kapitels soll daher auf das Least-Cost-Planning-Konzept (LCP) eingegangen werden, das in einigen Industriestaaten zum Teil bereits umgesetzt wird.³⁸⁷ Im Rahmen dieser Arbeit ist es nicht möglich, alle Auslegungen des Konzeptes und der Elemente sowie alle Details und Probleme des Konzeptes darzustellen. Die Anwendungsmöglichkeiten des LCP sollen jedoch in einem kurzen Überblick dargestellt werden.

LCP ist ein Regulierungskonzept, mit dem den Energieversorgungsunternehmen (EVU) ein Handlungsrahmen vorgegeben wird, um die volkswirtschaftlichen Kosten und die Risiken bei der Energieversorgung so gering wie möglich zu halten. Außerdem ist LCP auch ein Planungskonzept für das EVU. In einem Least-Cost-Planungsprozeß werden die Kosten von neu zu bauenden Kraftwerken und Energiesparmöglichkeiten mit den gleichen Methoden verglichen. So soll die kostengünstigste Versorgung der Stromkunden gewährleistet werden. In den Planungsprozeß sollen auch Umweltschutzaspekte integriert werden.³⁸⁸ In diesem Planungsprozeß werden unter

384 Vgl. Frewer, Meliß, 1992, S. 106

385 Vgl. KfW, 1998, S. 14

386 Vgl. Möller, 1991, S. 61

387 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 87ff, und Lepich, 1991, S. A-15, B-4, Fußnote 1

388 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 4ff und 24ff

schiedliche Kombinationen von Angebots- und Nachfrageoptionen analysiert und die Kosten und die Effektivität hinsichtlich der gewünschten Ziele bewertet. Wenn sich während der Umsetzung des Planes in die Praxis die äußeren Bedingungen ändern, wird der Least-Cost Plan diesen veränderten Bedingungen - soweit es möglich ist - auch zu diesem Zeitpunkt angepaßt.³⁸⁹

Ein tragendes Element des LCP ist das Demand-Side Management (DSM). Dieses Nachfragemanagement durch das EVU soll das Kundenverhalten verändern und die Lastkurve des EVU optimieren. So sind z. B. eine Verringerung der Spitzenlast oder Lastverlagerungen möglich.³⁹⁰ Ein weiteres Element sind u. a. Energiedienstleistungen, welche für die kostengünstige Produktion von Licht, Wärme und Kraft notwendig sind und vom EVU angeboten werden können. Hierzu gehören Energieberatungen, Consulting, Rechtsberatung sowie Finanzierung, Leasing oder Verkauf der Energiewandlergeräte.³⁹¹ Unterstützt werden können Energiedienstleistungen durch Öffentlichkeitsarbeit in den Medien, speziell gestaltete Broschüren und Informationsprogrammen, die sich an bestimmte Verbrauchergruppen wenden, über Energiesparmöglichkeiten informieren und das Energiebewußtsein der Verbraucher erhöhen.³⁹² Auch durch finanzielle Anreize können die Stromkunden zur Durchführung von Einsparmaßnahmen motiviert werden.³⁹³ Einsparzuschüsse für Geräte mit hoher Effizienz, Zinshilfen und Direktinvestitionen, die das EVU beim Verbraucher durchführt und die für diesen kostenlos sind, sind Beispiele für finanzielle Anreizprogramme.³⁹⁴ Aber auch über die Stromtarife, z. B. mit Leistungspreisen oder Zeitzonentarifen, können Anreize für das Energiesparen geschaffen werden.³⁹⁵

Zu den Vorteilen des LCP zählt z. B., daß die angebots- und nachfrageseitigen Investitionen von einem einzigen Investor, dem EVU, nach den selben Kriterien bewertet und finanziert werden,³⁹⁶ da es für den Kunden in der Regel umständlich ist, sich einen vollständigen Überblick über den Markt von Energiedienstleistungen zu verschaffen.³⁹⁷ Außerdem wird so das Ange

389 Vgl. Hirst, Driver, Blank, 1993, S. 25

390 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 9f

391 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 19ff und S. 105

392 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 101

393 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 102

394 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 172f

395 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 103

396 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 65f

397 Vgl. Leprich, 1991, S. A-8

bot diversifiziert, da nun zusätzlich zum Stromverkauf z. B. auch Beratungsleistungen angeboten werden können. Der Bau zusätzlicher Kraftwerke kann zwar nicht vermieden, aber zumindest hinausgezögert werden, da der zusätzliche Strombedarf dann möglicherweise etwas geringer sein wird.³⁹⁸ Außerdem könnten Angebotsengpässe kurzzeitig überbrückt werden. Auch ist eine bessere Verteilung des Lastganges, eine Verringerung der Lastspitzen³⁹⁹ und eine größere Planungssicherheit aufgrund von DSM möglich.⁴⁰⁰

Der rationelle Umgang mit Energie ist für den Verbraucher neben der Verwendung modernster technischer Geräte z. B. auch mit passiven Maßnahmen, wie mit einer besseren Dämmung von Gebäuden an den Innen- und Außenwänden und Fenstern möglich.⁴⁰¹ Betriebe, bei denen warme Abluft entsteht, können diese Wärme über Wärmetauscher an Heizungs- oder Warmwasseranlagen abgeben. Die Wärme wird hierfür von Wärmepumpen auf Temperaturen von 50 bis 60°C erhöht. Mit Wärmepumpen ist auch die gleichzeitige Erzeugung von Wärme zu Heizzwecken und Kälte für Kühleinrichtungen möglich.⁴⁰² Im Industriebereich ist bei einem zeitgleichen Bedarf von Elektrizität und Prozeßwärme der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sinnvoll.⁴⁰³

Wenn es möglich wäre, durch Einsparstrategien den gesamten Energieverbrauch und nicht nur den Bedarf zu Spitzenlastzeiten zu reduzieren, die Nachfrage also stark sinken würde, wären Investitionen in modernste Technologie und die Nutzung erneuerbarer Energien wirtschaftlicher als unter den bisherigen Gegebenheiten. Darüber hinaus könnte die Preisgestaltung für die Nutzung der verschiedenen Energieträger deren Verbrauch erheblich beeinflussen und den Einsatz modernster Technologie und erneuerbarer Energieträger wirtschaftlich sinnvoller machen.⁴⁰⁴

Auf Verbesserungsmöglichkeiten des Umwandlungswirkungsgrades in der Energieerzeugung wird im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen, da abhängig von der jeweils verwendeten Technologie und dem eingesetzten Energieträger eine Vielzahl von Optimierungsmöglichkeiten denkbar sind.

398 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 56ff

399 Vgl. Seifried, 1990, S. 12

400 Vgl. Herpich, Zuchtriegel, Schulz, 1989, S. 56ff

401 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-80f

402 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-87

403 Siehe hierzu Kapitel 2.1.3

404 Vgl. v. Weizsäcker, 1997, S. 75f

2.11.2 Energiespeicherungsmöglichkeiten

Die Speicherung von Energie ist dann sinnvoll, wenn sie nicht gleich bei ihrer Erzeugung verwendet werden kann oder soll. So ist es dann möglich, sie an anderen Orten oder zu einem anderen Zeitpunkt unabhängig von ihrer Erzeugung zu nutzen. Unregelmäßigkeiten der Energienachfrage können durch die Speicherung von Energie zum Teil wieder ausgeglichen werden. Eine detaillierte Darstellung der Energiespeicherungsmöglichkeiten erfolgt aus Kapazitätsgründen im Rahmen dieses Kapitels jedoch nicht.

Energie kann auf mechanische, chemische, hydraulische, thermische, pneumatische und elektrische Weise gespeichert werden. Ein weiterer Unterschied bei der Energiespeicherung besteht in dem Ablauf von Ladung, Speicherung und Entladung. So ist es zum Teil erforderlich, die Energie so umzuwandeln, daß sie speicherbar wird. Bei der Speicherung selbst kann es zu Energieverlusten und zu einer Qualitätsminderung der Energie kommen. Je größer ein Energiespeicher ist, desto höher sind die hierfür entstehenden Kosten. Daher ist die Energiedichte des Speichermediums von großer Bedeutung.⁴⁰⁵ Nachfolgend werden unterschiedliche Speicherungsmöglichkeiten vorgestellt.

Mit einem Pumpspeicherkraftwerk läßt sich Energie speichern, indem in Lasttälern die überschüssige Leistung eines Grundlastkraftwerkes für das Hochpumpen des Wassers auf ein hochliegendes Becken genutzt wird. Zu Spitzenlastzeiten kann dieses Kraftwerk dann zusätzliche Leistung erzeugen.⁴⁰⁶

Gase können in Form von Druckenergie in Behältern gespeichert werden. Dafür wird das Gas z. B. mit einem Kompressor verdichtet und so in einen Druckbehälter eingeleitet. Wenn das Gas dann in einem Druckluftmotor oder einer Druckluftturbine entspannt wird, dehnt es sich aus und gibt bei der isothermen Entspannung die Energie wieder ab.⁴⁰⁷

Als chemische Energiespeicherung bezeichnet man z. B. die Form, in der die fossilen Brennstoffe vorliegen oder die Gewinnung von Wasserstoff, die z. B. mit elektrischem Strom mittels Elektrolyse aus Wasser erfolgen kann.⁴⁰⁸ Er kann flüssig oder gasförmig gespeichert werden. Die Nutzung

405 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-7ff

406 Siehe hierzu auch Kapitel 2.6.1., vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-10

407 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-12

408 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-19f und Pinske, 1993, S. 117

von Wasserstoff kann vielseitig für die Wärme-, Kraft- oder Stromerzeugung genutzt werden. Der Gesamtwirkungsgrad bei der Wandlung von Wasserstoff in Strom ist jedoch z. B. bei der Elektrolyse mit Solarstrom verhältnismäßig gering (ca. 3 %). Bei der direkten Nutzung des Wasserstoffs z. B. bei katalytischer Verbrennung ist der Gesamtwirkungsgrad günstiger.⁴⁰⁹ Wasserstoff verbrennt wieder zu Wasser.⁴¹⁰

Auch über Batterien aus Blei, Nickel/Cadmium, Natrium/Schwefel, Natrium/Nickelchlorid und Zink/Brom⁴¹¹ und Brennstoffzellen⁴¹² kann eine Energiespeicherung erfolgen.

Mit SMES-Anlagen (Superconducting Magnetic Energy Storage) wird hauptsächlich im Bereich der Kernfusion gearbeitet. Magnetische Energie läßt sich im magnetischen Feld supraleitender Spulen ohne Verluste speichern. Einsatzmöglichkeiten werden hier jedoch nur im Verbundnetz gesehen.⁴¹³

2.11.3 Umwelteinwirkungen durch Energieeinsparungen und -speicherung

Der bedeutendste Vorteil von Least-Cost Planning ist, daß aufgrund von Energieeinsparungen und rationeller Energieverwendung weniger energiebedingte Schadstoffe emittiert werden und die Ressourcen geschont werden. So sieht beispielsweise das deutsche Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung eine Ausweitung der rationellen Energieverwendung als die wichtigste Option zur weltweiten Reduzierung der CO₂-Emissionen an, da dieses eine kurzfristig umsetzbare Option ist. Außerdem werden gleichzeitig umweltschonende, energieeffiziente Techniken im industriellen Sektor eingeführt.⁴¹⁴

Beim Betrieb der meisten Wärmepumpen wird FCKW-12 oder HFCKW-22 als Arbeitsmittel verwendet, was den Ozonabbau und Treibhauseffekt nachteilig beeinflusst. Die Entwicklung umweltverträglicher Kältemittel und die

409 Vgl. Gutmann, 1994, S. 108f und Pinske, 1993, S. 118

410 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 220

411 Vgl. Pollermann, Litzow, 1991, S. VI-39ff und Feser, Schaefer, 1992, S. 135

412 Siehe hierzu z. B. Kapitel 2.1.3

413 Vgl. Feser, Schaefer, 1992, S. 138

414 Vgl. BMZ, 1992, S. 8

Neu- und Weiterentwicklung von Anlagenkomponenten, deren Energieverbrauch geringer ist, ist daher ein wichtiges Innovationsziel.⁴¹⁵

Energiespeicherungen werden dann durchgeführt, wenn z. B. Strom bei seiner Produktion nicht gleich genutzt werden kann oder soll. Wenn die Stromproduktion, die in Grundlastkraftwerken erfolgt und daher aus Wirtschaftlichkeitsgründen auch in Lasttälern nicht unterbrochen wird, für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes genutzt wird, kann dieses zur Umweltentlastung beitragen, da für das Hochpumpen des Wassers der sonst anderweitig nicht verwendbare Strom genutzt wird. Dieses kann jedoch nicht pauschal für jeden Fall der Energiespeicherung behauptet werden. So ist z. B. Wasserstoff in Verbindung mit Luftsauerstoff explosiv.⁴¹⁶ Hierfür sind im Einzelfall die Art der Energieerzeugung und die Art der Speicherung genau zu untersuchen.

2.11.4 Innovationen im Bereich der Energiesparstrategien

Im Bereich der Energiesparmöglichkeiten werden immer neue Möglichkeiten aufgezeigt, wie Energie effizienter genutzt werden kann. So geben allein v. Weizsäcker, Lovins und Lovins in ihrem Buch „Faktor vier“ insgesamt fünfzig Beispiele für die Vervierfachung der Energie-, der Stoff-, und der Transportproduktivität.⁴¹⁷ Der sparsame Umgang mit Energie und die entsprechenden Forschungsanstrengungen hängen jedoch mit dem jeweiligen Energiepreis und den Substitutionsmöglichkeiten bei den Energieträgern zusammen. Sobald der sparsame Umgang der Nutzer mit Energie belohnt wird, es sowohl für private Haushalte als auch für die Industrie erheblich preiswerter ist, Energie zu sparen als weiterhin einen hohen Energieverbrauch zu haben, ist davon auszugehen, daß Beispiele wie in dem o. g. Buch „Faktor vier“ als Anregung für ein Umdenken nicht nur beim Verbraucher sondern auch bei den Herstellern von Produkten einsetzt und unter diesem Druck Innovationen in der Industrie und eine entsprechend energieeffizientere Lebens- und Produktionsweise angestrebt werden.

415 Vgl. Laue, 1991, S. 246f

416 Vgl. Pinske, 1993, S. 118

417 Vgl. v. Weizsäcker, Lovins, Lovins, 1995

2.11.5 Vermiedene Kosten für den Bau von Kraftwerken aufgrund von Energiesparstrategien

Die aufgrund von Energiesparstrategien vermiedenen Kosten für den Bau von Kraftwerken sind nur schwer exakt zu ermitteln, da Unsicherheiten über die Ursachen der Änderungen von Gebrauchsgewohnheiten der Konsumenten existieren. Die Energienachfrage wird immer von vielen verschiedenen Faktoren beeinflusst. Hierzu zählen u. a. der jeweilige Lebensstil der privaten Nutzer und die verwendeten Produktionstechnologien des industriellen Sektors.⁴¹⁸ So ist daher nicht immer nur der Preis für Elektrizität oder ein bestimmter Anreiz ausschlaggebend für eine Änderung oder ein Gleichbleiben der Nachfrage.

Es gibt jedoch Schätzungen der verminderten Kosten aufgrund der Einführung verschiedener Einsparprogramme. So wird beispielsweise geschätzt, daß seit der Einführung des brasilianischen Programmes PROCEL, das einen rationelleren Umgang mit Energie initiieren sollte, ca. 250 MW installierter Kapazität zur Stromerzeugung eingespart wurden, was jährlich einer vermiedenen Stromerzeugung von 1.150 GWh und vermiedenen Kosten von mindestens 400 Mio. US\$ für die Stromerzeugung, -durchleitung und -verteilung entspricht. Seit dem Start des Programmes im Jahre 1985 wurden ca. 100 Mio. US\$ und 1995 nochmals 15 Mio. US\$ für das Programm selbst ausgegeben.⁴¹⁹

In den USA wird erwartet, daß aufgrund der Umsetzung des National Appliance Energy Conservation Act (NAECA) aus dem Jahre 1987, in dem Standards für die Energieeffizienz von Geräten und Maschinen festgelegt sind, bis zum Jahre 2015 den Neubau von Kraftwerken mit einer Kapazität von 75.000 MW verhindern werden. Dieses entspräche Einsparungen von rund 140 Mrd. US\$ (in Preisen von 1993).⁴²⁰

418 Vgl. Raskin, Margolis, 1998, S. 381

419 Vgl. Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 151

420 Vgl. Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 152

2.12 Verkehr

2.12.1 Verkehrsmittel

Im Rahmen dieses Kapitels erfolgt ein kurzer Überblick über die Vielfalt der im Straßenverkehr genutzten Verkehrsmittel am Beispiel Indonesien, unterteilt nach Personen- und Güterverkehr sowie öffentlichen Verkehrsmitteln. Auf die zu Wasser, Luft oder Schiene verkehrenden Transportmittel wird im Rahmen dieser Arbeit aus Kapazitätsgründen nicht eingegangen. In Indonesien werden im Personenverkehr z. B. Personenkraftwagen und Motorräder aller Größen und Klassen sowie Fahrräder genutzt. Der Güterverkehr wird mit Lastkraftwagen, Handwagen (sog. Pushcarts) und teilweise mit Pferdegespannen durchgeführt. Die größten Abweichungen von den in Europa bekannten Beförderungsmitteln gibt es jedoch bei den öffentlichen Verkehrsmitteln. Hier werden Busse in verschiedenen Größen, Taxen, motorisierte Dreiräder, Motorräder, Fahrradrikschas und Pferdegespanne genutzt.⁴²¹ Auf die Technik der einzelnen Verkehrsmittel wird aufgrund ihrer Vielfalt im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen.

Diese Aufzählung erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit und Repräsentativität für ganz Asien. Es soll jedoch deutlich werden, daß der asiatische Verkehrssektor bereits aufgrund der genutzten Verkehrsmittel nicht mit dem der europäischen oder nordamerikanischen Industrienationen vergleichbar ist. Die Nachfrage nach Mobilität ist nicht gesättigt, die Menge der genutzten Verkehrsmittel und ihr technischer Zustand führt jedoch bereits heute in den Ballungszentren zu erheblichen Verkehrsproblemen und Schadstoffkonzentrationen, die die in den Großstädten der Industrieländer übertreffen.

Die im Straßenverkehr genutzten Verkehrsmittel unterscheiden sich von den in den Industrieländern verwendeten nicht nur in der Art und dem Stand der Technik, sondern auch hinsichtlich ihrer Anteile am Straßenverkehr. So ist es z. B. auch von der Größe der Stadt und der jeweiligen Infrastruktur abhängig, welche Verkehrsmittel im Personen-, Güter- und Öffentlichen Personen-Nahverkehrs (ÖPNV) eingesetzt werden.⁴²²

Obleich es auf dem Verkehrssektor interessante technische Entwicklungen hinsichtlich des Kraftstoffverbrauchs, des Emissionsverhaltens und alternativer Kraftstoffe gibt, wird im folgenden auf diese Entwicklungen nicht einge-

421 Vgl. Dimitriou, 1995, S. 171ff

422 Vgl. Dimitriou, 1995, S. 171ff

gangen. Die Kaufentscheidungen hinsichtlich dieser Fahrzeuge werden nicht, wie im Elektrizitäts- und Wärmebereich durch die EVU, von einer ausgewählten Gruppe, sondern von vielen Individuen getroffen. Es wird daher davon ausgegangen, daß diese neuartigen Technologien aufgrund ihrer hohen Preise nur von Versorgungsunternehmen und einigen wohlhabenden Personen erworben werden könnten, welche aber nicht die Masse der Verkehrsteilnehmer darstellen.

2.12.2 Umwelteinwirkungen durch das Verkehrsaufkommen

Umweltwirkungen durch den Verkehr beginnen bereits bei der Rohstoffgewinnung für den Bau der Verkehrsmittel, bei deren Produktion und dem Erschließen der Verkehrswege. Der Lebenszyklus der Verkehrsmittel ist zu unterteilen in Nutzung, Wartung, Pflege, Reparaturen, Wiederverwendung von einzelnen Teilen nach Nutzungsende und Endlagerung der nicht mehr weiterzuverwendenden Teile.⁴²³ Jeder dieser Nutzungsabschnitte hat ebenfalls Auswirkungen auf die Umwelt. Aufgrund der Vielzahl und unterschiedlichen Typen der Verkehrsmittel, der komplexen Produktionsvorgänge und der Vielfalt der verwendeten Produktionsmittel, Werk- und Hilfsstoffe an verschiedenen Produktionsstandorten ist es hier nicht möglich, auf diese einzelnen Produktions- und Nutzungsschritte einzugehen. Ausgeblendet bleiben daher sowohl der Energieeinsatz für die Verkehrsmittelproduktion als auch die bei der Produktion entstehenden Emissionen. Auch auf entsprechende Berufskrankheiten und mögliche Arbeitsunfälle bei der Produktion und das Unfallrisiko bei der Nutzung der Verkehrsmittel wird nicht eingegangen. In diesem Kapitel sollen am Beispiel Deutschlands exemplarisch der Energieverbrauch und die Emissionen, die bei der Nutzung von Verkehrsmitteln entstehen, dargestellt werden. Diese sind u. a. abhängig vom Alter der Fahrzeuge, ihrer Nutzungsdauer und den jeweiligen Motortypen und -klassen.⁴²⁴

Der Anstieg der verkehrsbedingten Schadstoffemissionen hängt sowohl in Industrie- als auch in Entwicklungsländern mit einer Zunahme des Individual- und Güterverkehrs zusammen. Ein hoher Grad an Mobilität für wirtschaftliche Entwicklung ist wichtig. Unternehmensstrategien, die auf eine

423 Vgl. Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des Deutschen Bundestages (Hrsg.), 1994, S. 244, 247f

424 Vgl. EUROSTAT, 1995, S. 2

Lagerhaltung weitgehend verzichten (Just-in-time), führen in den Industrieländern zu vermehrtem Gütertransport im Straßenverkehr⁴²⁵ und damit zu höherem Verkehrsaufkommen.

Die Bedeutung von Energieverbrauch und Emissionen des Verkehrssektors, aber auch, warum sich Industrieländer mit ihrem hohen Grad an Motorisierung beim Individualverkehr nicht unbedingt als anstrebenswerter Maßstab für bevölkerungsreiche, aufstrebende Entwicklungsländer eignen, läßt sich am Beispiel Deutschland verdeutlichen. Obwohl hier der Anteil moderner Fahrzeuge im Verkehr hoch ist und die Grenzwerte der verkehrsbedingten Emissionen von der EU reglementiert werden,⁴²⁶ hatte der Verkehrssektor z. B. bereits im Jahre 1992 einen Anteil von 27,8 % am gesamten deutschen Energieverbrauch (57,6 % bei Mineralöl) von insgesamt 9.074 Petajoule (PJ).⁴²⁷ Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch der Personen- und Kombinationskraftwagen lag bei 9,1 l/100 km, die durchschnittliche Motorleistung bei 61 kW.⁴²⁸ Der Verkehrssektor war hier u. a. für einen großen Teil der Kohlenmonoxidemissionen verantwortlich. Das Gleiche gilt trotz vermehrtem Einsatz von Drei-Wege-Katalysatoren auch für die Emissionen von Stickoxiden, wie die nachfolgenden Übersichten verdeutlichen.

425 Vgl. Fiedler, 1992, S. 190

426 Vgl. z. B. Richtlinie Nr. 70/220/EWG des Rates vom 20. März 1970 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maßnahmen der Verunreinigung der Luft durch Abgase von Kraftfahrzeugmotoren mit Fremdzündung, Richtlinie Nr. 88/77/EWG des Rates vom 03. Dezember 1987 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maßnahmen gegen die Emissionen gasförmiger Schadstoffe aus Dieselmotoren zum Antrieb von Fahrzeugen, Richtlinie Nr. 91/441/EWG des Rates vom 26. Juni 1991 zur Änderung der Richtlinie 70/220/EWG und Richtlinie Nr. 91/542/EWG des Rates vom 01. Oktober 1991 zur Änderung der Richtlinie 88/77/EWG

427 Vgl. Bundesverkehrsministerium (Hrsg.), 1995, S. 280

428 Vgl. Bundesverkehrsministerium (Hrsg.), 1995, S. 287

Tabelle 14: Endenergieverbrauch des deutschen Verkehrssektors im Jahre 1992 in Petajoule (PJ) und %

	PJ	%
Endenergieverbrauch insgesamt:	9.074	100
Endenergieverbrauch des Verkehrssektors:	2.522	28
Anteil des Straßenverkehrs:	2.198	87
davon: Öffentlicher Verkehr:	44	2
Individualverkehr:	1.558	71
Güterverkehr:	596	27

Quelle: Bundesverkehrsministerium (Hrsg.), Verkehr in Zahlen 1995, 1995, S. 280f

Tabelle 15: Schadstoffemissionen des deutschen Verkehrssektors im Jahre 1992

Emissionen	gesamt	Anteil des Straßenverkehrs(%) Anteil des übrigen Verkehrs(%) ⁴²⁹ bezogen auf die Emissionen in den verschiedenen Regionen			
		früheres Bundesgebiet		Neue Länder und Ostberlin	
Kohlendioxid (CO ₂)	935 Mio. t	18,6	11,8	3,6	2,1
Stickoxide (NO _x) berechnet als NO ₂)	2.904.000 t	61,5	31,4	10,1	13,8
Schwefeldioxid (SO ₂)	3.896.000 t	4,7	1,1	1,6	0,2
Kohlenmonoxid (CO)	9.135.000 t	64,8	43,0	3,8	1,1
flüchtige organische Verbindungen	2.791.000 t	33,2	61,5	2,7	3,1

Quelle: Statistisches Bundesamt (Hrsg.), Statistisches Jahrbuch 1995 für die Bundesrepublik Deutschland, 1995, S. 722f

Weitere Schadstoffe, die bei der Nutzung von Verkehrsmitteln emittiert werden, sind z. B. Staub, Ammoniak (NH₃) und Methan (CH₄). An den gesamten Staubemissionen in Deutschland im Jahre 1992 von 1.336.000 t hatte der Verkehrssektor einen Anteil von 16,7 % im früheren Bundesgebiet und 3,4 % in den neuen Ländern und Ostberlin. Bei Methan waren es Gesamtemissionen von 6.164.000 t, woran der gesamte Verkehrssektor im früheren Bundesgebiet mit 1,0 % und in den neuen Ländern und Ostberlin

429 Übriger Verkehr ist hier Land-, Forst- und Bauwirtschaft, Militär-, Schienen-, Wasser- und Luftverkehr, vgl. Statistisches Bundesamt (Hrsg.), 1995, S. 722f

mit 3,0 % beteiligt war.⁴³⁰ Der Anteil des Verkehrssektors an den Ammoniakemissionen von insgesamt 648.000 t wurde hier nicht spezifiziert, sondern nur unter „sonstige Quellen“ in den früheren Bundesländern mit 3,4 % und in den neuen Ländern und Ostberlin ebenfalls mit 3,4 % berücksichtigt.⁴³¹

Verkehrsbedingte Kohlendioxidemissionen, die aus der Verwendung von fossilen Kraftstoffen resultieren, können bisher aus den Abgasen nicht entfernt werden. Verringerungen dieser Emissionen sind nur durch Verkehrsvermeidung, geringeren Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge oder den Einsatz alternativer Antriebssysteme⁴³² wie z. B. mittels Sonnenenergie bei Solarfahrzeugen möglich.

Bleiemissionen sind in den Industrieländern aufgrund der Verwendung von Katalysatoren zurückgegangen.⁴³³ Es wird jedoch davon ausgegangen, daß sie in den Metropolen der Entwicklungsländer zur Zeit das größte Umweltisiko darstellen.⁴³⁴

Weitere Umweltbelastungen durch den Verkehrssektor, und hier wiederum besonders durch den Straßenverkehr, sind Lärm- und Benzolemissionen und Landschaftsverbrauch für das Straßennetz.⁴³⁵

2.12.3 Innovative Verkehrskonzepte

Bei der technischen Entwicklung der Verkehrsmittel wird unter anderem auf einen verminderten Kraftstoffverbrauch und die Verringerung der Schadstoffemissionen hingearbeitet. In diesem Zusammenhang werden auch alternative Kraftstoffe, Kraftstoff-Blends, d. h. die Zugabe von sauerstoffhaltigen Komponenten, und technische Neuerungen wie z. B. Elektrokraftwagen erprobt.⁴³⁶ Obwohl Regulierungen denkbar erscheinen, die eine Verwendung dieser Neuerungen im Privat- und Güterverkehr vorschreiben oder begünsti-

430 Die Angaben zu Staub und Methan wurden nicht nach Straßenverkehr und übrigen Verkehr untergliedert, vgl. Statistisches Bundesamt (Hrsg.), 1995, S. 722ff

431 Zu den „sonstigen Quellen“ werden hier der Straßenverkehr, Feuerungsanlagen und Anlagen zur Entstickung in Kraftwerken gezählt, vgl. Statistisches Bundesamt (Hrsg.), 1995, S. 722f

432 Vgl. EUROSTAT, 1995, S. 5

433 Vgl. EUROSTAT, 1995, S. 6f

434 Vgl. World Bank, 1992, S. 6

435 Vgl. van Santum, 1995, S. 357 und EUROSTAT, 1995 S. 7

436 Vgl. Höhle, 1991, S. 8ff

gen würden, wird im folgenden weder auf die Technik noch auf die alternativen Kraftstoffe eingegangen. Bei den folgenden Ausführungen zum ÖPNV wird jedoch die Verwendung der neuesten verfügbaren Technik vorausgesetzt. Für asiatische Großstädte würden sich hier beispielsweise Maßnahmen zur verstärkten Nutzung batteriebetriebener Busse, Zwei- und Dreiräder, wie sie in Bangkok und Peking eingeführt wurden, anbieten.⁴³⁷

In den Industrienationen stehen die Verkehrsplaner vor dem Problem, die Masse der fahrenden und ruhenden Verkehrsmittel bewältigen zu müssen, die Fahrzeuge entsprechen weitgehend dem Stand der Technik. In den Entwicklungsländern dagegen ist die Entwicklung eines ausbaufähigen Verkehrskonzeptes gefordert, welches die heutigen, aufgrund der Verkehrsdichte zum Teil chaotischen Verkehrsverhältnisse in den Ballungszentren, die hohen Emissionen aufgrund veralteter Technik und das wachsende Mobilitätsbedürfnis der Bevölkerung und der Industrie berücksichtigen würde.

Die heute in den Industrieländern genutzten Verkehrskonzepte würden bei einer einfachen Übertragung auf bevölkerungsreiche Länder Asiens und einer vergleichbaren Nutzung dieser Fahrzeuge wie in den Industrieländern selbst bei der Verwendung von Technologie, die dem heutigen Stand der Technik entspräche, einen starken Anstieg der Schadstoffemissionen mit sich bringen. Dieser würde die verkehrsbedingten Umweltbelastungen der jeweiligen Ballungsgebiete stark ansteigen lassen. Eine rein technische Lösung zukünftiger Verkehrsprobleme in Ballungszentren der Entwicklungsländer könnte daher das Mobilitätsbedürfnis der dort lebenden und arbeitenden Menschen nicht umweltverträglich befriedigen.⁴³⁸ Vergleicht man beispielsweise den Bestand an Personenkraftwagen je 1.000 Einwohner in Deutschland von 423 im Jahre 1994 mit dem Bestand in Indien von 3 Personenkraftwagen je 1.000 Einwohnern im Jahre 1993,⁴³⁹ wird deutlich, daß der dortige Individualverkehr bei entsprechender wirtschaftlicher Entwicklung, wie in Kapitel 5 dargestellt, die ohnehin existierenden Verkehrsprobleme erheblich intensivieren wird.

Obwohl sich also die Probleme der Verkehrsplaner in Industrie- und Entwicklungsländern nicht gleichen, ähneln sich zur Zeit doch die Ausgangssituationen in den Ballungszentren. In einigen der Städte in den europäischen

437 Vgl. Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 74f

438 Vgl. Kreibich, 1994, S. 23, 27

439 Vgl. Statistisches Bundesamt (Hrsg.), 1996, S. 297

Industrieländern wurden Konzepte geschaffen, die dem Mobilitätsbedürfnis der Menschen entsprechen sollen, ohne zu zusätzlichem Verkehrsaufkommen zu führen und dieses gleichzeitig in bestimmten Stadtbereichen zu reduzieren. Seitens der Entwicklungsländer bietet sich nun die Möglichkeit, von den Erfahrungen der europäischen Verkehrsplaner zu profitieren und die dort getesteten Konzepte beim Abwägen von eigenen individuellen Lösungen der Verkehrsprobleme zu berücksichtigen und auf Verkehrsprobleme nicht nur zu reagieren, sondern einen umweltverträglichen zukünftigen Verkehrssektor selbst zu gestalten. Nachfolgend werden einige der Ideen der Verkehrsplaner skizziert, die für europäische Großstädte entworfen wurden.

Als Mindestanforderung wird hier bei den verwendeten Fahrzeugen der heutige Stand der Technik vorausgesetzt, da bei völlig veralteten Beförderungsmitteln auch der ÖPNV nicht als umweltfreundlich zu bezeichnen ist. Dieses zeigen deutlich die Beispiele Mexiko Stadt und Santiago de Chile, bei denen der Anteil der Personennahverkehrs, der mit öffentlichen Verkehrsmitteln abgewickelt wird, bei 70 bzw. 65 % liegt. Der Anteil des Verkehrs an der Luftverschmutzung beträgt jedoch aufgrund der genutzten veralteten Technik bei Mexiko Stadt 80 %. In Santiago de Chile ist trotz des hohen Anteils des ÖPNV und eigenen Bus- und LKW-Spuren in der Innenstadt die verkehrsbedingte Luftverschmutzung höher als in jeder anderen Stadt der Welt.⁴⁴⁰

Hinter den neuen europäischen Mobilitätskonzepten steht nun ebenfalls die Idee der Verringerung des Individualverkehrs. Mit attraktiven Angeboten des ÖPNV sollen auch Autofahrer hierfür interessiert werden, da bei seiner Nutzung sowohl der Energieverbrauch als auch die Schadstoffemissionen nur einen Bruchteil des Individualverkehrs betragen.⁴⁴¹ So wird z. B. davon ausgegangen, daß in Deutschland öffentliche Verkehrsmittel im Vergleich zu einem optimal entgifteten Personenkraftwagen pro Person und Kilometer etwa viermal weniger Schadstoffe emittieren.⁴⁴²

Der Ausbau und die Bevorzugung des ÖPNV in diesen Konzepten sind daher darauf ausgerichtet, auch Personen mit eigenem Kraftfahrzeug anzusprechen. Die öffentlichen Verkehrsmittel sollen durch gute Verbindungen, ein dichtes Streckennetz, leicht zugängliche Fahrplan- und Fahrtweg-Infor

440 Vgl. Kuhlmann, 1994, S. 22

441 Vgl. Plate (Hrsg.), 1994, S. 79

442 Hier wird ein Durchschnittswert aus ÖPNV und Eisenbahn zugrundegelegt, vgl. Schaller, 1993, S. 24

mationen, Pünktlichkeit und Schnelligkeit auch für sie attraktiver werden. So wurden z. B. in vielen Städten Bus-Sonderspuren und zum Teil auch Vorrangschaltungen an den Ampeln eingerichtet, um den Busverkehr von dem normalen fließenden Verkehr unabhängig zu machen. Weitere Maßnahmen sind günstige Tarife für die öffentlichen Verkehrsmittel, Park & Ride-Plätze an den Endpunkten wichtiger Buslinien⁴⁴³ sowie z. B. höhere Taktfrequenzen der Linien und Erweiterungen der Liniennetze.⁴⁴⁴

Aber auch den ÖPNV ergänzende Maßnahmen werden erprobt. So werden insbesondere für den ländlichen Raum Konzepte zur Beförderung von Fernpendlern, wie z. B. der Rufbus, das Anrufsammeltaxi oder der Werksbus als Alternativen zu einem Mindeststandard der Versorgung durch den herkömmlichen öffentlichen Verkehr angesehen, welche die Wünsche der Fahrgäste zum Teil umweltfreundlicher und preisgünstiger befriedigen kann als ein Liniensystem, welches nur zu bestimmten, vorgegebenen Zeiten in genau festgelegten Abständen verkehrt.⁴⁴⁵

Neben der Bevorzugung des ÖPNV wird in diesen Städten auch der Fahrradverkehr zum Teil mit eigenen Fahrradroutes in Haupt- und Nebenstraßen, auch gegen Einbahnstraßen, gefördert.⁴⁴⁶ Mit dem Fahrrad können Ziele in den Städten zum Teil schneller erreicht werden als mit öffentlichen Verkehrsmitteln oder dem privaten Kraftfahrzeug. Dieser Bereich kann daher noch attraktiver gemacht werden durch ergänzende Maßnahmen wie beispielsweise sicher befahrbare, breite Fahrradwege, geringe Wartezeiten an Ampeln und sichere Abstellplätze für Fahrräder.⁴⁴⁷ Ähnliche Maßnahmen begünstigen auch den Fußgängerverkehr, der mit den bereits erwähnten Mobilitätskonzepten ebenfalls gefördert werden soll.⁴⁴⁸ Interessant erscheint auch die Idee, überdachte Fahrradröhren oberhalb der Straßen zu bauen, wo die Radfahrer von Ventilatoren in Fahrtrichtung unterstützt werden und so erheblich schneller fahren können, da sie weder vom Luftwiderstand noch von Kraftfahrzeugen oder Fußgängern behindert werden.⁴⁴⁹

443 Vgl. Pauen-Höppner, Apel, 1992, S. 19, 25

444 Vgl. Plate (Hrsg.), 1994, S. 79f

445 Vgl. Schaller, 1993, S. 111f

446 Vgl. Pauen-Höppner, Apel, 1992, S. 31f

447 Vgl. Plate (Hrsg.), 1994, S. 78f

448 Vgl. Pauen-Höppner, Apel, 1992, S. 38ff und Plate (Hrsg.), 1994, S. 77f

449 Vgl. o. V., Fahrradweg mit Rückenwind, 1997, S. 157

In einigen europäischen Städten wurden z. B. Sperrungen von Innenstadtbereichen durchgeführt, so daß dort nur noch öffentliche Verkehrsmittel, Taxen, Lieferverkehr, Fahrräder und Fußgänger verkehren dürfen.⁴⁵⁰ Bei anderen Mobilitätskonzepten werden Gebühren für die Nutzung von bestimmten Straßen oder Stadtgebieten erhoben oder aber einige Stadtbereiche vorübergehend für den Individualverkehr durch eine selektive Zufahrts-erlaubnis gesperrt.⁴⁵¹ Auch auf mögliche optimierte Steuerungen von Verkehrsanlagen, um in Hauptverkehrszeiten Staubildungen zu vermeiden, wird zur Mobilitätssteigerung und Umweltentlastung verwiesen.⁴⁵²

Die Ausrichtung der städtischen räumlichen Nutzungsstruktur auf kurze Wege, z. B. durch eine entsprechende Verteilung der Wohn- und Arbeitsstätten in der Nähe der entsprechenden Infrastruktur, könnte ebenso zu einer besseren Verteilung des Verkehrs führen.⁴⁵³ Die örtliche Nähe von Produktions- und Konsumstädten wäre auch eine Maßnahme zur Reduktion des Güterverkehrs in den Städten.⁴⁵⁴

Zu den Konzepten für eine umweltverträgliche Optimierung des Güterverkehrs gehört der multimodale Verkehr. Hierbei sollen die zu transportierenden Güter nicht mehr allein mit Lastkraftwagen im Straßenverkehr, sondern in Containern über mehrere Verkehrszweige, also zum Teil z. B. auch per Bahn, befördert werden.⁴⁵⁵ Weitere Möglichkeiten wären spezielle Lkw-Routen in den Städten, Reglementierungen gegen Leerfahrten von Lastkraftwagen und Güterverkehrszentren an Verkehrsknotenpunkten, von denen aus kleine Fahrzeuge die Güter weiter verteilen, was vor Ort von firmenneutralen Ladegutzentralen veranlaßt wird.⁴⁵⁶ Diese Zentren könnten auch den Übergang zwischen den verschiedenen Verkehrsmitteln koordinieren, also z. B. die Güterverteilung von der Bahn auf die Lastkraftwagen.⁴⁵⁷

Ein Punkt, der den Erfolg eines Verkehrskonzeptes beeinflussen kann, ist die Akzeptanz des Verkehrskonzeptes durch die Öffentlichkeit, da es auf Veränderungen in ihrem bisherigen Verkehrsverhalten abzielt. Da es den Bedürfnissen der Menschen und Unternehmen in den jeweiligen Städten individuell

450 Vgl. Pauen-Höppner, Apel, 1992, S. 25f

451 Vgl. Schaller, 1993, S. 78

452 Vgl. van Santum, 1995, S. 360

453 Vgl. Plate, 1994, S. 84f

454 Vgl. Schaller, 1993, S. 117

455 Vgl. EUROSTAT, 1995, S. 3

456 Vgl. Fiedler, 1992, S. 190ff

457 Vgl. Schaller, 1993, S. 117

angepaßt werden kann, ist eine Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Ausarbeitung eines derartigen Mobilitätskonzeptes hilfreich.

Die Kosten für Mobilitätskonzepte, die bereits in einigen europäischen Städten umgesetzt wurden, lassen sich nicht vergleichen mit Verkehrskonzepten für Entwicklungsländer. Die Ausgangssituation vor der Umsetzung derartiger Maßnahmen ist von Land zu Land und auch von Stadt zu Stadt verschieden. Zu berücksichtigen ist hier auch die jeweilige Regulierung im ÖPNV, welcher zum Teil in Europa von Unternehmen durchgeführt wird, an denen die jeweiligen Städte beteiligt sind.⁴⁵⁸ Ein attraktives öffentliches Nahverkehrssystem, welches in Entwicklungsländern zu günstigen, von jedem bezahlbaren Fahrpreisen angeboten werden soll, wird sich vermutlich nicht vollständig über diese Fahrpreise finanzieren können. Dieser Bereich wird auch in den europäischen Städten subventioniert.⁴⁵⁹

Für einen umweltfreundlicheren Verkehrssektor in den Industrieländern wird gefordert, daß neben technischen Verbesserungen oder ÖPNV-Konzepten alle politischen Entscheidungen auf ihre Auswirkungen auf den Verkehrssektor hin untersucht werden und dann bewußt versucht wird, einen Anstieg des Verkehrsaufkommens zu verhindern.⁴⁶⁰ Dieses erscheint mit Hinblick auf die in Asien weiterhin zu erwartenden Wachstumsraten im Verkehrssektor als übertragbare Maßnahme.

458 Vgl. Plate (Hrsg.), 1994, S. 76, 86

459 Vgl. Plate (Hrsg.), 1994, S. 75 und Baum, 1994, S. 82f

460 Vgl. Becker, 1998, S. 147f

3 Energiebedingte Umweltprobleme

3.1 Globale energiebedingte Umweltprobleme

Die Stromproduktion ist weltweit für rund 30 % des Verbrauchs von fossilen Brennstoffen und für rund 50 % des weltweiten Kohleverbrauches verantwortlich.¹ Das wichtigste Treibhausgas, welches bei der Energieerzeugung emittiert wird, ist Kohlendioxid, das in den vergangenen 30 Jahren um mehr als 12 % zugenommen hat. Weitere Treibhausgase, welche bei der Umwandlung von Energie emittiert werden, sind Stickoxide und Methan.² Aber auch die Bodendegradation durch eine zu starke Nutzung der Wälder, wenn Holz als Brennstoff verwendet wird, trägt mit der Freisetzung von jährlich rund 4 Mrd. t CO₂ zum Treibhauseffekt bei.³ Bei der Freisetzung von CO₂-Emissionen in Kraftwerken ist eine CO₂-Abscheidung, Verflüssigung und Deposition im Ozean zwar theoretisch möglich, aber mit großem Energieaufwand verbunden. Bisher stehen genauere Untersuchungen über die Lagermöglichkeiten im Ozean noch aus.⁴

Für die Prognose der möglichen Entwicklungen des Treibhauseffektes wurden von verschiedenen Organisationen Modellberechnungen durchgeführt.⁵ Es wird geschätzt, daß eine Verdoppelung des Kohlendioxids in der Atmosphäre eine Steigerung der Temperatur um rund 1,2°C verursachen wird. Das Ausmaß der prognostizierten Klimaveränderungen der einzelnen Regionen auf der Erde unterscheidet sich jedoch von Modell zu Modell. Es gilt zwar als sicher, daß es zu einer Erwärmung kommt, aber Dimension und Geschwindigkeit sind schwer vorherzusagen.⁶ So variieren beispielsweise in

1 Vgl. World Bank, 1992, S. 21

2 Zu den wichtigsten natürlichen Treibhausgasen zählen Wasserdampf, Kohlendioxid, Methan, Stickoxid und Ozon. Ausschließlich vom Menschen erzeugte Treibhausgase sind FCKW (Fluorchlorkohlenwasserstoffe), welche den Ozonschwund verursachen, vgl. World Bank, 1992, S. 75f

3 Vgl. Borsch, Hake, 1998, S. 125

4 Vgl. Borsch, Hake, 1998, S. 149f

5 Z. B. im Rahmen der Untersuchungen des Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC), vgl. Houghton, Meira Filho, Bruce, Leo, Hoesung, Callander, Haites, Harris, Maskell, 1995

6 Vgl. World Bank, 1992, S. 75ff

den prognostizierten Fällen zur erwarteten Entwicklung des Energieverbrauches, die im Rahmen des Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) untersucht wurden, die Temperaturänderungen von 1,0°C bis 3,5°C bis zum Jahre 2100.⁷

Bei einem zukünftigen Temperaturanstieg wird zum Beispiel vom Schmelzen des Polareises und einem Anstieg des Meeresspiegels ausgegangen. Hinsichtlich des Ausmaßes der möglichen Wirkungen eines Temperaturanstiegs herrscht jedoch Unsicherheit. Auch hier können die Dimensionen und die möglichen Folgen für die einzelnen Weltregionen, abhängig von den bis dahin kumulierten CO₂-Emissionen, bisher nur geschätzt werden.⁸

Zur Zeit resultieren noch etwa 60 % des Kohlendioxids aus der Nutzung fossiler Brennstoffe in den Ländern mit hohem Einkommen. Es wird aber davon ausgegangen, daß die Kohlendioxidemissionen der Entwicklungsländer zukünftig ein höheres Gewicht haben werden.⁹ So stiegen die CO₂-Emissionen in den Jahren 1970 bis 1992 in den Entwicklungsländern um 82 % an, während die Emissionen in den Industrieländern nur um 28 % zunahmten. Hierbei muß jedoch berücksichtigt werden, daß die in der OECD zusammengeschlossenen Industrieländer allein 48 % der weltweiten Kohlendioxidemissionen verursacht haben, bei einem Bevölkerungsanteil von nur 16 % an der Weltbevölkerung.¹⁰

3.2 Regionale energiebedingte Umweltprobleme

Bei der energetischen Nutzung fossiler Brennstoffe entstehen Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffdioxid (NO₂), Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Staub, flüchtigen organischen Verbindungen, Wärme und Lärm. Diese Schadstoffe wirken zum Teil nicht nur dort, wo sie emittiert wurden, sondern auch an weit entfernten Orten und betreffen alle Umweltmedien. So kann es beispielsweise zu Waldschäden, Ernteverlusten, einem Rückgang der Artenvielfalt, Fischereiverlusten, vergifteten Fischen, Gesundheitsschädigungen, reduzierter Lebensqualität, Korrosion, Schäden an Bauwerken und Klimaveränderungen kommen.¹¹

7 Vgl. Houghton, Meira Filho, Callander, Harris, Kattenberg, Maskell, 1996, S. 6

8 Vgl. beispielsweise Hulme, 1996, S. 41 bis S. 48

9 Vgl. World Bank, 1992, S. 196

10 Vgl. o. V., Stärkster CO₂-Anstieg in der Dritten Welt, 1994, S. 3

11 Vgl. Hohmeyer, 1989, S. 48f

Als bedeutendste energiebedingte Umweltprobleme in den Ländern mit niedrigem Einkommen werden die lokalen Emissionen von Staub und Rauch, Bleiemissionen durch die Verwendung verbleiteter Kraftstoffe und die Luftverschmutzung in den Wohnungen und Häusern aufgrund der Verwendung von Biomasse als Brennstoff angesehen. Aber es nehmen auch die Emissionen von Schwefeldioxid, Stickoxid, unverbrannten Kohlenwasserstoffen und Kohlenmonoxid zu.¹² Die Luftverschmutzung in Häusern, die durch die Verbrennung von Biomasse entsteht, wird in vielen Fällen als höheres Gesundheitsrisiko angesehen als die Verschmutzung der Außenluft. Die Konsequenzen für die Gesundheit bei einer derartigen Luftverschmutzung werden mit denen des Rauchens von mehreren Schachteln Zigaretten täglich gleichgesetzt. Von diesem Gesundheitsrisiko sind besonders Frauen und Kinder betroffen.¹³

Am Beispiel einer indonesisch-deutschen Studie¹⁴ über die mögliche Entwicklung der indonesischen Energiewirtschaft wird nachfolgend das mögliche Ausmaß regionaler, energiebedingter Emissionen auf Java, d. h. einem stark besiedelten und industrialisiertem Teil eines Entwicklungslandes, dargestellt. Angenommen wird eine jährliche Wachstumsrate von 6 % und eine daraus folgende Verdoppelung des Bruttoinlandsproduktes alle 12 Jahre mit einem daraus resultierenden starken Anstieg der Energienachfrage.¹⁵ Auch wenn die dort angenommene wirtschaftliche Entwicklung so nicht eintreffen würde, zeigen diese Berechnungen beispielhaft, wie sich die energiebedingten Emissionen entwickeln würden, wenn bei wirtschaftlichem Wachstum und daher notwendigem Ausbau des Energiesektors vergleichsweise hochwertige Technik verwendet wird.

Ausgegangen wurde in dieser indonesisch-deutschen Studie von einer Vierfachung der Endenergienutzung auf Java von 1.375 PJ/a in Repelita V (mittleres Jahr 1991)¹⁶ auf 5.682 PJ/a in Repelita XI (mittleres Jahr 2021).¹⁷ Der erwartete Anstieg der Stromproduktion auf Java resultiert zum einen aus der schnellen wirtschaftlichen Entwicklung und zum anderen aus der hohen

12 Vgl. World Bank, 1992, S. 140

13 Vgl. World Bank, 1992, S. 7 und Goldemberg, 1996, S. 36

14 Siehe hierzu Kapitel 5

15 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4

16 Repelitas sind 5-Jahres-Entwicklungspläne der Regierung, siehe auch Kapitel 5.3

17 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, 42

Bevölkerungsdichte. Auf Java würde zukünftig demnach die energiebedingte Umweltverschmutzung in Indonesien am größten sein.¹⁸

Die bisherigen Messungen der Luftqualität auf Java ergaben sehr hohe Werte für die Luftbelastung durch Staub und hohe Werte für NO₂, wobei insbesondere in Industriezentren und Städten sowie in deren näheren Umgebung eine Tendenz zu noch stärkerer Umweltbelastung durch Staub, SO₂ und NO₂ gesehen wird.¹⁹

Für die geplanten Energiestrategien wurden zwei verschiedene Szenarien durchgespielt, um die möglichen Umweltbelastungen zu ermitteln. Mit dem einen Szenario wird die mögliche Entwicklung der Umweltbelastungen auf Java im Falle reduzierter Emissionen (Emission Reduction Case) beschrieben. Das zweite Szenario beschreibt die erwartete zukünftige Entwicklung der energiebedingten Umweltbelastungen auf Java, wenn keine Maßnahmen zur Verringerung von Emissionen getroffen werden (Doing Nothing Case).

Die Prognosen der indonesisch-deutschen Studie für die zukünftige Energieversorgung Indonesiens, auf die nachfolgend eingegangen wird, beziehen sich auf den Ausbau der Energieversorgung im Falle reduzierter Emissionen. Die Luftverschmutzung auf Java ist jedoch in den letzten Jahren stark angestiegen. Da die Möglichkeit gesehen wird, daß sich diese Entwicklung fortsetzt, wurde auch das zweite Szenario, der „Doing Nothing Case“, als ungünstigster Fall durchgespielt.²⁰

Technische Annahmen für den „Emission Reduction Case“ sind u. a. deutsche Emissionsstandards, die Verwendung von schwefelarmem Diesel und bleifreiem Benzin, die Nutzung von 3-Wege-Katalysatoren in Kraftfahrzeugen und der in Deutschland verwendete Stand der Technik. Für die Berechnungen wurde davon ausgegangen, daß alle Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen bei neu konstruierten Anlagen bis Repelita VII (1999-2003) verwirklicht werden. Die zum Zeitpunkt von Repelita VI bereits existierenden Anlagen könnten bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer weiterbetrieben werden. Es wurden nur für die Insel Java Maßnahmen zur Emissionsreduktion vorgesehen. Eine mögliche CO₂-Reduktion wurde bei diesem Szenario

18 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25f, 38 High Scenario, Emission Reduction Case und ebd., S. 34

19 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 99, High Scenario, Emission Reduction Case

20 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 49

nicht berücksichtigt.²¹ Im folgenden werden die erwartete Entwicklung von SO₂-, NO₂- und Staubemissionen von 1991 bis 2021 sowie deren hauptsächliche Verursacher dargestellt:

Tabelle 16: Erwartete Entwicklung von SO₂-, NO₂- und Staubemissionen auf Java von 1991 bis 2021 und deren hauptsächliche Verursacher im Szenario „Emission Reduction Case“

Schadstoffe	1991		2021	
	Emissionen	hauptsächliche Verursacher	Emissionen	hauptsächliche Verursacher
SO ₂	0,33 Mio. t/a	Kraftwerke (59,7%)	1,20 Mio. t/a	Kraftwerke (43,6%)
NO ₂	0,56 Mio. t/a	Verkehr (65,5%)	1,72 Mio. t/a	Verkehr (67,5%)
Staub	0,85 Mio. t/a	Industrie (63,1%)	1,09 Mio. t/a	Industrie (58,5%)

Quelle: Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), Environmental Impacts of Energy Strategies for Indonesia, Final Summary Report, 1993, S. 109, High Scenario, Emission Reduction Case

Wie hier zu sehen ist, würden sich bei diesem Szenario trotz der emissionsreduzierenden Maßnahmen die Emissionen von SO₂ und NO₂ mehr als verdreifachen und auch die Staubemissionen um nahezu 30 % zunehmen.²² Diese Emissionen würden bis zum Jahre 2021 in den Industriegebieten und den Städten Umweltbelastungen auf einem hohen Verschmutzungsniveau bedeuten.²³ Als hohes Verschmutzungsniveau gelten hier Schadstoffkonzentrationen von 20-30 µg/m³²⁴ und Schadstoffablagerungen von 5-25 g/m²/a.²⁵ Es muß jedoch bedacht werden, daß es sich bei den o. g. Emissionen nur um energiebedingte handelt, alle anderen Emissionen wurden hier nicht berücksichtigt. Auch gegenwärtig sind besonders in den Städten die Schadstoffkonzentrationen von Staub und Blei hoch.

21 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 99f, High Scenario, Emission Reduction Case

22 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 104, High Scenario, Emission Reduction Case

23 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 110ff, High Scenario, Emission Reduction Case

24 Jährliche Durchschnittswerte

25 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 74

Es wird daher die Notwendigkeit gesehen, daß mit den Emissionsreduktionsmaßnahmen noch früher begonnen werden müßte, als für das emissionsreduzierende Szenario geplant, d. h. bereits während Repelita VI (1994-1998) mit den Maßnahmen zur Verminderung von Staub und Blei, während Repelita VII (1999-2003) mit den NO_x-reduzierenden Maßnahmen und aufgrund des geringen Schwefelgehaltes von indonesischem Rohöl und indonesischer Kohle mit den SO₂-reduzierenden Maßnahmen erst zwischen Repelita VII und Repelita VIII. Auch wird davon ausgegangen, daß die Staubemissionen in diesem Szenario mit verringerten Emissionen zu hoch sind und zusätzliche emissionsverringende Maßnahmen nötig sind, die auch nicht energiebedingte Emissionsquellen wie beispielsweise den Bereich der Abfallverbrennung einschließen. Eine Intensivierung der Emissionskontrollmaßnahmen, ähnlich wie in den Industrieländern, sollte langfristig angestrebt werden.²⁶

In Anbetracht der Tatsache, daß es sich bei den o. g. emissionsreduzierenden Maßnahmen um Technologien handelt, wie sie in vielen Industrieländern eingesetzt werden, stellt sich die Frage, ob es einem Land wie Indonesien möglich sein wird, in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum von 30 Jahren Investitionen in solcher Höhe zu tätigen. Dieses gilt insbesondere, da es sich hierbei nicht nur um staatliche Investitionen handelt, sondern zum großen Teil auch um Investitionen der Industrie wie z. B. bei Staubfiltern oder bei industriellen Kraftwerken, die zur Stromeigenversorgung dienen. Auch erscheint es kaum vorstellbar, daß alle privaten Autobesitzer bis zum Ende des Planungszeitraumes im Besitz von modernen Kraftfahrzeugen mit modernem Dieselmotor oder 3-Wege-Katalysator sein werden, wenn man bedenkt, daß zur Zeit zum großen Teil wesentlich ältere Kraftfahrzeuge als z. B. in Deutschland und viele kleine motorisierte Dreiräder (Bajaj) auf den Straßen von Jakarta fahren. Es wird außerdem davon ausgegangen, daß die Verkehrsdichte in den nächsten Jahren noch zunimmt.²⁷ Daher erscheint es unvermeidlich, auch die ungünstigere Emissionsvariante und deren Auswirkungen aufzuführen.

Die nachfolgenden Emissionsberechnungen wurden für eine optimistisch betrachtete wirtschaftliche Entwicklung (High Scenario) im „Doing Nothing Case“ durchgeführt. Außerdem wird nun angenommen, daß es in den nächsten drei Jahrzehnten keine wesentlichen Veränderungen hinsichtlich Um

26 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 132f

27 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 8

weltschutz und Emissionskontrolle gibt. Es wurde die erwartete Entwicklung der Emissionen einiger Schadstoffe berechnet. Diese Kalkulationen der Emissionen basieren auf gemessenen und kalkulierten Werten der 1990/91 auf Java verwendeten Technologien. So wurden Messungen bei verschiedenen javanischen Kraftwerken und bei 350 verschiedenen Kraftfahrzeugen in Jakarta durchgeführt. Außerdem wurden Daten ehemals in Deutschland verwendeter Technologien und Literatur projiziert auf den Stand der derzeit in Indonesien verwendeten Technologien. Die spezifischen SO₂-Emissionen wurden anhand des Schwefelgehaltes der eingesetzten Energieträger berechnet.²⁸ Im folgenden werden die erwartete Entwicklung von SO₂-, NO₂- und Staubemissionen von 1991 bis 2021 sowie die hauptsächlichen Verursacher dargestellt.

Tabelle 17: Erwartete Entwicklung von SO₂-, NO₂- und Staubemissionen auf Java von 1991 bis 2021 und deren hauptsächliche Verursacher im Szenario „Doing Nothing Case“

Schadstoffe	Emissionen	1991		2021	
		Hauptsächliche Verursacher		Hauptsächliche Verursacher	
SO ₂	0,33 Mio. t/a	Kraftwerke (59,7%)		2,8 Mio. t/a	Kraftwerke (65%)
NO ₂	0,56 Mio. t/a	Verkehr (65,5%)		3,95 Mio. t/a	Verkehr (46%) Kraftwerke (46%)
Staub	0,85 Mio. t/a	Industrie (63,1%)		2,6 Mio. t/a	Industrie (74%)

Quelle: Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 55ff, 109, High Scenario, Doing Nothing Case

Wie hier zu sehen ist, werden in diesem Szenario im Jahre 2021 mehr als dreimal soviel Staubemissionen, mehr als siebenmal soviel NO₂-Emissionen und mehr als achtmal soviel SO₂-Emissionen wie im Jahre 1991 erwartet.²⁹ Nach diesen Berechnungen werden die höchsten energiebedingten Umweltbelastungen für die Industriezentren und die großen Städte erwartet, insbe-

28 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 49f, High Scenario, Doing Nothing Case

29 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 56ff, High Scenario, Doing Nothing Case

sondere für den Bereich von Jakarta und den gesamten Westen Javas.³⁰ Für das Jahr 2021 werden für Jakarta z. B. sehr hohe bis extreme Staub-, SO₂-, S- und NO₂-Konzentrationen und Ablagerungen prognostiziert. Als sehr hohe Schadstoffkonzentrationen werden hier jährliche Durchschnittswerte von

30-100 µg/m³ und als extreme Schadstoffkonzentrationen Werte oberhalb von 100 µg/m³ angesehen. Bei Schadstoffablagerungen gelten Werte von 25-130 g/m²/a als sehr hoch und Werte oberhalb von 130 g/m²/a als extrem.³¹ Auch hier muß wiederum bedacht werden, daß es sich bei den o. g. Emissionen nur um energiebedingte handelt, alle anderen Emissionen wurden nicht berücksichtigt. Im Jahre 2021 wären gemäß den oben gemachten Annahmen und Berechnungen des „Doing Nothing Case“ große Teile der Bevölkerung Javas Schadstoffemissionen ausgesetzt, die als kritisch angesehen werden, wie die nachfolgende Tabelle zeigt.

Tabelle 18: Anteil der Gesamtbevölkerung Javas, der im Jahre 2021 einer als kritisch angesehenen Schadstoffkonzentration ausgesetzt wäre

Emission	Jahresmittelwert	Anteil der Gesamtbevölkerung Javas, der dieser Schadstoffkonzentration ausgesetzt ist (in %)
SO ₂	80 µg/m ³	17 %
NO ₂	100 µg/m ³	10 %
Staub	100 µg/m ³	30 %

Quelle: Government of Indonesia/Agency for Assessment and Application of Technology of Indonesia (BPPT), Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), Environmental Impacts of Energy Strategies for Indonesia, Final Summary Report, 1993, S. 98, High Scenario, Doing Nothing Case

Um die CO₂-Emissionen zu ermitteln, die weder im „Emission Reduction Case“ noch im „Doing Nothing Case“ enthalten sind, wurden Menge und Kohlegehalt der jeweiligen Energieträger für den gesamten indonesischen Verbrauch³² bestimmt. Dann wurde davon ausgegangen, daß 100 % des Kohlegehalts der Primärenergieträger in CO₂ umgewandelt werden. Es wurde

30 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 65ff, High Scenario, Doing Nothing Case

31 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 74

32 Gesamter indonesischer Verbrauch = Produktion + Importe ./.. Exporte

jedoch nicht zwischen energetischer und nicht energetischer Nutzung unterschieden. Emissionen des Energieträgers Biomasse wurden nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zu den anderen Emissionen, die nur für Java prognostiziert wurden, beziehen sich die Prognosen der CO₂-Emissionen auf alle Inseln.³³

Während Repelita V (1991) haben alle Primärenergieträger, ohne Berücksichtigung von Biomasse, insgesamt durchschnittlich 154 Mio. t/a CO₂ freigesetzt. Der erwartete Anstieg der Emissionen mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate von 6,9 % würde dann alle 10 Jahre zu einer Verdoppelung der CO₂-Emissionen führen.³⁴

Bei einer Energiestrategie, die auf die Verminderung der CO₂-Emissionen abzielt, wird es als möglich angesehen, im Verhältnis zum „Doing Nothing Case“ die erwarteten kumulierten CO₂-Emissionen von 1989 bis 2023 von 17.815 Mio. t auf 11.455 Mio. t um nahezu 36 % zu reduzieren. Hierfür wäre dann aber ein Ersatz der kohlebefeuerten Kraftwerke durch Kernkraftwerke vorgesehen. Um 10 % der CO₂-Emissionen reduzieren zu können, wird beispielsweise bis 2021 eine installierte Kapazität von 38 GW an Kernkraftwerken als notwendig angesehen.³⁵ Selbst dann würden die jährlichen CO₂-Emissionen jedoch um durchschnittlich 5 % ansteigen und sich alle 14 Jahre verdoppeln. Die gesamten Kosten für die Energiewirtschaft bei der Durchführung dieser CO₂-reduzierten Energiestrategie werden mehr als zehnmal höher als für den „Doing Nothing Case“ und daher als unrealistisch eingeschätzt.³⁶

3.3 Kriterien für eine umweltverträgliche Energieversorgung

Umweltveränderungen werden hier als Veränderungen der Umweltmedien Luft, Wasser, Boden sowie von Flora, Fauna und der menschlichen Gesundheit definiert. Umweltbelastungen sind demnach Schädigungen der o. g. Bereiche. Allerdings besteht häufig die Schwierigkeit, diese Umweltbelastungen mengenmäßig festzustellen, sie zu bewerten oder aber einer bestimmten

33 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 127, High Scenario

34 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 129, High Scenario

35 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 129ff, High Scenario

36 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 129f, High Scenario

Ursache zuzuordnen, obwohl sie häufig deutlich zu sehen sind.³⁷ Die energiebedingten Umweltbelastungen werden nicht nur durch die Art und Höhe der Emissionen und deren Auswirkungen auf die einzelnen Umweltmedien und die Menschen beeinflusst, sondern auch durch die Effizienz der Umsetzung von Primär- in Nutzenergie. Wichtig sind hier ebenfalls der mengenmäßige Rohstoff-, Energie- und Landbedarf, der zur Errichtung der Kraftwerke und zum Abbau der Energieressourcen notwendig ist, sowie der benötigte Rohstoffaufwand zur Stromerzeugung.³⁸ Auch mögliche Unfälle, Krankheiten und Landschaftsveränderungen, die aus dem Ressourcenabbau resultieren, zählen zu den Umweltbelastungen durch die Stromerzeugung. Zu einer ausführlichen Bewertung der Umweltbelastungen der Elektrizitätserzeugung gehört demnach außer einer Beschreibung der technischen Systeme und der durch sie möglichen direkten und indirekten Umweltbelastungen auch eine Gegenüberstellung der verschiedenen Umweltbelastungen auf einem Vergleichsmaßstab in einem zeitlich begrenztem Rahmen.³⁹

Eine so ausführliche Arbeitsweise war im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht möglich, daher wurde nur in Ausnahmefällen auf die Technik eingegangen, wenn es beispielsweise bei den neuen Technologien für die Kohleverstromung zum Verständnis notwendig erschien. Ansonsten wurde davon ausgegangen, daß die Technik bekannt ist. Mögliche Umweltbelastungen, die durch die Nutzung verschiedener Energieträger und -umwandlungstechniken sowie durch den Verkehrssektor verursacht werden können, wurden bereits im Zusammenhang mit den Energieträgern und der Energietechnik in Kapitel 2 genannt. Nachfolgend werden die meines Erachtens nach hauptsächlichen Umweltwirkungen der verschiedenen Energieoptionen zusammengefaßt dargestellt. Für detailliertere Mengenangaben der Emissionen bei der Nutzung der verschiedenen Energieoptionen wird auf die jeweiligen Angaben in Kapitel 2 verwiesen.⁴⁰

*Kohle.*⁴¹

Landschaftsveränderungen, mögliche Grubenunglücke und „Staublunge“ der Arbeiter bei der Kohlegewinnung sind möglich. Es entstehen Emissionen bei

37 Vgl. Frey, Cysin, Leu, Schassmann, zitiert in: Hohmeyer, 1989, S. 46

38 Vgl. Winter, Nitsch, 1986, S. 27

39 Vgl. Hennicke, Johnson, Seifried, 1985, S. 334

40 Die Umweltwirkungen der einzelnen Energieträger wurden bereits in Kapitel 2 ausführlicher dargestellt, Quellen zu den einzelnen Angaben finden sich in den jeweiligen Kapiteln wieder

41 Siehe hierzu Kapitel 2.1.2

der energetischen Nutzung u. a. von SO_2 , NO_x , CO , CO_2 und Staub. Die Emissionen wirken auf alle Umweltmedien ein. Es kommt zu regionalen und aufgrund der CO_2 -Emissionen auch zu globalen Auswirkungen.

*Erdöl:*⁴²

Während der Exploration entstehen NO_x - und SO_2 -Emissionen. Während der Gewinnung sind Einleitungen von salzhaltigem Lagerstättenwasser ins Meer bei Offshore-Bohrungen möglich. NO_x -, SO_2 - und Staubemissionen entstehen beim Anlagenbetrieb, darüber hinaus sind auch Emissionen von Kohlenwasserstoffen beim Anlagenbetrieb, der Lagerung und der Umfüllung möglich. Es besteht die Gefahr von Leckagen bei Lagerung und Transport. Bei der Verbrennung entstehen u. a. CO -, CO_2 -, NO_x -, SO_2 - und Staubemissionen. Beeinflußt werden alle Umweltmedien. Es kommt zu regionalen und aufgrund der CO_2 -Emissionen auch zu globalen Auswirkungen.

*Erdgas:*⁴³

Bei der Förderung von Erdöl gas fallen große Mengen mit Öl und Produktionschemikalien verunreinigtes Lagerstättenwasser an. Bei der Verbrennung entstehen u. a. CO -, CO_2 -, NO_x - und geringe Staub- und SO_2 -Emissionen. Beeinflußt werden alle Umweltmedien. Die Umweltwirkungen sind regional und, insbesondere aufgrund der Methanemissionen, die während der verschiedensten Produktions- und Nutzungsschritte möglich sind, auch global. Es besteht Explosionsgefahr.

*Kernenergie:*⁴⁴

Radioaktive Strahlung ist bei allen Arbeitsschritten möglich; insbesondere jedoch bei einem Unfall und bei der noch nicht gesicherten Langzeitsicherheit der Endlagerung aufgrund der langen Halbwertszeiten von z. B. 24.400 Jahren bei dem tödlichen Radionuklid Plutonium 239. Beeinflußt werden können alle Umweltmedien. Die jeweilige Schädigung hängt von der Mischung der freigesetzten Spalt- und Aktivierungsprodukte und der Transportparameter ab. Die Einwirkung auf die Umwelt kann regional sein, im Falle von größeren Unfällen jedoch auch große länderübergreifende Gebiete betreffen und ist in dem möglichen Ausmaß und den Folgen für die Umwelt

42 Siehe hierzu Kapitel 2.2.2

43 Siehe hierzu Kapitel 2.3.2

44 Siehe hierzu Kapitel 2.4.2

und die Bevölkerung aufgrund der bisher geringen Anzahl von größten anzunehmenden Unfällen schwer vorhersehbar. Bei der Nutzung der Kernenergie entstehen keine CO₂-Emissionen.

*Biomasse*⁴⁵

Einwirkungen auf die Umwelt sind bei allen Verarbeitungsschritten möglich, aufgrund der Vielzahl der verschiedenen Optionen jedoch hier nicht genau spezifizierbar. So kann es bei der Verbrennung z. B. zu SO₂-, NO_x-, CO-, CO₂- und Staubemissionen kommen. Betroffen sind alle Umweltmedien. Die Wirkungen können regional, aufgrund von CO₂- und Methanemissionen jedoch auch global sein. Bei der Nutzung minderwertiger Brennstoffe in geschlossenen Räumen kann es zu starken gesundheitlichen Belastungen der betroffenen Bevölkerung kommen.

*Wasserkraft*⁴⁶

Schadstoffemissionen sind nur beim Kraftwerksbau möglich. Es erfolgen keine Emissionen von Treibhausgasen bei der energetischen Nutzung der Wasserkraft. Flußbegradigungen, Dammbauten und Speicherseen sind jedoch zum Teil irreversible Landschaftsveränderungen, deren Ausmaß und Folgen von der Größe des Kraftwerkes abhängt. Darüber hinaus kann es, insbesondere bei großen Wasserkraftwerken, zu Hochwasserüberflutungen, Berg-rutschen, tektonischen Veränderungen und aufgrund der Beeinflussung örtlicher Biotope auch zu regionalen klimatischen Veränderungen kommen.

*Geothermie*⁴⁷

Aufgrund der Entnahme der Erdwärme in Form von Wasser oder Dampf sind Landabsenkungen und seismische Effekte möglich. Abwärme und Emissionen u. a. von H₂S, Rn, As, Hg, NH₃ und CO₂, allerdings geringer als bei anderen Energieoptionen, sind möglich.

*Photovoltaik und Solarthermie*⁴⁸

Bei der Produktion von Photovoltaikanlagen sind Emissionen toxischer Stoffe möglich. Es werden keine Schadstoffe bei der energetischen Nutzung

45 Siehe hierzu Kapitel 2.5.2

46 Siehe hierzu Kapitel 2.6.2

47 Siehe hierzu Kapitel 2.7.2

48 Siehe hierzu Kapitel 2.8.2 und 2.9.2

der Anlagen emittiert. Es wird jedoch die Albedo der Erde geändert. Der Landflächenbedarf für die Solarenergienutzung ist hoch.

*Windenergie*⁴⁹

Der Landflächenbedarf für die Nutzung mehrerer Anlagen ist hoch. Es wird zum Teil eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes bemängelt. In der Nähe der Anlagen kommt es zu Geräuschemissionen. Bei der energetischen Nutzung der Windenergie werden keine Schadstoffe emittiert.

*Energiesparen und Energiespeicherung*⁵⁰

Es werden aufgrund geringerer Energienutzung weniger Schadstoffe emittiert. Darüber hinaus werden andere mögliche Beeinträchtigungen der Umweltmedien vermindert oder bei einem vermiedenen Ausbau der Kapazitäten sogar verhindert. Globale Umweltwirkungen sind bei dem Betrieb von Wärmepumpen aufgrund der Nutzung von FCKW-12 und HFCKW-22 möglich. Energiespeicherungsmöglichkeiten können, wie im Falle des explosiven Wasserstoffes, zu Umweltwirkungen führen. Dieses hängt jedoch von der jeweils verwendeten Speicheroption ab.

*Verkehr*⁵¹

Umwelteinwirkungen durch den Verkehr finden bei dem Erschließen der Verkehrswege und allen Fertigungs- und Nutzungsschritten statt. So kommt es u. a. zu Emissionen von SO₂, NO_x, CO, CO₂, Staub, Blei, NH₃ und CH₄ durch den Verkehrssektor. Diese Emissionen wirken regional auf alle Umweltmedien und auch global aufgrund der CO₂- und CH₄-Emissionen.

Als Kriterium für die Umweltverträglichkeit verschiedener Energieoptionen wird hier das langfristige Ausmaß der aus ihrer Nutzung resultierenden Veränderungen der Umweltmedien angesehen. Als umweltverträgliche Energieoption wird daher alles eingestuft, was zu einer Verminderung der Eingriffe in das Ökosystem beiträgt, keine Schadstoffe emittiert und keine Langzeitwirkungen verursacht, mit denen die nachfolgenden Generationen in den nächsten Jahrzehnten und Jahrhunderten würden leben müssen, obwohl sie keinerlei Einfluß auf die Gestaltung dieser energiewirtschaftlichen Maßnahmen nehmen konnten.

49 Siehe hierzu Kapitel 2.10.2

50 Siehe hierzu Kapitel 2.11.3

51 Siehe hierzu Kapitel 2.12.2

Umweltverträglich sind daher Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bei der Energieerzeugung sowie nachfrageseitige Maßnahmen, die zu einer rationelleren Energienutzung und damit zu einer geringeren Energienachfrage führen, zu werten. Hierzu zählen beispielsweise die Optimierung bereits existierender Kraftwerke zur Steigerung der Wirkungsgrade, Demand-Side-Management oder ein Ausbau des öffentlichen Personen-Nahverkehrs. Aber auch politische Maßnahmen zur Optimierung und marktwirtschaftlichen Gestaltung der Energiewirtschaft werden als umweltverträglich angesehen. Kraftwerke zur Energieerzeugung, die nur geringfügige Auswirkungen auf die unmittelbar benachbarte Umwelt haben und weitgehend ohne Emissionen arbeiten, wie Windkraftwerke, kleine Wasserkraftwerke und die Nutzung der Solarenergie, werden ebenfalls als umweltverträglich bewertet. Im Transportbereich werden alle Optimierungen der Verkehrskonzepte, die zu geringeren Emissionen führen, d. h. beispielsweise neue Konzepte für einen Ausbau und die effiziente Gestaltung des ÖPNV oder der Einsatz emissionsarmer Antriebsstoffe, aber auch politische Maßnahmen, welche die Attraktivität dieser Konzepte und Antriebsstoffe erhöhen, als umweltverträglich angesehen.

Umweltverträglichere Maßnahmen als bisher zur Energieerzeugung genutzt, werden dann angenommen, wenn bei dem Bau zusätzlicher Angebotskapazitäten moderne Technologie verwendet wird. Als Maßstab hierfür sind die derzeit in den Industrieländern neu gebauten Kraftwerke anzusehen. Bei der Beurteilung, ob es sich um umweltverträgliche oder umweltverträglichere Maßnahmen als bisher handelt, sind jedoch auch die jeweiligen Gegebenheiten der Länder zu berücksichtigen.

Als eindeutig nicht umweltverträglich wird ein Ausbau der Energieerzeugungskapazitäten mit fossilen Energieträgern angesehen, solange nicht die modernste Technologie verwendet wird. Hierzu gehört auch eine Beibehaltung der bisherigen Energiepolitik, wenn keine Optimierungsmaßnahmen zur Effizienzsteigerung oder Verminderung von Emissionen sowie nachfrageseitige Maßnahmen durchgeführt werden. Große Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke werden, obwohl bei ihrer Nutzung keine CO₂-Emissionen anfallen, aufgrund ihrer Langzeitwirkungen⁵² als nicht umweltverträglich angesehen.

52 Bei Wasserkraftwerken ist dieses u. a. die Umgestaltung der Landschaft, bei Kernkraftwerken neben dem Gefahrenpotential auch die bisher immer noch ungelöste Frage der Endlagerung aktiver Stoffe, siehe hierzu Kapitel 2

4 Erwartete globale Entwicklung des Energieverbrauchs bis 2050

Drei Viertel des kommerziellen Energieverbrauchs weltweit werden derzeit von den Industrieländern genutzt, während nur ein Viertel auf die Entwicklungsländer entfällt. Von diesem Viertel verbrauchen die asiatischen Staaten wiederum 16 %.¹ Als der wichtigste Faktor bei den Schätzungen der Entwicklung des Weltenergieverbrauchs wird die Bevölkerungsentwicklung genannt. Ausgehend von 4,45 Mrd. Menschen, die 1980 die Erde bevölkerten, wird für das Jahr 2000 eine Zunahme auf rund 6,4 Mrd. Menschen und für das Jahr 2050 eine Zunahme auf rund 10 Mrd. Menschen erwartet.² Das Basisszenario der Weltbank geht sogar von einer Zunahme der Weltbevölkerung auf 12,5 Mrd. Menschen bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts aus.³ Die größten Bevölkerungszunahmen werden dabei auf die Länder in Asien und Afrika entfallen.⁴ Während die Bevölkerungszunahme der Industrieländer weitgehend stagniert, werden die Entwicklungsländer zum Ende des nächsten Jahrhunderts rund 90 % der gesamten Weltbevölkerung stellen.⁵ Es wird davon ausgegangen, daß das Wachstum der Volkswirtschaften in den Industrie- und Entwicklungsländern zu einer weltweiten Zunahme des Energieverbrauches führen wird. Die fortschreitende Industrialisierung der Entwicklungsländer bedeutet außer einer möglichen Verringerung der Armut in diesen Ländern ebenfalls eine Zunahme des dortigen Energieverbrauches.⁶ Beide Faktoren zusammen, die Zunahme der Weltbevölkerung und die zunehmende Industrialisierung, insbesondere in den Ländern mit niedrigem Einkommen, bedingen einen weltweit steigenden Energieverbrauch.

Nach dem Bekanntwerden der möglichen Auswirkungen der CO₂-Emissionen auf das Weltklima wurden von verschiedenen Organisationen Szenarien für das zukünftige Weltenergieangebot, den Weltenergieverbrauch und die

1 Vgl. BMZ, 1994, S. 209

2 Auch wenn es zu einem starken Geburtenrückgang kommen würde, müßte für das Jahr 2050 von einer Weltbevölkerung von 8 bis 10 Mrd. Menschen ausgegangen werden, vgl. Bennewitz, 1991, S. 24

3 Vgl. World Bank, 1992, S. 34

4 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 4

5 Vgl. Bennewitz, 1991, S. 24

6 Vgl. World Bank, 1992, S. 139 und Bennewitz, 1991, S. 273

daraus resultierenden CO₂-Emissionen entwickelt.⁷ Da es nicht möglich ist, im Rahmen dieser Arbeit verschiedene Szenarien näher zu betrachten, wird nachfolgend nur auf den Referenzfall B der Berechnungen des World Energy Council bis 2050 eingegangen, bei dem davon ausgegangen wird, daß sich die politischen Rahmenbedingungen nicht wesentlich ändern werden, was meines Erachtens bei dem Tempo der seit der UNCED-Konferenz getroffenen Entscheidungen in der weltweiten Energiepolitik eine zur Zeit durchaus realistische Einschätzung ist. Da davon ausgegangen werden kann, daß die Endlichkeit der fossilen Energieträger in diesen Energieszenarien für das nächste Jahrhundert berücksichtigt wurde, wird im Rahmen dieser Arbeit auf diesen Aspekt nicht eingegangen.

Die erwartete Bevölkerungsentwicklung ist in allen drei betrachteten Fällen A (starkes Wirtschaftswachstum), B (mittlerer Fall) und C (ökologie-orientierte Entwicklung) des World Energy Council gleich.⁸ Es wird ein Bevölkerungswachstum auf 10,1 Mrd. Menschen bis zum Jahre 2050 und auf 11,7 Mrd. Menschen bis zum Jahre 2100 erwartet. In Fall B, der hier näher betrachtet werden soll, wird von einem vergleichsweise geringen weltweiten Wirtschaftswachstum bis 2050 auf 75 Billionen Bruttoweltprodukt US\$ und bis 2100 auf 200 Billionen US\$ ausgegangen.⁹ Die Nachfrage nach Energie steigt dort mäßig an, technische Optimierungen werden kaum forciert, was eine weiterhin große Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zur Folge hat. Energiesteuern und Beschränkungen von CO₂-Emissionen sind in Fall B nicht vorgesehen. Nach 2020 wird aufgrund eines stark verringerten Angebots nicht erneuerbarer Energieträger davon ausgegangen, daß es zu einer deutlichen Änderung der Struktur des Energieangebotes kommen wird. Auf optimierte Technik kann bis dahin jedoch nur begrenzt zurückgegriffen werden. Obwohl für Öl und Gas starke Preissteigerungen angenommen werden, geht man noch bis ca. 2070 von einem erheblichen Anteil am genutzten Primärenergieangebot aus.¹⁰

7 Vgl. Massachusetts Institute of Technology, 1997, S. 21 und Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 110

8 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 4

9 In 1990 US\$, zum Vergleich: Fall A 2025 - 100 Billionen, 2100 - 300 Billionen; Fall C 2050 75 Billionen, 2100 220 Billionen, vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 4

10 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 4, 7

Nachfolgend werden die zugrundegelegten Annahmen für die Bevölkerungs- und wirtschaftlichen Entwicklung der OECD-Länder, der Länder im Übergang der ehemaligen Sowjetunion, Zentral- und Osteuropas (REF)¹¹ und der Entwicklungsländer (DC) bis zum Jahre 2050 für den Referenzfall B im Überblick dargestellt:

Tabelle 19: Erwartete Entwicklung von Bevölkerungszuwachs und wirtschaftlicher Entwicklung für die Jahre 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieberichtes

		1990	2020	2050
Bevölkerung in Mrd.:	Welt	5,3	7,9	10,0
	davon: OECD	0,9	1,0	1,0
	REF	0,4	0,5	0,5
	DC	4,0	6,4	8,5
Bruttoweltprodukt _{ppp} ¹² in Billionen US\$ (1990)	Welt	25,8	52,9	92,8
	davon: OECD	14,1	28,4	41,7
	REF	2,6	2,2	5,1
	DC	9,1	22,3	46,0
Bruttoweltprodukt _{mer} ¹³ in Billionen US\$ (1990)	Welt	20,9	40,3	72,8
	davon: OECD	16,4	28,6	41,7
	REF	1,1	1,4	4,1
	DC	3,4	10,3	27,0
Entwicklung der Sektoren in Billionen US\$(1990)				
Landwirtschaft	Welt	1,4	2,8	4,6
	davon: OECD	0,6	0,7	0,8
	REF	0,1	0,2	0,3
	DC	0,7	1,9	3,5
Industrie	Welt	7,0	14,3	25,3
	davon: OECD	5,5	8,6	10,2
	REF	0,5	0,7	1,8
	DC	1,0	5,0	13,3
Dienstleistungen	Welt	12,5	23,2	42,9
	davon: OECD	10,3	19,3	30,7
	REF	0,5	0,5	1,9
	DC	1,7	3,4	10,3
<i>Quelle: World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. C1f</i>				

11 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. xix, B2

12 ppp = Bruttoweltprodukt nach Kaufkraftparitäten

13 mer = Bruttoweltprodukt nach Marktpreisen

Hier wird bereits deutlich, daß für die Industrieländer weiterhin eine starke wirtschaftliche Entwicklung erwartet wird, welche von der prozentualen Steigerung in den Entwicklungsländern jedoch noch übertroffen wird.

Wie sich die erwartete wirtschaftliche Entwicklung auf den zukünftigen Energieverbrauch auswirkt, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 20: Erwartete Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den Jahren 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates in Gtoe¹⁴			1990	2020	2050
Primärenergieverbrauch gesamt in Gtoe	Welt		9,0	13,5	19,8
	davon:	OECD	4,2	5,2	5,6
		REF	1,7	1,7	2,4
		DC	3,1	6,6	11,8
Kohle/Gtoe	Welt		2,1	3,4	4,1
	davon:	OECD	0,9	1,2	0,9
		REF	0,4	0,4	0,4
		DC	0,8	1,8	2,8
Öl/Gtoe	Welt		3,1	3,8	4,0
	davon:	OECD	1,7	1,4	0,9
		REF	0,5	0,4	0,6
		DC	0,9	2,0	2,5
Gas/Gtoe	Welt		1,7	3,2	4,5
	davon:	OECD	0,8	1,4	1,4
		REF	0,6	0,7	1,0
		DC	0,3	1,1	2,1
Nuklearenergie/Gtoe	Welt		0,5	1,0	2,6
	davon:	OECD	0,4	0,7	1,4
		REF	0,1	0,1	0,2
		DC	0,0	0,2	1,0
Erneuerbare Energien/Gtoe	Welt		1,6	2,2	4,4
	davon:	OECD	0,4	0,5	0,9
		REF	0,1	0,1	0,2
		DC	1,1	1,6	3,3

Quelle: World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, 1995, S. C1f

14 Gtoe = Giga tonnes of oil equivalent

Ausgehend vom Basisjahr 1990 wird eine Verdoppelung des weltweiten Energieverbrauchs bis zum Jahre 2050 erwartet. Während 1990 noch der größte Anteil in den OECD-Ländern verbraucht wurde, wird ein verhältnismäßig erheblich größerer Zuwachs des Energieverbrauchs in den Entwicklungsländern erwartet, der nach diesen Berechnungen im Jahre 2050 mehr als das Doppelte des bis dahin erwarteten Energieverbrauchs der Industrieländer betragen wird. Insgesamt wird im Zeitraum von 1990 bis 2050 im Referenzfall B ein Energieverbrauch von 226 Gtoe bei Kohle, 257 Gtoe bei Öl und 227 Gtoe bei Gas erwartet.¹⁵

In der folgenden Tabelle wird die erwartete Entwicklung des Stromverbrauches im Zeitverlauf von 1990 bis 2050 für den Referenzfall B des Weltenergieerates dargestellt:

Tabelle 21: Erwartete Entwicklung des Stromverbrauches in den Jahren 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates in Gtoe¹⁶						
		1990	2020	2050		
Elektrizitätsverbrauch Gtoe	Welt	0,8	1,4	2,4		
	davon: OECD	0,5	0,8	1,1		
	REF	0,1	0,2	0,3		
	DC	0,2	0,4	1,0		
<i>Quelle: World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, 1995, S. C1f</i>						

Es wird im Referenzfall B davon ausgegangen, daß im Jahre 2050 zweieinhalb mal soviel Strom verbraucht wird wie im Basisjahr 1990. Dabei wird erwartet, daß sich der Elektrizitätskonsum in den OECD-Ländern verdoppeln und in den Entwicklungsländern bis zum Jahre 2050 sogar verfünffachen wird.

Wieviele CO₂-Emissionen im Referenzfall B in den Jahren 1990, 2020 und 2050 voraussichtlich emittiert werden, zeigt die folgende Tabelle:

15 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 49

16 Gtoe = Giga tonnes of oil equivalent

Tabelle 22: Erwartete Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Jahren 1990, 2020 und 2050 im Referenzfall B der Studie des Weltenergieerates in GtC¹⁷

		1990	2020	2050
Elektrizitätsverbrauch GtC	Welt	6,1	8,4	10,0
	davon: OECD	2,8	3,3	2,5
	REF	1,4	1,1	1,3
	DC	1,9	4,0	6,2

Quelle: World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, 1995, S. C1f

Demnach wird von einer Zunahme der weltweiten CO₂-Emissionen in einer Höhe von fast 70 % vom Basisjahr 1990 zum Jahre 2050 ausgegangen, wobei in den Entwicklungsländern sogar mehr als eine Verdreifachung der CO₂-Emissionen angenommen wird. Bis zum Jahre 2100 wird im Referenzfall B ein Anstieg der CO₂-Emissionen auf 14 GtC erwartet, während der Primärenergiebedarf von rund 20 Gtoe im Jahre 2050 auf 35 Gtoe im Jahre 2100 ansteigen wird.¹⁸ Ein derartiger Anstieg der CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2100 würde zu einer Verdoppelung der vorindustriellen CO₂-Konzentration führen. Unter diesen Voraussetzungen würden, nach heutigem Wissensstand, die globalen Temperaturen im Durchschnitt um 2° C ansteigen, was zu einem Anstieg des Meeresspiegels um einen halben Meter führen könnte.¹⁹

Es wird außerdem davon ausgegangen, daß die Innenraum- und Luftverschmutzung insbesondere in den Städten der Entwicklungsländer stark ansteigen wird.²⁰

17 GtC = Giga tonnes Carbon

18 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 4

19 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 88ff

20 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 82

5 Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozess ausgewählter asiatischer Länder¹

5.1 China²

5.1.1 Geographie

Die Fläche des Staatsgebietes der Volksrepublik China beträgt 9.571 Mio. km²,³ liegt zwischen dem 18. und 53. nördlichen Breitengrad und dem 75. und 135. östlichen Längengrad und umfaßt so einen großen Teil von Ost- und Zentralasien.⁴ Von dem nördlichsten bis zum südlichsten Punkt des Landes beträgt die Entfernung rund 4.000 km, vom östlichsten zum westlichsten Punkt ca. 4.800 km. Über 5.000 Inseln unterschiedlichster Größe, wie z. B. die Provinz Hainan, aber auch Atolle geringer Größe gehören zu chinesischem Territorium.⁵ 13,5 % der Fläche sind bewaldet und 9,6 % sind Ackerland.⁶

Ein Drittel der Landesfläche ist bergig, zum Teil mehr als 4.000 m über dem Meeresspiegel, hingegen sind nur rund 12 % des Landes Flachland. Die klimatischen Bedingungen variieren stark. So erstrecken sich über die gesamte Landesfläche von Norden nach Süden hin 6 Temperaturzonen von tropisch und subtropisch im Süden bis hin zu kühlen Regionen im Norden. Im Norden sinken die Temperaturen während des Winters bis zu -15°C, während im Süden im Januar durchschnittlich 8°C gemessen werden.⁷

Der größte Teil der Bevölkerung lebt im Südosten Chinas, während der nordwestliche Teil dünn besiedelt ist. So wird für die im Osten Chinas gele

1 Soweit möglich, wurde hier versucht, zumindest auf Angaben für das Jahre 1994 oder jünger zurückzugreifen; Landkarten Chinas, Indiens und Indonesiens, auf denen auch die Bodenschätze und Industriestandorte eingezeichnet sind, finden sich im Anhang

2 Im Rahmen dieser Arbeit wird nicht eingegangen auf Hongkong und Taiwan

3 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 203

4 Vgl. Friedmann, 1994, S. 134

5 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 203

6 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 210

7 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 203f

gene Provinz Jiangsu eine Bevölkerungsdichte von 676 Personen pro km², für die westliche Provinz Quinghai jedoch nur eine Bevölkerungsdichte von 6 Personen pro km² angegeben. 90 % der Bevölkerung leben auf nur rund 15 % der gesamten Fläche Chinas.⁸

Von den 25 größten Städten der Welt im Jahre 1995 lagen 3 in China. Hierzu zählt die größte Stadt Chinas, Shanghai, mit 15,1 Mio. Einwohnern und einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 2,29 % in den Jahren 1990 bis 1995.⁹ Peking, die Hauptstadt Chinas, gehört mit 12,4 Mio. Einwohnern ebenfalls dazu. Hier lag die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate im Zeitraum von 1990 bis 1995 bei 2,57 %.¹⁰ Die dritte chinesische Stadt, die zu den 25 weltweit größten Städten zählt ist Tianjin mit einer Einwohnerzahl von 10,7 Mio. Menschen und einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 2,88 % in den Jahren 1990 bis 1995.¹¹

Im Jahre 1995 lebten 30 % der Gesamtbevölkerung Chinas in Städten. Für das Jahr 2025 wird erwartet, daß sich der Anteil der Stadtbewohner auf 55 % der Gesamtbevölkerung erhöht.¹² Insgesamt lebten in China bereits im Jahre 1990 10 % der Gesamtbevölkerung in Städten mit mehr als 750.000 Einwohnern, das entsprach 38 % der gesamten Stadtbewölkerung.¹³ 1990 gab es 51 Städte, in denen mehr als 750.000 Menschen lebten.¹⁴ Während die jährliche Wachstumsrate der Stadtbewölkerung im Zeitraum von 1960 bis 1993 noch bei durchschnittlich 3,1 % lag, wird für die Jahre 1993 bis 2000 ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 3,8 % erwartet.¹⁵ Insgesamt lebten im Jahre 1995 369,5 Mio. Menschen in Städten. Für das Jahr 2025 wird erwartet, daß es 831,9 Mio. Stadtbewohner geben wird.¹⁶

8 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 203f

9 Shanghai belegt zusammen mit Bombay, Indien, Platz 5 und 6, vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

10 Peking belegt zusammen mit Los Angeles, USA, Platz 7 und 8, vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

11 Tianjin belegt Platz 13, vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

12 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 151

13 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 206

14 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 151

15 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 206

16 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 151

5.1.2 Demographische Entwicklung

Mit einer Gesamtbevölkerungszahl von 1.191 Mio. Menschen im Jahre 1994¹⁷ ist China das bevölkerungsreichste Land der Erde¹⁸ vor Indien,¹⁹ den Vereinigten Staaten von Amerika²⁰ und Indonesien.²¹ Die Wachstumsrate der Bevölkerung zwischen 1980 und 1990 lag bei durchschnittlich 1,5 % jährlich und sank im Zeitraum von 1990 bis 1994 auf durchschnittlich 1,2 % im Jahr.²² Die durchschnittliche Lebenserwartung beträgt 69 Jahre.²³

Eine Veröffentlichung der Vereinten Nationen, bei denen die Zahlen der geschätzten Gesamtbevölkerung bereits für das Jahr 1993 die o. g. Zahlen der Weltbank für 1994 mit 1.196,4 Mio. Menschen etwas übersteigen, geht bei einem Wachstum der Bevölkerung von durchschnittlich 1,0 % jährlich²⁴ davon aus, daß sich die Gesamtbevölkerungszahl bis zum Jahr 2061 gegenüber dem Basisjahr 1993 verdoppeln wird. Das entspräche einer Gesamtbevölkerungszahl von bereits 1.284,6 Mio. Menschen im Jahre 2000.²⁵

91,96 % der Bevölkerung sind Han Chinesen, 8,04 % gehören Minoritätengruppen an.²⁶ Die offizielle Landessprache ist Mandarin. Die 7 unterschiedlichen Dialekte, die im Land gesprochen werden, und die Vielfalt der verschiedenen Schriftzeichen stellen jedoch ein Verständigungsproblem dar.²⁷ Die Analphabetenquote bei den Erwachsenen beträgt 19 %, ²⁸ das sind 27 % der Frauen und 10 % der Männer.²⁹

17 Vgl. World Bank, 1995, S. 8

18 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 112

19 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 293

20 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 670

21 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 299

22 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 228

23 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

24 Die Angaben für den jährlichen durchschnittlichen Bevölkerungszuwachs von 1 % beziehen sich hier auf den Zeitraum von 1993 bis 2000, vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 208

25 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 208

26 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 204

27 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 204

28 Indien hat eine Analphabetenquote von 48, Indonesien von 16 %, vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

29 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 234

5.1.3 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Mit einem Bruttosozialprodukt pro Kopf von 530 US\$ im Jahre 1994³⁰ gehört China als einer der größten Wirtschaftsräume der Welt³¹ nach den Kriterien der Internationalen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (IPRD)/Weltbank zu den Ländern mit niedrigem Einkommen.³² Es existieren starke Einkommensgefälle zwischen verschiedenen Provinzen, bei denen nur einige am wirtschaftlichen Fortschritt Chinas teilhaben, aber auch zwischen verschiedenen Wirtschaftszweigen und Bevölkerungsgruppen.³³ Über 90 % der Industrie- und Agrarproduktion des Landes findet im Osten Chinas statt.³⁴

9 % der gesamten Bevölkerung lebten im Zeitraum von 1980 bis 1990 in absoluter Armut.³⁵ Ein Programm zur Bekämpfung der Armut³⁶ wurde im Jahre 1993 eingeführt, welches im Zeitraum von 1994 bis 2000 mit gezielten Maßnahmen die Lebensbedingungen von Menschen, die unterhalb der Armutsgrenze leben, verbessern soll. Zu den geplanten Maßnahmen zählt u. a. die Elektrifizierung der Armenviertel. Angestrebt werden wirtschaftliche Verbesserungen, die bis zum Ende des Jahrhunderts 35 bis 40 Mio. Menschen zu einem Einkommen, das oberhalb der Armutsgrenze liegt, verhelfen soll.³⁷

Die chinesische Wirtschaft entwickelt sich schnell. So wurde durchschnittlich ein jährliches Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 10,4 % in den Jahren 1981 bis 1990 erreicht, welches in den beiden darauffolgenden Jahren auf 3,9 % bzw. 9,3 % absank und seitdem bis 1995 jährlich zum Teil erheblich über 10 % lag.³⁸ 1996 wuchs das Bruttoinlandsprodukt immerhin noch mit 9,6 % und sank in 1997 auf 8,8 % ab.³⁹ Für das Jahr 1998 wird davon ausgegangen, daß das angestrebte Wirtschaftswachstum von 8 % des Bruttoinlandsproduktes aufgrund der Auswirkungen der Überflutung des

30 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

31 Vgl. Hinte, 1995, S. 26

32 Zu dieser Einkommenskategorie zählen die Länder mit einem Bruttosozialprodukt von bis zu 725 US\$ pro Kopf im Jahre 1994, vgl. World Bank, 1996 (1), S. 214

33 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 220f

34 Vgl. Hinte, 1995, S. 27

35 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 151

36 Eight-Seven Poverty Reduction Plan (ESPRP), vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 55f

37 Vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 55

38 Das Basisjahr ist 1990, vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 223

39 Die 1997er Zahl wurde geschätzt, vgl. Asian Development Bank, 1998, S. 239

Yangtze⁴⁰ und der Asienkrise möglicherweise nicht erreicht werden kann.⁴¹ Im ersten Halbjahr 1998 war das Wachstum des Bruttoinlandsproduktes bisher nur 7 % höher als im ersten Halbjahr 1997.⁴²

Am chinesischen Bruttoinlandsprodukt von 522.172 Mio. US\$ im Jahre 1994 hatte der Sektor Industrie einen Anteil von 47 %, wobei der Bereich „Verarbeitendes Gewerbe“ hieran einen Anteil von 37 % hatte. Der Anteil des landwirtschaftlichen Sektors am Bruttoinlandsprodukt lag bei 21 %, der des Sektors Dienstleistungen bei 32 %.⁴³

Die Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der einzelnen Sektoren in den Zeiträumen von 1980 bis 1990 und 1990 bis 1994 wird in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 23: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der verschiedenen chinesischen Wirtschaftssektoren im Zeitraum von 1980 bis 1994			
Zeitraum	Landwirtschaft	Industrie	Dienstleistungen
1980-1990	5,9 %	11,1 %	13,6 %
1990-1994	4,1 %	18,8 %	9,9 %

Quelle: World Bank, Weltentwicklungsbericht 1996, Vom Plan zum Markt, 1996, S. 242

Hier wird deutlich, daß sich in den letzten Jahren das jährliche Wachstum der Sektoren Landwirtschaft und Dienstleistungen zugunsten des industriellen Sektors verschoben hat.

Die durchschnittliche Inflationsrate lag in den Jahren 1985 bis 1994 bei 9,6 %⁴⁴ und sank bis 1997 auf 2,8 %.⁴⁵ Öffentliche Entwicklungshilfe wurde 1994 in der Höhe von 0,6 % des Bruttosozialproduktes an China gezahlt.⁴⁶ Die gesamten Auslandsschulden beliefen sich 1997 auf 139 Mrd. US\$.⁴⁷

40 Vgl. Sawell, 1998, S. 19

41 Vgl. Seidlitz, 1998

42 Vgl. Harding, Kynge, 1998

43 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 244

44 Vgl. World Bank, 1995, S. 9

45 Vgl. Schilling, 1998 (1)

46 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 226

47 Vgl. Schilling, 1998 (1)

Mit einem Wirtschaftswachstum von 10,2 % im Jahre 1995 zählte China zu den Ländern mit den höchsten Wachstumsraten weltweit. Das schnelle Wachstum führte jedoch in den letzten Jahren zu Engpässen im Infrastrukturbereich, u. a. auch bei der Energieversorgung.⁴⁸ Trotz großer eigener Energiereserven behindert die unzureichende Elektrizitätserzeugung die wirtschaftliche Entwicklung.⁴⁹ In den letzten Jahren konnte jedoch über Änderungen in der gesamtwirtschaftlichen Produktion die Energieintensität der Produktion verringert werden.⁵⁰ In den Prognosen für die weitere wirtschaftliche Entwicklung nimmt die jährliche Wachstumsrate zwar ab, liegt aber mit 7,0 % für die Jahre 2000 bis 2010 immer noch vergleichsweise hoch. Bis zum Jahre 2010 wird erwartet, daß die Sektoren Industrie und Dienstleistungen einen Anteil von jeweils 42 % und die Landwirtschaft nur noch einen Anteil von 16 % am Bruttoinlandsprodukt haben werden.⁵¹ Die Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes lag 1991 bei 1,87 kgoe.⁵²

Eine wichtige externe Finanzierungsinstitution u. a. auch für Infrastrukturprojekte ist die Weltbank, die in den 15 Jahren seit der Öffnung Chinas bis zum Ende des Jahres 1994 insgesamt 148 Projekte in China mit 20.201 Mrd. US\$ unterstützte. 60 % dieser gewährten Darlehen wurden von der Weltbank (IBRD) direkt gewährt, 40 % von der International Development Association⁵³ (IDA).⁵⁴ Für den Transportsektor wurden in diesem Zeitraum 4.387 Mrd. US\$ für 28 Projekte bewilligt, das entspricht 21,5 % des gesamten Volumens, im Energiebereich wurden 21 Projekte mit Darlehen in der Höhe von 3.078 Mrd. US\$ unterstützt, was 15,1 % des Gesamtvolumens entsprach.⁵⁵ Im Jahre 1994 lag der Schwerpunkt bei den genehmigten Projekten im Infrastrukturbereich auf dem Ausbau der Elektrizitätsproduktion.⁵⁶

Es wird geschätzt, daß rund 40 % der gesamten privaten Direktinvestitionen vom Ausland an die Entwicklungsländer im Zeitraum von 1993 bis 1995 an China gezahlt wurden.⁵⁷

48 Vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 55

49 Vgl. Perkins, 1996, S. 23 und Kanayama, 1994, S. 5

50 Vgl. Johnson, Junfeng, Zhongxiao, Taylor, 1996, S. 24

51 Vgl. Priddle, 1996, S. 99f

52 Zum Vergleich: Indien - 1,32, Indonesien - 0,43, OECD - 0,24, vgl. Sengupta, 1996, S. 284

53 Vgl. Jin, 1995, S. 45

54 Die IDA ist eine Tochtergesellschaft der Weltbank und gewährt Kapitalhilfe zu günstigeren Bedingungen als die Weltbank, vgl. Nohlen (Hrsg.), 1993, S. 318

55 Vgl. Jin, 1995, S. 45

56 Vgl. Jin, 1995, S. 44

57 Vgl. Reddy, Williams, Johansson, 1997 (1), S. 31

5.1.4 Umweltprobleme

Die zur Zeit in China herrschenden Umweltprobleme sind vielfältig und betreffen alle Umweltmedien. Im Folgenden werden die gravierendsten Umweltprobleme dargestellt.

China ist nach den USA der zweitgrößte Emittent von CO₂-Emissionen weltweit.⁵⁸ Es wird erwartet, daß sich der chinesische Anteil an den globalen CO₂-Emissionen hauptsächlich aufgrund der vermehrten Nutzung von Kohle zur Energieerzeugung bis zum Jahre 2010 mit Emissionen von 4.970 Mio. t CO₂ auf 17 % erhöhen wird. Rund 80 % der CO₂-Emissionen Chinas sind energiebedingte Emissionen. Da in den Kohlekraftwerken zum Teil minderwertige Kohle verbrannt wird, kommt es außerdem zu starken Emissionen von Flugasche.⁵⁹ Ein weiterer Grund für die starke energiebedingte Luftverschmutzung sind die fehlenden Entschwefelungsanlagen in den Kohlekraftwerken.⁶⁰ Da Kohle auch in den Städten von der Bevölkerung sowohl zum Kochen als auch zum Heizen genutzt wird, kommt es auch dort zu starker Rauchentwicklung.⁶¹ So werden im Umweltbericht der Umweltbehörde (National Environmental Protection Agency/NEPA)⁶² für das Jahr 1996 die Emission von SO₂ landesweite Durchschnittswerte von 79 µg/m³ bei einer Bandbreite von 2-418 µg/m³ angegeben.⁶³

Obwohl die gravierenden Umweltprobleme der chinesischen Regierung bekannt sind und auch Maßnahmen für die umweltverträgliche Nutzung von Energie mit moderner Technik geplant sind, ist nicht geplant, auf den Energieträger Kohle für die Energieversorgung zu verzichten, da dieses die wirtschaftliche Entwicklung und den Lebensstandard der Bevölkerung beeinträchtigen würde.⁶⁴

Da ca. 860 Mio. Menschen auf dem Lande zu 75 % ihren Energiebedarf mit Biomasse decken,⁶⁵ bedroht die vermehrte Nutzung von Feuerholz die Wald

58 Vgl. Fischer, Holtrup, 1998, S. 268

59 Vgl. OECD, 1996, S. 98, 124f

60 Vgl. BfAI, 1995, S. 11

61 Vgl. OECD, 1996, S. 125

62 Die NEPA wurde im Frühjahr 1998 in ein eigenes Ministerium umgewandelt, die State Environmental Protection Administration, Mitteilung des chinesischen Umweltministers Xie Zhenhua anlässlich des 6. Chinesisch-Deutschen Umweltsymposiums auf der ENTSORGA '98 in Köln

63 Vgl. People's Republic of China/NEPA, 1996, S. 1f

64 Vgl. Jan, 1995, S. 82

65 Vgl. BfAI, 1995, S. 11

flächen und fördert die Erosion des Bodens.⁶⁶ Ein Fünftel des gesamten Bodens ist von Erosion betroffen. In der Zeit von 1950 bis 1970 hat sich das Wüstengebiet Chinas verdoppelt.⁶⁷

Das verfügbare Ackerland Chinas ist trotz der Größe des Landes begrenzt. Obwohl in China ca. 20 % der Weltbevölkerung leben, steht ihnen nur 7 % des weltweit verfügbaren Ackerlandes zur Bewirtschaftung zur Verfügung, welches sich u. a. aufgrund von Erosion, Besiedelung und der Ansiedlung von Industrie weiter vermindern wird.⁶⁸

Außer den energiebedingten Emissionen resultieren jedoch weitere Umweltprobleme aus der schnellen industriellen Entwicklung. So werden beispielsweise die stark ansteigende Zahl der ländlichen Industriebetriebe als eine der Ursachen für die steigende Umweltverschmutzung auf dem Lande angesehen, da trotz entsprechender Emissionskontrollen die Emissionsmengen so stark ansteigen, daß die Situation sich sogar verschlechtert.⁶⁹ Außerdem werden rund 90 % der jährlich anfallenden Industrieabfälle von rund 800 Mio. t nicht behandelt. Die drei großen Flüsse Chinas, der Yangtze, der Gelbe Fluß und der Huai-Fluß, sind in einigen Gegenden so stark verschmutzt, daß die Trinkwasserversorgung in diesen Teilen des Landes teilweise gefährdet ist.⁷⁰ Nach einer Untersuchung von 55.000 km der chinesischen Flüsse im Zeitraum von 1982 bis 1983 waren bereits zu diesem Zeitpunkt 85,9 % der untersuchten Strecke als Trinkwasser und für die Fischerei ungeeignet, 23,7 % der Strecke waren für die Bewässerung ungeeignet und 4,3 % der Strecke waren so stark verschmutzt, daß in diesem Bereich alle Fische aus dem Fluß verschwunden waren.⁷¹ Auf den möglichen Zusammenhang zwischen der Wasserkraftnutzung zur Energieerzeugung und Überschwemmungen der Flüsse wird in Kapitel 5.1.7.6 eingegangen.

Die wirtschaftliche Entwicklung des Landes wird von der chinesischen Regierung ausdrücklich als vorrangig vor dem Schutz der Umwelt angesehen. Diese Auffassung spiegelt sich auch in dem so gut wie nicht vorhan-

66 Vgl. OECD, 1996, S. 125

67 Vgl. Jan, 1995, S. 80

68 Vgl. BfAI, 1995, S. 11

69 Vgl. Jan, 1995, S. 74

70 Vgl. BfAI, 1995, S. 11

71 Vgl. Jan, 1995, S. 73

denen Umweltbewußtsein der chinesischen Bevölkerung, hauptsächlich der in den Städten wohnenden Menschen, wieder.⁷²

In der letzten Zeit wird jedoch ein verstärktes Durchgreifen der nationalen Umweltbehörde bemerkt, ca. 50.000 Fabriken wurden bereits aus Gründen der Umweltverträglichkeit geschlossen.⁷³

5.1.5 Energiewirtschaft und Energiepolitik

China ist als Exporteur von Erdöl Mitglied in der IPEC⁷⁴ und seit dem Jahre 1984 auch Mitglied der Internationalen Atomenergie Organisation (IAEO).⁷⁵

Zur Zeit wird die Stromversorgung durch Staats- bzw. Provinzunternehmen und zwei private Unternehmensgruppen (Huaneng und Hopewell/Hongkong) gewährleistet.⁷⁶ Der Kohleabbau erfolgt zur Hälfte durch staatliche Bergwerke.⁷⁷ Die andere Hälfte wird durch kleine Kohleminen, die von Gemeinden, Städten und Privatpersonen betrieben werden, produziert.⁷⁸ Für die Erdöl- und Erdgasförderung ist die China Oil and Natural Gas Exploration and Development Corporation (CONGEDC) zuständig.⁷⁹ In den letzten Jahren werden für die Ölexploration, insbesondere für die Offshore-Vorkommen im Bohai Meer und im Südchinesischen Meer, auch Vereinbarungen mit ausländischen Firmen abgeschlossen.⁸⁰ Auch im Elektrizitätssektor sind Investitionen ausländischer Anleger möglich.⁸¹

Die Fünfjahrespläne der chinesischen Regierung beschäftigen sich auch mit Entwicklungszielen für die Energiewirtschaft. Im Jahre 1996 begann der 9. Fünfjahresplan.⁸² Darüber hinaus gibt es Entwicklungspläne für die Energiewirtschaft wie z. B. den „Energieentwicklungsplan bis zum Jahr 2000“ und den „Zehnjahresplan für die Energieindustrie“, deren Inhalte jedoch nur unvollständig bekannt sind. Soweit sie bereits in Auszügen veröffentlicht

72 Vgl. Jan, 1995, S. 82

73 Vgl. BMZ/Schäfer, 1997, S. 3

74 Independent Petroleum Exporting Countries, vgl. BfAI, 1995, S. 6

75 Vgl. BfAI, 1995, S. 6

76 Vgl. BfAI, 1995, S. 6

77 Vgl. BfAI, 1995, S. 8

78 Vgl. UNIDO, 1992, S. 131

79 Vgl. UNIDO, 1992, S. 133

80 Vgl. BfAI, 1995, S. 8

81 Vgl. Zha, 1995, S. 1179

82 Vgl. Manhui, 1997, S. 119

wurden, gehen aus Ihnen u. a. die geplanten Erschließungsmaßnahmen für Kohle, Erdöl und Erdgas, die geplante Integration von ausländischem Kapital und Know How und die Einführung von Marktpreisen für einige Energieprodukte hervor.⁸³ Der Plan der Regierung, nur noch Großkraftwerke mit einer installierten Leistung von 300 und 600 MW zu errichten, wird jedoch durch den dringenden Strombedarf behindert,⁸⁴ der kurzfristiger verfügbare Lösungen erforderlich macht. Im Anschluß an die UNCED-Konferenz in Brasilien verabschiedete China im Jahre 1994 eine nationale Agenda 21, deren Ziele u. a. die Förderung der Umweltverträglichkeit bei Energieerzeugung und Transport sind.⁸⁵

Außerdem sollen verstärkt moderne Technologien bei der energetischen Nutzung der Kohle, wie Verflüssigung und Vergasung der Kohle und höhere Wirkungsgrade in den entsprechenden Kraftwerken, eingesetzt werden. Auch Alternativen zum bisherigen Kohletransport, der Transport über Pipelines, sind geplant.⁸⁶ Der Einsatz regenerativer Energien wie Sonne, Wind und Meerwasser zur Energieerzeugung soll unterstützt werden.⁸⁷ Um die erneuerbaren Energien langfristig auch wirtschaftlich für die Stromerzeugung einsetzen zu können, wurde von der chinesischen Regierung ein Entwicklungsprogramm eingeführt, in dem genaue Ziele für deren Nutzung festgelegt sind.⁸⁸ Im 9. Fünfjahresplan ist der Aufbau eines internationalen Zentrums geplant, um sich über Entwicklungen bei der Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung besser austauschen zu können.⁸⁹ Als geplante Energiesparziele für die Sektoren Industrie und Landwirtschaft werden 42 % gegenüber dem Ausgangswert angegeben.⁹⁰ In den Haushalten sollen ebenfalls energiesparendes Verhalten, z. B. durch den Einsatz energiesparender Geräte, gefördert werden.⁹¹

83 Vgl. Hinte, 1995, S. 65f

84 Vgl. BfAI, 1995, S. 7

85 Vgl. AUSAID, 1996, S. 27f

86 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

87 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

88 „New and Renewable Energy Development Program 1996-2010“, vgl. World Bank, 1996 (2), S. 4f

89 Vgl. Wu, Zhou, 1997, S. 316

90 Vgl. Hinte, 1995, S. 65f

91 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

Die chinesischen Energieversorgungsunternehmen bekommen derzeit Energiemengen zugeteilt,⁹² die sie zu festgelegten Preisen an bestimmte Verbrauchergruppen über ein Quotensystem weiterverteilen. Obwohl die Tarifstruktur in ganz China einheitlich ist, variieren die Preise u. a. abhängig von der in der Region verwendeten Energie- und Erzeugungsart, der Verbrauchergruppe und der Tageszeit. So kostet beispielsweise der von den privaten Haushalten im Raum Peking genutzte Strom zwischen 0,25 und 0,53 Yuan/kWh.⁹³ Verschiedenen Berechnungen zufolge sind die chinesischen Strompreise für die Sektoren Haushalte und Industrie in Peking im innerasiatischen Vergleich mit durchschnittlich 2,5 US cents per kWh für Haushalte und 2,4 US cents per kWh für den industriellen Sektor am niedrigsten.⁹⁴ Seit der Einführung des neuen Stromgesetzes zum 01.04.1996 dürfen neue Kraftwerke jedoch kostendeckende Preise berechnen. Die Tarife der alten Kraftwerke dürfen jährlich angehoben werden, um Kostensteigerungen aufzufangen.⁹⁵

Aufgrund des Nachfrageüberhanges kann es bei der Zuteilung von Elektrizität zu Engpässen kommen. Der Energiesektor kann weder den normalen Strombedarf noch den Bedarf zu Spitzenlastzeiten decken. Außerdem variiert die Stromqualität.⁹⁶ Sofern die zugeteilten Strommengen einem Unternehmen nicht ausreichen, wird der Mehrverbrauch über erheblich höhere Preise abgerechnet. Wenn die Betriebe diese Preise nicht zahlen können, werden sie solange stillgelegt, bis eine neue Stromzuteilung erfolgt. Teilweise umgehen die Unternehmen die hohen Preise für den Mehrverbrauch an Elektrizität mit einer eigenen Stromerzeugung, die zum Teil mit ineffizienten Dieselerzeugern erfolgt. Da die Verkaufspreise die Produktionskosten für Energie nicht immer decken, werden Innovationen zugunsten rationellerer Energieerzeugung und -verwendung behindert.⁹⁷

Zur Zeit gibt es in China 6 provinzübergreifende regionale Verbundnetze und 9 Provinznetze.⁹⁸ Bis zum Ende dieses Jahrhunderts wird die Integration aller Netze in ein Verbundnetz angestrebt.⁹⁹

92 Die Menge dieser Zuteilungen ist u. a. abhängig davon, ob das Gründungsdatum des EVU vor oder nach 1992 lag, vgl. BfAI, 1995, S. 7

93 Vgl. BfAI, 1995, S. 7f

94 Verglichen wurden Bangkok (Thailand), Hanoi (Vietnam), Jakarta (Indonesien), Seoul (Korea), Bombay (Indien), Peking (China) und Japan, vgl. OECD, 1996, S. 124

95 Vgl. Shao, Lu, Berrah, Tenenbaum, Zhao, 1997, S. 1

96 Vgl. Shao, Lu, Berrah, Tenenbaum, Zhao, 1997, S. 2

97 Vgl. Hinte, 1995, S. 71ff

98 Vgl. Zha, 1995, S. 1176

99 Vgl. Sauer, 1996, S. 28

Die Mengen Kohle, die von den Staats-, Provinz- und Bezirksbetrieben über die Planerfüllung hinaus produziert werden, und die Kohle der privaten Betriebe kann frei gehandelt werden, wenn entsprechende Transportkapazitäten bereitstehen.¹⁰⁰

5.1.6 Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage

China ist nach den USA und Rußland der weltweit drittgrößte Erzeuger und Verbraucher von Primärenergie.¹⁰¹ Die gesamte Energieproduktion Chinas von insgesamt 16.337 tausend BOE/Tag im Jahre 1994 entsprach mit 9,31 % knapp einem Zehntel der Weltenergieproduktion von 175.425 tausend BOE/Tag. Der Anteil der chinesischen Ölproduktion entsprach 1994 4,5 % der weltweiten Ölproduktion, der Anteil der chinesischen Kohleproduktion entsprach 27,45 % der Weltkohleproduktion.¹⁰² Mit der landeseigenen Erdgasproduktion lag China im Jahre 1994 mit 16,7 Mrd. m³ auf Platz 21 der 50 weltweit größten Erdgasförderländer bei einer weltweit geförderten Menge von 2.172,7 Mrd. m³ Erdgas. Mit der geschätzten Menge produzierten Öls lag China im Jahre 1995, gemessen an der geschätzten Menge weltweit produzierten Öls von 67.218 tausend BOE/Tag, mit 3.004 tausend BOE/Tag auf Platz 6 der 50 größten Ölförderländer weltweit.¹⁰³

China ist reich an Primärenergievorkommen und deckt seinen Energiebedarf weitgehend selbst.¹⁰⁴ Die Angaben über die chinesischen Primärenergievorkommen variieren je nach verwendeter Quelle und reichen z. B. bei Kohle von 290.000 Mio. metrische t bei der Asian Development Bank¹⁰⁵ über 600.000 Mio. metrische t,¹⁰⁶ 901.500 Mio. t¹⁰⁷ bis hin zu 1.001.865 Mio. t, angegeben im China Statistical Yearbook für das Jahr 1994.¹⁰⁸ Nachfolgend werden im wesentlichen die als verlässlich erscheinenden Angaben der Asian Development Bank genannt. Dort werden als Primärenergiereserven für China folgende Mengen angegeben:

100 Vgl. Hinte, 1995, S. 73

101 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

102 Vgl. Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.), 1996, S. 153ff

103 Für 1994 wurden hier keine Angaben gemacht, vgl. Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.), 1996, S. 155

104 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

105 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

106 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 221

107 Vgl. BfAI, 1995, S. 8

108 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 5

Tabelle 24: Primärenergiereserven in China

Kohle:	290.000,00 Mio. metrische t ¹⁰⁹
Rohöl und Kondensate (nachgewiesene Reserven):	870,00 Mio. t ¹¹⁰
Erdgas (nachgewiesene Reserven):	0,93 Billionen m ³ ¹¹¹
radioaktive Materialien:	keine Angaben
Geothermie (gesamtes Potential):	335,00 Bia. t SKE ¹¹²
Wasserkraft (gesamte theoretische Kapazität):	1.900,00 TWh ¹¹³
Gezeitenenergie (technisch erschließbares Potential):	110,00 GW ¹¹⁴
Sonnenenergie (theoretisches Potential):	170 Mrd. t SCE ¹¹⁵
Windenergie (theoretisches Potential):	1.600,00 GW ¹¹⁶
Windenergie (technisch/wirtschaftlich nutzbares Potential):	160,00 GW ¹¹⁷
Biomasse (theoretisches Potential):	keine Angaben
Biogas (theoretisches Potential):	keine Angaben

Quellen: Asian Development Bank, Energy Indicators of Developing Member Countries of ADB, 1994, S. 58f und Hinte, Internationale Imperative und nationale Restriktionen in der Energiepolitik der VR China, 1995, S. 49f, Chen, China's Investment Market for Renewable Energies, S. 387

Am gesamten Importvolumen von 103.959 Mio. US\$ im Jahre 1993 hatten Ölprodukte mit insgesamt 10.759,7 Mio. US\$ einen Anteil von 10,35 %. Dem stand mit 5.634,9 Mio. US\$ ein Anteil von 6,14 % der Ölproduktimporte am gesamten Exportvolumen von 91.744 Mio. US\$ 1993 gegenüber.¹¹⁸

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die Energieproduktion im Jahre 1994, aufgeteilt nach den verschiedenen Primärenergiearten, gegeben.

109 Soweit in der Quelle ausdrücklich „metrische“ Tonnen angegeben werden, wird dieses hier ebenfalls aufgeführt, vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

110 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

111 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

112 Vgl. Hinte, 1995, S. 49

113 Aus diesen Angaben geht jedoch nicht hervor, ob das technisch erschließbare Potential der Gezeitenenergie bereits berücksichtigt wurde, vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

114 Vgl. Hinte, 1995, S. 50

115 Vgl. Chen, 1997, S. 387

116 Vgl. Hinte, 1995, S. 49

117 Vgl. Hinte, 1995, S. 50

118 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 229

Tabelle 25: Chinesische Energieproduktion in '000 BOE/Tag (Barrel of Oil Equivalent) im Jahre 1994

Energieart	Chinesische Energieproduktion in '000 BOE/Tag	Anteil an der chinesischen Energieproduktion in %	Gesamte Weltenergieproduktion in '000 BOE/Tag
Öl	2.939	17,99	65.375
Erdgas	308	1,89	40.185
Kohle	12.183	74,57	44.383
Kernenergie	keine Angaben	keine Angaben	11.850
Wasserkraft und andere	907	5,55	13.272
Gesamt	16.337	100,00	175.065

Quelle: Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.), World Energy Yearbook 1996, 1996, S. 153ff

Der Stromverbrauch stieg von 1983 bis 1993 jährlich um ca. 9 %.¹¹⁹ Obwohl rund 860 Mio. Chinesen auf dem Lande sich zu 75 % mit Energie aus Biomasse, im wesentlichen Brennholz, versorgen,¹²⁰ wird der Primärenergieträger Biomasse weder in den Angaben zur Energieerzeugung noch in den Angaben zum Energieverbrauch separat ausgewiesen. Ca. 100 Mio. Menschen auf dem Lande leben immer noch ohne Stromversorgung.¹²¹

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über den Energieverbrauch der verschiedenen Sektoren im Jahre 1994, aufgeteilt nach den Primärenergiearten, gegeben.

119 Vgl. Priddle, 1996, S. 102

120 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

121 Vgl. Shao, Lu, Berrah, Tenenbaum, Zhao, 1997, S. 2

Tabelle 26: Energieverbrauch nach Sektoren in 10.000 SCE (Standard Tonnes of Coal Equivalent) in China im Jahre 1994

Sektor	Gesamt (in 10.000 SCE)	Kohle und Koks (in 10.000 t)	Energieart Öl und Ölpro- dukte (in 10.000 t)	Erdgas 100 Mio. m ³	Elektrizität 100 Mio. kWh
Forst- und Agrarwirt- schaft	5.104,98	1.894,20	1.089,06	0,40	530,58
Industrie, • davon Exploration /Bergbau, Verarbei- tung und entspr. Transport	87.853,40	116.572,10	18.970,02	149,51	6.982,95
• Produzierendes Gewerbe	9.521,76	11.129,65	2.282,79	54,68	768,16
• Strom, Gas-, Was- serproduktion, Verteilung	71.733,40	65.016,88	15.491,62	91,99	4.813,68
Baugewerbe	6.598,24	40.425,57	1.195,61	2,84	1.401,11
Transport, Lagerung, Post und Telekommu- nikation	1.349,30	516,27	240,99	0,38	149,69
Lebensmittel-, Groß- und Einzelhandel,	5.625,58	1.880,75	2.378,66	1,30	164,04
Andere	1.846,75	1.045,32	214,81	0,34	179,19
Private Haushalte	5.543,31	2.539,25	1.337,87	1,54	386,95
Gesamt	15.413,53	13.178,68	135,43	19,95	866,97
Gesamt	122.736,85	137.626,57	24.366,84	173,42	9.260,37

Quelle: People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), China Statistical Yearbook 1995, 1995, S. 204f

Nach eigenen Angaben betrug die Elektrizitätsproduktion Chinas im Jahre 1994 926,04 TWh,¹²² die von den nachfolgend aufgeführten Sektoren anteilig wie folgt verbraucht wurden:

122 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 203

Tabelle 27: Stromnachfrage im Jahre 1994 in China, aufgeteilt nach Sektoren

Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Wasserschutzbehörde:	53,06 TWh
Industrie:	698,30 TWh
Bauwesen:	14,97 TWh
Transport, Post, Telekommunikation:	16,40 TWh
Kommerzieller Sektor, Handel:	17,92 TWh
Dienstleistungen:	38,69 TWh
Private Haushalte:	86,70 TWh
Gesamt:	926,04 TWh

Quelle: People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), China Statistical Yearbook 1995, 1995, S. 203

Anderen Angaben zufolge betrug die gesamte Elektrizitätsproduktion Chinas im Jahre 1994 885,62 TWh, was nach dieser Quelle dann 6,97 % der weltweiten Elektrizitätsproduktion von insgesamt 12.700,10 TWh im Jahre 1994 entsprach.¹²³ Genaue Angaben zur Zusammensetzung des Primärenergieanteils der Stromerzeugung werden in der offiziellen chinesischen Quelle, dem Statistischen Jahrbuch, nicht gemacht. Es wird jedoch bei der Erzeugung unterteilt nach Elektrizität aus Wasser- und Wärmekraftwerken. So betrug der Anteil des aus Wasserkraft erzeugten Stromes 1994 mit 182,16 TWh 19,63 %, der Anteil, der mit Wärmekraftwerken erzeugt wurde, betrug mit 745,92 TWh 80,37 % von insgesamt 928,08 TWh.¹²⁴ Die installierte Kraftwerkskapazität der chinesischen Energieversorgungsunternehmen wurde für das Jahr 1994 mit 199.890 MW angegeben.¹²⁵ Kapazitäten von insgesamt 22.095 MW befinden sich im Zeitraum von 1993 bis 2000 im Bau, hierzu gehören 10 Kohlekraftwerke mit einer gesamten Kapazität von 8.000 MW, 9 Wasserkraftwerke mit einer gesamten Kapazität von 12.895 MW und ein Kernkraftwerk mit 1.200 MW Kapazität.¹²⁶ Ca. 57 GW alte, fossil befeuerte Kraftwerke mit einer jeweiligen installierten Leistung von 100 bis 300 MW sollen optimiert werden. Hier wird davon ausgegangen, daß Nachrüstungen

123 Vgl. Petroleum Economist Ltd., Arthur Andersen (Hrsg.), 1996, S. 113

124 Der unterschiedliche Angabe zwischen Gesamtenergieverbrauch und Output erklärt sich durch die Im- und Exportmengen von 1,85 TWh (Import) und 3,89 TWh (Export), vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.) 1995, S. 203

125 Vgl. Manhui, 1997, S. 118

126 Vgl. Zha, 1995, S. 1179

maßnahmen wirtschaftlicher als ein Neubau dieser Kapazität sind.¹²⁷ Angaben für den Wärmeverbrauch der Sektoren werden für das Vergleichsjahr 1994 nicht gemacht. Im Jahre 1995 wurde vom gesamten Inlandsverbrauch von 1.072.002 TJ rund 80 % vom industriellen Sektor genutzt. Die privaten Haushalte hatten einen Anteil von ca. 15 %.¹²⁸

Aufgrund des schnellen Wirtschaftswachstums kam es in der Vergangenheit zu einem starken Nachfrageüberhang nach Energie.¹²⁹ So stieg beispielsweise der Elektrizitätsverbrauch der Haushalte im Zeitraum von 1972 bis 1992 um 16,1 % jährlich an.¹³⁰ Obwohl im Jahre 1993 nur 68 % der Bevölkerung Chinas Zugang zur Elektrizitätsversorgung hatten¹³¹ und der Energieverbrauch pro Kopf im weltweiten Vergleich niedrig ist,¹³² wird vermutet, daß aufgrund von mangelnder Elektrizitätsversorgung ca. 25 % der Produktionskapazitäten des Landes nicht genutzt werden können.¹³³ Es wird erwartet, daß sich die Nachfrage nach Elektrizität von 1993 bis zum Jahre 2015 verdreifachen wird.¹³⁴ Zu den Ursachen für diesen Nachfrageüberhang zählen jedoch nicht nur ein mangelndes Energieangebot, geringe Energieeffizienz aufgrund von veralteter Technik und Qualitätsmängel der Energieträger. Ein erhebliche Anteil daran wird auch der Administration zugeschrieben.¹³⁵ Bis zum Jahre 2010 wird eine Ausbau der chinesischen Kraftwerkskapazitäten von 174,5 GW (1993) auf 438,6 GW installierte Leistung erwartet, von denen dann 123,7 GW aus Wasserkraftwerken, 10,7 GW aus Kernkraftwerken und 304,2 GW aus Wärmekraftwerken bereitgestellt werden sollen.¹³⁶ Ähnliche Angaben machen Razavi, Tippee und Smock. Ausgehend von einer Kapazität von 171.882 MW in 1993 wird ein Ausbau auf 442.287 MW erwartet, mit einem zukünftigen Anteil von 72 % Kohlekraft, 3 % Öl, 24 % Wasserkraft und Geothermie an den verwendeten Energieträgern. Die Verwendung von Öl und Kernkraft zur Stromerzeugung ist dort nicht vorgesehen. Als gesamter Investitionsbedarf für den Zeitraum 1996 bis 2010 wird

127 Vgl. Wei, 1997, S. 173

128 Vgl. OECD/IEA, 1997 (2), S. 539

129 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

130 Vgl. Asian Development Bank, Energy Indicators of Developing Member Countries of ADB, Manila, 1994, S. 11

131 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 14

132 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

133 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

134 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 221

135 Vgl. Hinte, 1995, S. 60

136 Vgl. OECD, 1996, S. 116

eine Summe von 409.933 Mio. US\$, d. h. jährlich durchschnittlich 27.329 Mio. US\$, erwartet.¹³⁷ Bis zum Jahre 2050 ist ein Ausbau der Kraftwerkskapazitäten auf 1.650 GW geplant, wobei Kohlekraftwerke mit 66,7 % dann immer noch den größten Anteil an Strom bereitstellen sollen, während Kernkraft mit 12,2 %, Wasserkraft mit 15,2 % und erneuerbare Energien mit 5,9 % zur Stromerzeugung beitragen sollen.¹³⁸ Zwischen 1981 und 1992 stiegen die Investitionen im Energiesektor jährlich mit einer durchschnittlichen Rate von 24,6 % auf 53,6 Mrd. Yuan.¹³⁹ Bei der weiteren Finanzierung des Ausbaus wird es unmöglich sein, auf Independent Power Producer (IPPs) und damit auch auf ausländisches Kapital zu verzichten. Langfristig werden internationale Kooperationen als unverzichtbar angesehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.¹⁴⁰

5.1.7 Energieoptionen zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs

5.1.7.1 Kohle

In China werden bisher verstärkt eigene Kohlereserven zur Deckung der steigenden Energienachfrage genutzt, um einerseits unabhängig zu bleiben und andererseits für die sonst nötige Einfuhr von Primärenergie die eigenen Devisenreserven nicht antasten zu müssen.¹⁴¹ Im Jahre 1995 waren Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 162,9 GW installiert.¹⁴² Bis zum Jahre 2010 wird eine Kapazitätsausweitung auf 293 GW bei Kohlekraftwerken angestrebt.¹⁴³ Bei einem anhaltenden Wachstum von jährlich 8 bis 9 % wird jedoch damit gerechnet, daß China zum Beginn des nächsten Jahrhunderts Kohle und Öl importieren müßte, um die steigende inländische Nachfrage zu befriedigen.¹⁴⁴

Chinesische Kohle hat eine vergleichsweise schlechte Brennstoffqualität, sie ist sehr asche- und schwefelhaltig. Dieses wirkt sich ungünstig auf die mög

137 Vgl. Razavi, Tippee, Smock, 1996, S. 42

138 Hier wird ausgegangen von Kapazitätserweiterungen auf 540 GW in 2010 und 800 GW in 2020, vgl. Müller-Kirchenbauer, Wagner, Yankai, 1998 und Yankai, 1998, S. 6

139 Vgl. Dongsoo, 1997, S. 46

140 Vgl. Chao, 1996, S. 36f

141 Vgl. Kanayama, 1994, S. 1

142 Vgl. Yankai, 1998, S. 10

143 Vgl. OECD, 1996, S. 115, die Europäische Kommission rechnet damit, daß zukünftig 60 % der zusätzlich installierten Leistung Kohlekraftwerke sein werden, vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 1996, S. 15

144 Vgl. Kanayama, 1994, S. 1

licherweise erreichbaren Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke aus.¹⁴⁵ Der Aschegehalt der Kohle liegt bei 30 %, der Schwefelgehalt bei 1 %. Der Aufbereitung der Kohle für die Stromproduktion soll daher zukünftig verbessert werden, um eine umweltverträglichere Nutzung zu gewährleisten.¹⁴⁶

Ein großes Problem bei der chinesischen Energieversorgung, die hauptsächlich auf dem Primärenergieträger Kohle basiert, war bisher u. a. das Transportproblem der Kohle, da zwischen den Orten im Nordwesten Chinas, wo sich rund 70 % der Kohlereserven befinden und Kohlebergbau betrieben wird, und den Industriegebieten im Süden und Osten des Landes, wo die Kohle als Energieträger hauptsächlich benötigt wird, große Entfernungen liegen. Kohle hat einen Anteil von 40 % an den per Bahn transportierten Gütern und 27 % an den per Schiff beförderten Gütern. Zum Beginn des nächsten Jahrtausends wird erwartet, daß die chinesische Regierung die Kohlepreise dem Weltmarktniveau annähern wird, die Kohlepreise würden dann ansteigen. Des weiteren wird davon ausgegangen, daß die Transportanstrengungen verringert werden könnten, wenn Kohle aus Ländern wie Australien oder Vietnam für neu gebaute Dampfkraftwerke an der südlichen Küste importiert werden würde,¹⁴⁷ oder wenn die Kohlekraftwerke näher bei den Kohleminen liegen würden, so daß dann statt der Kohle Elektrizität transportiert werden könnte.¹⁴⁸

Rund 40 % der Kohleproduktion erfolgt durch kleine Familienunternehmen und Genossenschaften. Aufgrund ungenügender Sicherheitsmaßnahmen kam es dabei allein 1995 zu 3.362 Unfällen, die tödlich endeten. Berücksichtigt wurden hier jedoch nur Unfälle, bei denen mindestens drei Personen umkamen.¹⁴⁹

Kohlekraftwerke, die in den letzten Jahren gebaut wurden, stammten zum Teil aus westlicher Produktion. Für diese Standardblöcke mit einem Wirkungsgrad von knapp 40 % wurden Kosten von ca. 800,00 bis 1.000,00 US\$/kW angegeben. Auch Kohlekraftwerke unter russischer Beteiligung mit Investitionskosten von ca. 550,00 bis 800,00 US\$/kW und gleichen Wirkungsgraden wurden in den letzten Jahren gebaut. Drei Viertel der zusätzlichen Kapazitäten stammte jedoch aus eigener Produktion und wurde ohne

145 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 58

146 Vgl. Wu, 1997, S. 77ff

147 Vgl. Kanayama, 1994, S. 10 und Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 221

148 Vgl. OECD, 1996, S. 115

149 Vgl. Sauer, 1996, S. 26

ausländische Beteiligung mit einem Nettowirkungsgrad von durchschnittlich 35 % errichtet. Die Investitionskosten für diese Kraftwerksblöcke lagen bei weniger als 540,00 US\$/kW.¹⁵⁰ Mehrere hundert Kohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 50 bis 125 MW, die vor 20 bis 30 Jahren gebaut wurden, sind für die Nachrüstung als Kohlekraftwerk mit atmosphärischer Wirbelschichtfeuerung geeignet.¹⁵¹ Ab 2010, wenn Kostensenkungen für Kohlevergasungskraftwerke auf unter 1.000,00 US\$/kW bei einer Blockgröße von 500 MW erwartet werden, wird ein jährlicher Marktanteil von 15 % (3.000 MW) an den gesamten zusätzlich zu bauenden Kohlekraftwerken für möglich gehalten.¹⁵²

Ob die chinesischen Kraftwerksbetreiber bereit sein werden, Wirkungsgradverluste und zusätzliche Kosten für nachgeschaltete Emissionsreduktionsmaßnahmen zur Verminderung der NO_x und SO₂-Emissionen hinzunehmen, wird bisher noch bezweifelt.¹⁵³

5.1.7.2 Erdöl

Von der gesamten Rohölproduktion werden 75 % auf den drei größten Ölfeldern Daqing, Shengli und Lianhe gefördert. Die Exploration von Ölfeldern wie z. B. vom Talimu Basin oder der Offshore-Felder hat erst vor kurzem begonnen.¹⁵⁴ Aufgrund der derzeitige Überflutungen bei den Erdölfeldern von Daqing mußten dort jedoch bereits 500.000 Ölquellen geschlossen werden.¹⁵⁵ Da ein weiterer sprunghafter Anstieg von Privatfahrzeugen erwartet wird, China aber nicht über die entsprechenden Raffineriekapazitäten verfügt, um Produkte wie z. B. Benzin oder Kerosin in ausreichenden Mengen zur Verfügung zu stellen, müßten diese Produkte ebenso wie Rohöl noch vor der Jahrtausendwende importiert werden. Erwartet werden Nettoimporte von Rohöl und Ölprodukten in der Höhe von 30-40 Mio. Tonnen um das Jahr 2000, wobei davon ausgegangen wird, daß das Rohöl, welches in den Daqing-Ölfeldern gefördert wird, aufgrund seiner geringen Schwefelanteile als hochpreisiges Exportprodukt als Devisenquelle erhalten bleibt.¹⁵⁶ Ein

150 Vgl. Müller-Kirchenbauer, Wagner, Yankai, 1998

151 Vgl. Yankai, 1998, S. 46

152 Vgl. Yankai, 1998, S. 49f

153 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 56

154 Vgl. Kanayama, 1994, S. 10

155 Vgl. Dunkel, Kamp, 1998, S. 37

156 Vgl. Kanayama, 1994, S. 12

Ausbau der ölbefeuerten Kraftwerkskapazitäten über 9 GW hinaus, was dem Stand von 1993 entspricht, wird nicht erwartet.¹⁵⁷

5.1.7.3 Erdgas

Erdgasbefeuerten Kraftwerkskapazitäten werden in China nur in geringem Maße genutzt. Ein Ausbau der Kapazitäten über 3 GW hinaus bis zum Jahre 2010 wird nicht erwartet.¹⁵⁸ Erdgasreserven befinden sich hauptsächlich in Sichuan und im Südwesten des Landes.¹⁵⁹

5.1.7.4 Kernenergie

Zur Zeit werden in China 2 Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von 300 MW in Quinshan in der Provinz Zhejiang und 1.600 MW in der Nähe der Sonderwirtschaftszone Shenzhen in der Provinz Guangdong betrieben.¹⁶⁰ Beide Kraftwerke sollen weiter ausgebaut werden. Außerdem sind Kernkraftwerke nördlich von Daya Bay und Lingao in der Provinz Guangdong, im Westen der Provinz Yangjiang sowie in den Provinzen Jilin, Laoning, Jiangsu und Hainan Shandong geplant.¹⁶¹ Bis zum Jahre 2010 ist der Ausbau von Kernkraftwerken bis zu einer installierten Leistung von 15,7 GW geplant.¹⁶²

5.1.7.5 Biomasse

Zum Energieträger Biomasse zählen in China Holz und Holzrückstände als Brennmaterial, Biogas und Bagasse, ein Kuppelprodukt, welches bei der Zuckerproduktion anfällt. Die ländlichen Gebiete Chinas verwenden zur Zeit pro Jahr rund 180 Mio. t Feuerholz, um ihren Energiebedarf zu decken. Dieses ist knapp das Doppelte der Menge von 93 Mio. t Holz aus Brennholzwäldern und den restlichen Waldflächen, die jährlich für die Brennholznutzung vorgesehen ist, wenn eine dauerhafte Nutzung des Holzes für die Energieerzeugung gewährleistet sein soll. Staatliche und private Aufforstungs-

157 Vgl. OECD, 1996, S. 115

158 Vgl. OECD, 1996, S. 116

159 Vgl. Hinte, 1995, S. 29

160 70 % der Kapazität des Kernkraftwerkes Daya Bay in der Provinz Guangdong ist jedoch für die Stromerzeugung Hongkongs gedacht, vgl. BfAI, 1995, S. 9

161 Vgl. BfAI, 1995, S. 9

162 Vgl. OECD, 1996, S. 101

programme, die u. a. vorsehen, daß die Bauern private Brennholzparzellen bekommen, bewirkten z. B. im Jahre 1995, daß 50 % der Aufforstung von den Haushalten selbst durchgeführt wurden. Gleichzeitig steht jedoch bereits jetzt für die Hälfte der Bauern in einem Zeitraum von ungefähr 3 Monaten jährlich nicht genügend Feuerholz zur Energieversorgung zur Verfügung.¹⁶³

Obwohl China im weltweiten Vergleich mit einer installierten Leistung von insgesamt 25 MW zur Elektrizitätserzeugung aus 4 Mio. Biogasanlagen¹⁶⁴ einer der größten Nutzer von Biogasanlagen ist, ist der Anteil von Biogas an der gesamten Energieerzeugung Chinas gering.¹⁶⁵ Im Rahmen einer geplanten Ausweitung der Zuckerproduktion wird die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung mit Bagasse untersucht.¹⁶⁶

Traditionelle Brennstoffe wie Feuerholz, Holzkohle, Bagasse und Abfall hatten 1993 einen Anteil von 6 % am gesamten chinesischen Energieverbrauch,¹⁶⁷ werden jedoch bei den entsprechenden Angaben nicht immer erfaßt.

5.1.7.6 Wasserkraft

Für die Energieerzeugung durch Wasserkraft gibt es ein großes Potential in China,¹⁶⁸ die installierte Leistung der Wasserkraftwerke lag 1995 bei 52,2 GW.¹⁶⁹ Rund 10 GW der installierten Leistung verteilen sich auf etwa 76.000 kleine Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von unter 12 MW. Mit den kleinen Wasserkraftwerken wird fast 40 % der auf dem Lande benötigten Elektrizität produziert. Die geographischen Gegebenheiten Chinas bieten ein Potential von ca. 70 GW für kleine Kraftwerke mit einer Leistung von 10-30 MW.¹⁷⁰ Die Kapazität der kleinen Wasserkraftwerke für die Stromerzeugung soll bis zum Jahr 2010 auf eine installierte Kapazität von 27.880 MW, bis 2020 auf geschätzte 39.158 MW ausgeweitet werden.¹⁷¹

163 Vgl. Hinte, 1995, S. 51f

164 Das Biogas wird aus tierischen und pflanzlichen Abfällen erzeugt, vgl. Hinte, 1995, S. 52

165 Vgl. Hinte, 1995, S. 52

166 Vgl. World Bank, 1996 (2), S. 26ff

167 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 287, 293

168 Vgl. Tabelle 24, Primärenergiereserven in China

169 Vgl. Yankai, 1998, S. 10

170 Vgl. Hinte, 1995, S. 47f

171 Vgl. World Bank, 1996 (2), S. 6

Der Bau mittlerer und großer Wasserkraftwerke soll jedoch nach Angaben der chinesischen Entwicklungsplanung bevorzugt werden.¹⁷² Im Hinblick auf die Industriestandorte ist die regionale Verteilung der Potentiale jedoch ungünstig, da von dem gesamten energetisch nutzbaren Wasserkraftpotential ca. 70 % im Südwesten Chinas, ca. 10 % in Zentralchina und ca. 13 % im Nordwesten des Landes vorkommen.¹⁷³

Für das umstrittene Drei-Schluchten-Staudammprojekt, welches mit einer geplanten installierten Leistung von 17,68 GW um rund 70 % größer wäre als jedes andere Wasserkraftwerk weltweit, ist bei einer Staukapazität von 39,3 Mrd. m³ Wasser eine Dammlänge von 2.807 m und eine Dammhöhe von 185 m geplant.¹⁷⁴ Die geschätzten Kosten für dieses Staudammprojekt liegen bei 20 bis 65 Mrd. US\$.¹⁷⁵ Für diesen Bau sind große Eingriffe in die Natur und den Lebensraum der im betroffenen Gebiet lebenden Menschen notwendig. Überflutet werden sollen hierfür ca. 24.000 ha Agrarland, 1.000 km Straßen, 657 Fabriken und 139 Kraftwerke mit einer bereits installierten Leistung von 77 MW. Außerdem müssen etwa 1 Mio. Menschen umgesiedelt werden, obwohl davon ausgegangen wird, daß ausreichend gleichwertiges Land nicht zur Verfügung steht.¹⁷⁶ Auch nach Inbetriebnahme des Staudammprojektes kann es aufgrund der Größe des Projektes zu ökologischen Problemen kommen. So transportiert der Yangtze Fluß die weltweit drittgrößte Menge Schlamm. Es wird davon ausgegangen, daß sich hiervon insgesamt ca. 70 % ablagern werden, das entspräche bereits in 50 Jahren einer Ablagerung von bis zu 10 Mrd. t Schlamm, die sich negativ auf die Lebensbedingungen des Reservoirs, aber auch auf die Stromerzeugung auswirken würden. Mögliche negative Folgen hiervon wären Beeinträchtigungen der Schiffbarkeit, Überschwemmungen am Mittel- und Oberlauf des Yangtze sowie eine Schädigung der Landwirtschaft am Unterlauf des Flusses.¹⁷⁷ Während Befürworter des Projektes aufgrund der Dammbauten von geringeren Überschwemmungen des Yangtze als bisher ausgehen, befürchten Kriti

172 Vgl. Hinte, 1995, S. 66

173 Vgl. BfAI, 1995, S. 8

174 Vgl. BfAI, 1995, S. 9

175 Vgl. Pearce, 1997, S. 87

176 Vgl. Hinte, 1995, S. 48, die Angaben über die Umsiedelung der Bevölkerung und die Überflutung der Fabriken und des Ackerlandes variieren jedoch, so werden in der Veröffentlichung des BfAI 1,3 Mio. Menschen, 1.600 Fabriken und 24.500 ha Ackerland erwähnt, vgl. BfAI, 1995, S. 9

177 Vgl. Hinte, 1995, S. 48

ker, daß dadurch die Überschwemmungen zwar seltener, aber dafür das Ausmaß noch größer als bisher sein könnte.¹⁷⁸

Weitere mögliche Wasserkraftprojekte sind z. B. Ertan, Longtan und Wuqiangxi. Mit ihnen würde eine installierte Kapazität von 9,2 GW geschaffen werden können.¹⁷⁹ Während bei kleineren Wasserkraftwerken die Installationskosten pro erzeugter kWh höher sind als bei Großprojekten, können sie jedoch in kürzerer Zeit erbaut werden und sind oft umweltverträglicher als Großprojekte.¹⁸⁰ Ob diese Projekte im Gegensatz zu dem Drei-Schluchten-Projekt mit insgesamt rund der halben Kapazität dieses Projektes jedoch als umweltverträgliche Alternative gelten können, erscheint aufgrund der Größe der Projekte immer noch fraglich.

China hat 80.000 km Küstenlänge am Festland, weitere 14.000 km Küstenlänge an den verschiedenen Inseln und elf große Flüsse, wo die Gezeiten für die Stromerzeugung genutzt werden könnten.¹⁸¹ Von dem gesamten technisch erschließbaren Potential der Gezeitenkraft,¹⁸² welches zu 80 % in den Küstenprovinzen Zhejiang und Fujian existiert, werden bisher erst Kraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 8,3 MW genutzt.¹⁸³ Ein Ausbau auf 100 MW bis zum Jahre 2000 ist an der Südküste von China geplant.¹⁸⁴

5.1.7.7 Geothermie

Die geothermischen Ressourcen Chinas werden mit 25 MW installierter Kraftwerkskapazität zur Stromerzeugung, aber auch direkt als Wärmequelle in Haushalten, der Landwirtschaft sowie vom Tourismussektor genutzt. Die erschließbaren geothermischen Ressourcen befinden sich in den Provinzen Tibet, Yunnan, Sichuan, Fujian und Guangdong.¹⁸⁵ Die Kapazitäten sollen bis zum Jahre 2010 auf 200 MW und bis 2020 auf 330 MW ausgebaut werden.¹⁸⁶

178 Vgl. Sawell, 1998, S. 19

179 Vgl. Hinte, 1995, S. 48

180 Vgl. Hinte, 1995, S. 48

181 Vgl. Manhui, 1997, S. 74f

182 Vgl. Tabelle 24, Primärenergiereserven in China

183 Vgl. Hinte, 1995, S. 50

184 Vgl. Chen, 1997, S. 388

185 Vgl. Hinte, 1995, S. 49

186 Vgl. World Bank, 1996 (2), S. 6

5.1.7.8 Sonnenenergie

Die energetische Nutzung der Sonnenenergie in China ist möglich, da rund 2/3 des Landes mit einer Sonnenscheindauer von über 2.000 Stunden pro Jahr günstige Bedingungen aufweisen. Auch hier variieren die Bedingungen regional.¹⁸⁷ Die Strahlungsintensität liegt beispielsweise im südlichen und westlichen Teil der Provinz Qinghai bei 4,5 bis 5,9 kWh/m² am Tag.¹⁸⁸ Sonnenenergie wird bisher zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme genutzt.¹⁸⁹ Für das nordwestliche China wird eine Stromerzeugungskapazität von insgesamt 1.200 MW bei der Nutzung von Solar Home Systemen und netzgebundenen Photovoltaikanlagen prognostiziert.¹⁹⁰ Ein Ausbau der Kapazitäten von Photovoltaik und solarthermischen Anlagen ist auf 200 MW im Jahre 2010 und 500 MW im Jahre 2020 geplant.¹⁹¹

5.1.7.9 Windenergie

Die energetische Nutzung der Windenergie erfolgt über Windpumpen mit einer installierten Kapazität von 2,1 MW, kleinen Windkraftanlagen mit einer installierten Kapazität von 13 MW sowie durch 6 Windfarmen mit einer Gesamtkapazität von 1,5 MW. Auch bei diesem Energieträger befindet sich das erschließbare Potential hauptsächlich in dünn besiedelten Landesteilen wie der inneren Mongolei und zwischen den Altay-, Kunlun- und Tianshan-Gebirgen,¹⁹² jedoch auch an der langen Küste. Zwischen Shanghai und Hongkong werden Windgeschwindigkeiten von 6,4 bis 8,5 m/s gemessen.¹⁹³ Allein mit der Unterstützung durch deutsche Entwicklungszusammenarbeit wurden Windparks mit einer installierten Gesamtleistung von 48 MW erstellt.¹⁹⁴ Bis zum Jahre 2000 sollen Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 1000 MW installiert werden, bis zum Jahre 2010 eine Kapazität von 3.100 MW, bis 2020 insgesamt 8.500 MW.¹⁹⁵ Der größte Teil der Windturbinen wurde importiert, ca. 3 % in China produziert.¹⁹⁶

187 Vgl. Hinte, 1995, S. 49

188 Vgl. World Bank, 1996 (2), S. 19

189 Vgl. Hinte, 1995, S. 49

190 Vgl. Jhirad, Langer, 1997, S. 420

191 Vgl. World Bank, 1996 (2), S. 6

192 Vgl. Hinte, 1995, S. 50

193 Vgl. o. V., Größter Markt überhaupt, 1996, S. 36

194 Vgl. KfW, 1998, Anlage 3

195 Vgl. OECD, 1996, S. 101 und World Bank, 1996 (2), S. x, 6

196 Vgl. Dai, Chen, Wu, Cai, 1997, S. 362

5.1.7.10 Steigerungsmöglichkeiten der Energieeffizienz

Die Effektivität der gesamten Energieumwandlung lag 1994 bei insgesamt 65,20 %, das entsprach einer Effizienz von 97,48 % bei der Raffinierung von Petroleumprodukten und 89,62 % beim Koken, jedoch nur 39,35 % bei der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung durch Kraftwerke.¹⁹⁷ Aber auch bei den Energieverbrauchern ist der Wirkungsgrad der genutzten Anlagen, wie z. B. im industriellen Sektor u. a. bei Öfen, Motoren und Heizkesseln und bei den in den Haushalten genutzten Herden, im Vergleich zum Stand der Technik niedrig.¹⁹⁸ Hier sind Effizienzsteigerungen durch den Einsatz moderner Technologien möglich. Es wird geschätzt, daß so eine Steigerung der Energieeffizienz um 30 % bis 40 % erreichbar wäre.¹⁹⁹ So werden beispielsweise für die chinesische Stahlproduktion Einsparpotentiale von bis zu 60 % angegeben.²⁰⁰

Es wird davon ausgegangen, daß ca. 40-45 % der gesamten Spitzenlast bei der Stromerzeugung für Beleuchtung verwendet wird. Der Einsatz energiesparender Lampen und andere Optimierungsmöglichkeiten im Beleuchtungsbereich könnten hier zu einer deutlichen Reduktion von Spitzenlast und Stromverbrauch führen.²⁰¹

Energiesparmaßnahmen wurden bereits seit Beginn der 80er Jahre von den verantwortlichen Stellen gefordert und unterstützt. Dieses erfolgte u. a. über Energiekontingentierungen, Rationierungen von Stromzuteilungen, aber auch über Steuerbefreiungen für energiesparend produzierte Güter und Steuervorteile und Staatskredite für die Wirtschaft, um die Verwendung energiesparender Technologie zu fördern.²⁰² So war es möglich, im Zeitraum von 1980 bis 1990 den gesamten Energieverbrauch pro Einheit BSP um 30 % von 13,36 t SKE auf 9,3 t SKE zu senken.²⁰³ Das gesamte Energiesparvolumen für China soll bei 300 bis 400 Mio. t SKE liegen.²⁰⁴

Gleichzeitig werden jedoch verschiedene Faktoren, wie beispielsweise das Fehlen einer entsprechenden Regulierung, fehlende Effizienzstandards, ein

197 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 207

198 Vgl. Hinte, 1995, S. 58

199 Vgl. Hinte, 1995, S. 59f

200 Vgl. Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 72

201 Vgl. Wu, Wei, 1994, S. 170

202 Vgl. Hinte, 1995, S. 71

203 Vgl. Manhui, 1997, S. 178

204 Vgl. Manhui, 1997, S. 184

fehlendes Energiebewußtsein oder fehlende Mittel für die Umsetzung von Energiesparstrategien, als Hinderungsgründe für eine erfolgreiche Energiesparstrategie erkannt und sollen im 9. Fünfjahresplan verbessert werden.²⁰⁵ Für die Umsetzung von Energiesparzielen wurde die China Energy Conservation Company gegründet, die der nationalen Planungskommission direkt unterstellt ist.²⁰⁶

Eine Verringerung der Energieintensität wird u. a. aufgrund des hohen Anteils des industriellen Sektors an der gesamten Wirtschaft, der Ineffizienz der Energieproduktion, der Produktion vieler kleiner Betriebe und fehlender marktwirtschaftlicher Anreize zum Energiesparen nicht erwartet.²⁰⁷

5.1.8 Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung des Transportsektors

Bis zum Ende des Jahres 1993 gab es in China Straßen mit einer Gesamtlänge von 1.083.476 km, wovon 960.236 km befestigt waren, sowie navigierbare Wasserstraßen im Inland mit einer Gesamtlänge von 110.174 km. Die Hauptwasserstraßen sind der Yangtze River (Changjiang), der Pearl River (Zhujiang), der Heilongjiang, der Grand Canal und der Xiangjiang.²⁰⁸ Zum Jahresende 1993 war in ganz China eine Strecke von 53.802 km mit dem Zug befahrbar, hiervon waren 14.315 km zweigleisig und 8.935 km elektrifiziert.²⁰⁹

Um die wirtschaftliche Entwicklung der ländlichen Regionen zu fördern, wird ein Ausbau des Straßennetzes als unverzichtbar angesehen, da 69 % der gesamten Landesfläche bergig und somit für den Eisenbahnverkehr schwer zu erschließen ist. Insbesondere in den bergigen Regionen würden weit auseinanderliegende Siedlungen durch ein ausgebautes Straßennetz individueller an der wirtschaftlichen Entwicklung teilhaben können.²¹⁰ Als problematisch wird jedoch angesehen, daß sich bisher auf Landstraßen und Ortsdurchfahrten der motorisierte und nichtmotorisierte, der langsame und schnelle Verkehr, vermischt, was z. B. aufgrund der derzeitigen Straßenverhältnisse zu einem geringen Geschwindigkeitsniveau führt, aber auch die Möglichkeiten

205 Vgl. Cao, 1997, S. 44ff

206 Vgl. Chen, 1997, S. 389

207 Vgl. Priddle, 1996, S. 121

208 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 247

209 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 247

210 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 31

von Verkehrsunfällen steigert.²¹¹ Außer dem Ausbau des Straßennetzes wird eine Verbesserung der niedrigen Qualität der Straßen und Brücken als erforderlich angesehen.²¹²

Das Verkehrsaufkommen (Personen- und Tonnen-km) pro Verkehrsweg (Schiene, Straße, Wasser, Luft, Pipeline) wurde für das Jahr 1994 ermittelt, indem das Passagier- bzw. Frachtvolumen dividiert wurde durch die Länge der Transportroute des jeweiligen Verkehrsweges.²¹³ In der nachfolgenden Tabelle werden die jeweiligen Personen- und Tonnen-km sowie der prozentuale Anteil an den jeweiligen Verkehrswegen dargestellt.

Tabelle 28: Aufteilung von Personen- und Frachtverkehr auf die chinesischen Verkehrswege im Jahre 1994				
	Fracht		Personen	
	Mio. tkm	prozentualer Anteil	Mio. pkm	prozentualer Anteil
Gesamt	3.326.099	100,00	859.143	100,00
Schiene	1.245.750	37,45	363.605	42,32
Straße	448.630	13,49	422.030	49,12
Wasser	1.568.660	47,16	18.350	2,14
Luft	1.859	0,06	55.158	6,42
Pipeline ²¹⁴	61.200	1,84	---	---

Quelle: People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), China Statistical Yearbook 1995, 1995, S. 468f

Hier wird ersichtlich, daß der Frachttransport 1994 überwiegend über die Bahn und die Binnenschifffahrt²¹⁵ abgewickelt wurde, während im Personenverkehr hauptsächlich die Bahn und der Straßenverkehr frequentiert wurden. Die gesamten Tonnen- und Personen-km haben sich in den letzten 10 Jahren

211 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 325

212 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 134

213 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 503

214 Betrifft nur Petroleum- und Gas-Pipelines, vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 469

215 Die Verschiffung von Gütern über den Ozean betrifft nur einen geringen Teil des Frachtverkehrs, im Jahre 1993 entsprach dieser Frachtverkehr 913 Mio. tkm, bei einer gesamten Frachtverschiffung von 1.386.330 tkm, für 1994 liegen hierfür keine Angaben vor, vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 230

im Frachtbereich von 1.569.400 Mio. tkm²¹⁶ in 1984 auf 3.326.100 Mio. tkm in 1994 und im Personenverkehr von 362.000 Mio. pkm²¹⁷ im Jahre 1984 auf 859.100 Mio. pkm in 1994 mehr als verdoppelt.²¹⁸

Beim Frachtverkehr sank der prozentuale Anteil des Schienenverkehrs im Zeitraum von 1984 bis 1994 von 46,18 % auf 37,45 %, während sich der Anteil des Straßenverkehrs von 9,79 % auf 13,49 % und der des Schiffsverkehrs von 40,37 % auf 47,16 % erhöhte. Gleichzeitig verschoben sich die Anteile der genutzten Verkehrswege des Personenverkehrs von der Schiene auf die Straße. So nahm der Anteil der Personen-km beim Schienentransport von 56,52 % auf 42,32 % um rund 14 Prozentpunkte ab, während der Anteil beim Straßentransport um rund 12 Prozentpunkte von 36,93 % auf 49,12 % anstieg.²¹⁹ Die nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der zivil genutzten Kraftfahrzeuge im Zeitraum von 1990 bis 1994.

		Anzahl der Kraftfahrzeuge	
		1990	1994
Kraftfahrzeuge für die Personenbeförderung		162,19	349,74
Lkws		368,48	560,33
Andere		41,05	115,07
Kraftfahrzeuge des Verkehrsministeriums	für die Personenbeförderung	10,76	13,05
	Lkws	19,82	14,22
Privatfahrzeuge	für die Personenbeförderung	24,07	78,62
	Lkws	57,30	122,62

Quelle: People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), China Statistical Yearbook 1995, 1995, S. 480f

Wie hier deutlich zu sehen ist, stieg bis 1994 allein die Anzahl der privaten Kraftfahrzeuge für die Personenbeförderung auf mehr als das Dreifache des Ausgangswertes von 1990. Aufgrund von steigenden Privateinkommen und stärker werdenden individuellen Fortbewegungswünschen der privaten Haus

216 tkm = Tonnen-km

217 pkm = Personen-km

218 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 468f

219 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 468f

220 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 480f

halte wird davon ausgegangen, daß dieser Trend anhält und die Zahl der privaten Kraftfahrzeuge weiterhin stark ansteigen wird.²²¹

Während in Europa durchschnittlich 2 Personen sich einen PKW teilen, sind es in China noch 680 Personen.²²² Bis zum Jahre 2000 wurde ein Anstieg des chinesischen Fahrzeugbestandes auf 12 bis 13 Mio. Kfz prognostiziert, von denen 9 bis 9,5 Mio. Lkws und 3 bis 3,5 Mio. Busse sein würden. Bei dieser Prognose aus dem Jahre 1992 wurde davon ausgegangen, daß sich nur wenige Privathaushalte bis zum Jahre 2000 einen eigenen Pkw leisten können würden, so daß die Anzahl der Privatfahrzeuge bei der Prognose nicht berücksichtigt wurde.²²³ Ausgegangen wurde dabei von der Politik der Wohn- und Arbeitsstättenzusammenlegung.²²⁴ Wie jedoch mit der Tabelle Nr. 29 gezeigt wurde, müßten bei einem stark ansteigenden Verkehrsaufkommen in der Zukunft die Anzahl der Privatfahrzeuge bei Prognosen ebenso mit einbezogen werden.

Gleichzeitig wird außerdem von einer zukünftigen Auflösung der räumlichen Einheit von Wohn- und Arbeitsstätten ausgegangen, was insbesondere in den Großstädten eine steigende Anzahl von Pendlern und daher auch zunehmende Verkehrsstaus zur Folge hat.²²⁵ Um außerdem das Bevölkerungswachstum, den Zuzug in die Ballungsgebiete und die zunehmenden Wünsche nach mehr Individualverkehr in den Städten zu berücksichtigen, sind daher moderne Verkehrskonzepte nötig. Untergrundbahnen gibt es bereits in den Städten Peking (42 km in 1995, Ausbau von 78 km bis 2010 geplant), Tianjin (10,3 km in 1984) und Shanghai (16,1 km in 1995, weitere 13,5 km geplant). Geplant sind weiterhin Untergrundlinien in Guangzhou (18,5 km) und Qingdao (15,5 km) sowie eine Bahn in Chongqing (17,4 km).²²⁶

Angaben über die öffentlichen Verkehrsmittel im Straßenverkehr erfolgen am Beispiel von Peking und Shanghai. So verkehrten im Jahre 1994 in Peking 4.459 Busse, 525 Oberleitungsbusse, 335 Züge der Untergrundbahn und 56.124 Taxen und beförderten rund 3,5 Mrd. Passagiere. In Shanghai

221 Vgl. OECD, 1996, S. 110

222 Vgl. o. V., *Erstickt die Erde in Autos?*, 1997, S. 12

223 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 214

224 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 302

225 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 322f und KfW, 1997, S. 8

226 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 247

führen im gleichen Jahr 8.664 Busse, 798 Oberleitungsbusse und 33.875 Taxen. 1994 wurden so in Shanghai rund 5,4 Mrd. Menschen befördert.²²⁷

Verglichen mit den anderen Sektoren wird der Energiebedarf des Transportsektors mit 10 % der gesamten Energienachfrage im Jahre 1993 noch als sehr niedrig angesehen. Bis zum Jahre 2010 wird jedoch eine Zunahme der Personen-km auf 2.605 Mrd. sowie der Fracht-km auf 10.012 Mrd. erwartet. 55 % der Personen-km und 25 % der Fracht-km werden dann auf den Verkehrsweg Straße entfallen, der gesamte Energiebedarf für den Straßenverkehr wird sich auf ca. 120 Mtoe verdreifachen.²²⁸

5.1.9 Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß Chinas

Um eine weitere Industrialisierung Chinas und eine fortschreitende Elektrifizierung in den ländlichen Gebieten, wo immer noch ca. 100 Mio. Menschen ohne Stromversorgung sind,²²⁹ umweltverträglich zu fördern, ist neben Effizienzsteigerungen bei der Erzeugung des Stromangebotes auch eine gezielte Stromsparstrategie wichtig, die sich an die Verbraucher richtet.

Chinas Kraftwerke und industrielle Betriebe arbeiten im internationalen Vergleich mit niedrigen Wirkungsgraden verhältnismäßig ineffizient und bieten ein großes Potential für Effizienzsteigerungen und Energiesparmöglichkeiten.²³⁰ Um zukünftig eine umweltverträglichere Energieversorgung gewährleisten zu können, werden Optimierungen der bereits existierenden, alten Kraftwerke angestrebt, um bei höheren Wirkungsgraden weniger Schadstoffe zu emittieren. Modernes Kraftwerksmanagement und vorbereitende Maßnahmen zur Qualitätssteigerung chinesischer Kohle sollen diese Maßnahmen unterstützen.²³¹ Im Rahmen einer Untersuchung wurde für China beispielsweise eine derzeit installierte Gesamtkapazität der fossil befeuerten Kraftwerke von mindestens 115 GW identifiziert, die auf deutschen Effizienzstandard aufgerüstet werden könnten.²³² Dieses wäre eine zusätzliche Kapazität von 29 GW und würde mindestens 90 Mio. t CO₂-Emissionen jähr

227 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau (Hrsg.), 1995, S. 320

228 Vgl. Priddle, 1996, S. 109ff

229 Vgl. Shao, Lu, Berrah, Tenenbaum, Zhao, 1997, S. 2

230 Vgl. People's Republic of China/State Statistical Bureau, 1995, S. 207, Hinte, 1995, S. 58ff, Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 72

231 Vgl. Johnson, Junfeng, Zhongxiao, Taylor, 1996, S. 26ff

232 Diese Blöcke sind größer als 40 MW und nicht älter als 15 Jahre

lich einsparen. Das Potential würde sich bei einer Ausweitung auf ältere und kleinere Kraftwerke auf die Verminderung um weitere 60 Mio. t CO₂-Emissionen jährlich erhöhen.²³³

Auch die Stromsparpotentiale sind der Regierung bekannt. Energiesparmaßnahmen in der Industrie²³⁴ und den Haushalten sollen gefördert werden.²³⁵ Energiesparmöglichkeiten gibt es ebenfalls im Bereich Beleuchtung, der 40-45 % der Spitzenlast ausmacht.²³⁶ Effizienzsteigerungen über die Nutzung moderner Technologien bei der industriellen Produktion und die rationelle Energienutzung in den privaten Haushalten, initiiert durch Maßnahmen zur Steigerung des Energie- und Umweltbewußtseins in der Bevölkerung, werden als vielversprechend angesehen.²³⁷

Die chinesische Regierung plant bereits die verstärkte Nutzung moderner Technologien bei der Kohlenutzung und die Nutzung der regenerativen Energien zur Stromerzeugung.²³⁸ Eine Studie, die gemeinsam von der chinesischen Regierung und der Weltbank durchgeführt wurde, um das Potential erneuerbarer Energie für die chinesische Elektrizitätswirtschaft zu untersuchen, kam zu dem Ergebnis, daß Windfarmen, Solar Home Systems und die Verwendung von Bagasse zur Stromerzeugung in größerem Ausmaß wirtschaftlich werden können, wenn die entsprechende Unterstützung der Regierung in den verschiedenen Phasen der Implementation gewährleistet ist.²³⁹

Es wird ein direkter Zusammenhang zwischen Preisänderungen und einer erfolgreichen Reduktion der CO₂-Emissionen gesehen.²⁴⁰ Eine Reform der Tarifstruktur wird daher als wichtig erachtet, um Änderungen im Verbraucherverhalten über den Preismechanismus forcieren und Investitionen im Energiebereich durchführen zu können.²⁴¹ Neue Kraftwerke dürfen bereits kostendeckende Preise berechnen und die alten Kraftwerke ihre Tarife jähr

233 Vgl. Rösch, Brüer, 1997, S. 59

234 Vgl. Hinte, 1995, S. 65f

235 Vgl. BfAI, 1995, S. 5

236 Vgl. Wu, Wei, 1994, S. 170

237 Vgl. Johnson, Junfeng, Zhongxiao, Taylor, 1996, S. 26ff

238 Vgl. Johnson, Junfeng, Zhongxiao, Taylor, 1996, S. 26ff, BfAI, 1995, S. 5, „New and Renewable Energy Development Program 1996 - 2010“, vgl. World Bank, 1996 (2), S. 4f

239 Vgl. World Bank, 1996 (2), S. xff

240 Vgl. Clarke, Winters, 1995, S. 219

241 Vgl. Shao, Lu, Berrah, Tenenbaum, Zhao, 1997, S. 77ff

lich anheben, um zumindest Kostensteigerungen abzufangen.²⁴² Da die Verkaufspreise der alten Kraftwerke die Produktionskosten jedoch nicht immer decken, werden trotzdem Modernisierungen behindert.²⁴³ Ein erheblicher Anteil am Nachfrageüberhang nach Energie wird jedoch darüber hinaus der chinesischen Administration zugeschrieben.²⁴⁴

Ein weiterer Ausbau des ÖPNV, insbesondere in den Großstädten, wäre im Hinblick auf die erwartete Zunahme des Privatverkehrs wichtig. Da davon ausgegangen wird, daß sich vorerst nur verhältnismäßig wenige Privathaushalte einen Pkw leisten können,²⁴⁵ wäre ein attraktives zuverlässiges Nahverkehrsangebot mit angemessenen Tarifen und hohen Taktfrequenzen für die Bevölkerung wichtig, um auch bei steigenden Einkommen dauerhaft eine attraktive Alternative zum eigenen Pkw zu bieten. Hierzu könnten moderne, emissionsarme Busse und separate Busspuren beitragen.

Der Plan der Regierung, nur noch Großkraftwerke mit einer installierten Leistung von 300 und 600 MW zu errichten,²⁴⁶ und das Drei-Schluchten-Projekt stehen in starkem Kontrast zur ansonsten auf umweltverträglichere Energieerzeugung ausgerichteten Energiepolitik, da hier finanzielle Mittel zugunsten kurzfristiger Größenvorteile beim Kraftwerksbau gebunden werden, anstatt vorher die vielfältigen Möglichkeiten, mit rationellerer Energieverwendung Strom zu sparen oder diesen effizienter zu erzeugen, auszuschöpfen. Die Tatsache, daß eine Verringerung der Energieintensität der Volkswirtschaft u. a. aufgrund ineffizienter Energieproduktion, eines hohen Anteils des industriellen Sektors an der gesamten Wirtschaft und fehlender marktwirtschaftlicher Anreize zum Energiesparen nicht erwartet wird,²⁴⁷ zeigt, daß nicht davon ausgegangen wird, daß die Anstrengungen für eine langfristig gesehen umweltverträgliche Stromproduktion in naher Zukunft greifen werden. Obwohl die chinesische Regierung in den letzten Jahren verschiedene Umweltschutzmaßnahmen initiiert hat, scheint es bisher auch nicht gelungen zu sein, über das Einbinden der Vielzahl chinesischer Nichtregierungsorganisationen das Umweltbewußtsein in der Bevölkerung in entsprechendem Maße zu aktivieren und diese in die unterschiedlichen Maßnahmen einzubinden. Als möglicher Grund hierfür wird die starke Verflechtung

242 Vgl. Shao, Lu, Berrah, Tenenbaum, Zhao, 1997, S. 1

243 Vgl. Hinte, 1995, S. 73

244 Vgl. Hinte, 1995, S. 60

245 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 1992, S. 214

246 Vgl. BfAI, 1995, S. 7

247 Vgl. Priddle, 1996, S. 121

vieler Nichtregierungsorganisationen mit der chinesischen Regierung gesehen.²⁴⁸

Eine umweltverträglichere Energieversorgung als bisher erscheint zukünftig dann möglich, wenn die angekündigten Maßnahmen der Regierung, wie beispielsweise zu Modernisierungen des bestehenden Kraftwerksparks und Energiesparmaßnahmen, konsequent umgesetzt werden. Das große Potential regenerativer Energien in Verbindung mit effizienten Haushaltsgeräten könnte verstärkt zur Elektrifizierung der ländlichen Gebiete genutzt werden, um dort so dezentral wie möglich im Verbund mit moderner Kohlekraftnutzung Wärme und Strom zu erzeugen. Langfristig gesehen wäre ein nicht subventionierter, kostendeckender Stromtarif, der über die entsprechenden Preissignale insbesondere dem industriellen Sektor Anreize zum Stromsparen bietet, vorteilhaft. Kostendeckende Elektrizitätspreise würden es den Stromversorgern dann ermöglichen, ihre Kraftwerkskapazitäten zu modernisieren und bei gegebenenfalls notwendiger Kapazitätsausweitung umweltverträglich auszubauen. Eine entsprechende Regulierung, die umweltverträgliche Stromproduktion auch bei industrieller Eigenerzeugung begünstigt, könnte dem industriellen Sektor möglicherweise Anreize bieten, sich selbst zu versorgen, um Versorgungsengpässe zu vermeiden, und bei Mehrproduktion diese in das Verbundnetz einzuspeisen oder an interessierte Abnehmer zu verkaufen. Bei einer Preisgestaltung, die für das Strom verkaufende Unternehmen interessant wäre, würde gleichzeitig ein Anreiz zum Stromsparen im eigenen Betrieb erfolgen. Auch die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung, möglicherweise im Verbund mit den privaten Haushalten, könnte gefördert werden.

Wie hier deutlich wird, beginnen alle Optionen für eine umweltverträglichere Energieversorgung im politischen Bereich. Wenn alle Vorhaben für eine umweltverträglichere Energieversorgung zügig umgesetzt werden sollen, um die wirtschaftliche Entwicklung des Landes zu fördern, könnte über ausländische Hilfe im Rahmen des Know-How-Transfers diese Entwicklung unterstützt werden. Bei einer strukturellen Reform der chinesischen Energiewirtschaft, die auf eine Optimierung der existierenden Kraftwerke, einer langfristigen Abkehr von dem Zubau von Großkraftwerken hin zur individuellen Nutzung der großen Potentiale regenerativer Energien, dem Aus

248 So wurde beispielsweise die chinesische Nichtregierungsorganisation, die zur UNCED-Konferenz nach Brasilien geschickt wurde, von der staatlichen NEPA zusammengestellt, vgl. Lin, 1995, S. 19,46ff

schöpfen aller Energiesparmöglichkeiten, der Verwendung moderner Technologien bei der Kohlenutzung und einem optimierten ÖPNV ausgerichtet ist, erscheint über eine zunächst umweltverträglichere Energiewirtschaft zukünftig auch eine umweltverträgliche Energieversorgung in China möglich.

5.2 Indien

5.2.1 Geographie

Indien erstreckt sich über eine Fläche von insgesamt 3.287 km²,²⁴⁹ hat eine Küstenlinie von 7.516,6 km und ist das siebtgrößte Land der Erde.²⁵⁰ Es liegt zwischen dem 8. und 33. nördlichen Breitengrad und dem 68. und 97. östlichen Längengrad. Das Land ist durch drei verschiedene Landschaftsarten geprägt. Im Norden des Landes befindet sich das Himalaya-Gebirge, im Landesinneren eine große Tiefebene an den Flußbecken, zu denen u. a. der Ganges zählt. Auf der Halbinsel gibt es außerdem hochgelegene Gebiete.²⁵¹

In den verschiedenen Landesteilen variieren mit den klimatischen Bedingungen insbesondere die Niederschlagsmengen. Im Norden Indiens gibt es drei verschiedene Jahreszeiten, kühlere Durchschnittstemperaturen von 10-15°C von Dezember bis Februar,²⁵² einige sehr warme Monate mit Durchschnittstemperaturen von 32-35°C, wobei hier auch Höchsttemperaturen von 48°C am Tag erreicht werden, und darauf folgend eine Regenzeit ab Juni oder Juli. Im subtropischen Klima des Ganges-Delta hingegen sind die kühlere Jahreszeit mit Durchschnittstemperaturen von 19°C und die warme mit 30°C gemäßiger, dafür ist der Niederschlag in der Regenzeit stärker. Im Süden des Landes schwanken die Temperaturen nicht im gleichen Maße wie im Norden.²⁵³

Von den im Jahre 1995 25 weltweit größten Städten lagen 3 in Indien. Bombay, die größte Stadt Indiens, hatte 1995 15,1 Mio. Einwohner bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate im Zeitraum von 1990 bis 1995

249 Hier wurden die indischen Gebiete von Jammu und Kaschmir mitgerechnet, vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 304

250 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 1

251 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 304

252 Abweichungen von unter 0° bis hin zu 26° C sind jedoch möglich, vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 304f

253 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 304

von 4,22 %.²⁵⁴ In Kalkutta lebten 1995 11,7 Mio. Menschen bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,67 % im gleichen Zeitraum.²⁵⁵ Auch die Hauptstadt Delhi zählt mit 9,9 Mio. Einwohnern zu den 25 weltweit größten Städten. Dort nahm die Bevölkerung im Zeitraum von 1990 bis 1995 um 3,80 % zu.²⁵⁶ Weitere große Städte sind u. a. Madras, Bangalore, Ahmedabad und Hyderabad.²⁵⁷

Im Jahre 1994 wohnten 27 % der gesamten indischen Bevölkerung in Städten, wobei 35 % dieser Stadtbewohner in Ballungsräumen lebten, die im Jahre 1990 mindestens 1 Million Einwohner hatten, das entsprach 9 % der gesamten Bevölkerung.²⁵⁸ Es wird erwartet, daß sich die indische Stadtbevölkerung bis zum Jahre 2025 auf 629,76 Mio. Menschen erhöht. Dann würden 45 % der gesamten indischen Bevölkerung in den Städten leben.²⁵⁹

Die Bevölkerungsdichte lag im Jahre 1995 bei 3.147 Menschen pro 1.000 ha.²⁶⁰ Sie variiert jedoch in den ländlichen Gebiet Indiens stark. Während beispielsweise die Reisanbaugebiete in der unteren Gangesebene dicht bevölkert sind, leben vergleichsweise wenig Menschen im Himalaya, der Rajasthanwüste, den Dschungelgebieten oder im Landesinneren des Bundesstaates Gujarat.²⁶¹

5.2.2 Demographische Entwicklung

Mit einer Gesamtbevölkerungszahl von 913,6 Mio. Menschen im Jahre 1994²⁶² steht Indien auf Platz 2 der bevölkerungsreichsten Länder der Erde²⁶³ hinter China²⁶⁴ und vor den Vereinigten Staaten von Amerika²⁶⁵

254 Bombay und Shanghai teilen sich bei gleicher Bevölkerungszahl die Plätze 5 und 6, vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

255 Kalkutta belegte Platz 9, vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

256 Delhi belegte Platz 17, vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

257 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 317

258 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 238

259 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 151

260 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 217

261 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 305

262 Vgl. World Bank, 1995, S. 8

263 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 293

264 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 112

265 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 670

und Indonesien.²⁶⁶ Rund 16 % der Weltbevölkerung leben in Indien.²⁶⁷ Die Wachstumsrate der Bevölkerung im Zeitraum von 1980 bis 1990 betrug durchschnittlich 2,1 % jährlich und verringerte sich auf durchschnittlich 1,8 % jährlich im Zeitraum von 1990 bis 1994.²⁶⁸ Die durchschnittliche Lebenserwartung liegt bei 62 Jahren.²⁶⁹

In einer Veröffentlichung der Vereinten Nationen, bei denen die Zahlen der geschätzten Gesamtbevölkerung für das Jahr 1993 die o. g. Zahlen der Weltbank für 1994 mit 901,5 Mio. Menschen etwas unterschreiten, wurde bei einem Wachstum der Bevölkerung von 1,8 % jährlich davon ausgegangen, daß sich die Gesamtbevölkerungszahl bis zum Jahr 2031 zum Basisjahr 1993 verdoppeln wird. Demnach würden in Indien im Jahre 2000 bereits 1.022,0 Mio. Menschen leben.²⁷⁰

Die Staatssprache ist Hindi, in den jeweiligen Bundesstaaten sind die regional gesprochenen Sprachen jedoch gleichberechtigt.²⁷¹ Die Analphabetenquote bei den Erwachsenen beträgt 48 %, ²⁷² 62 % bei den Frauen und 35 % bei den Männern.²⁷³

5.2.3 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Mit einem Bruttosozialprodukt pro Kopf von 320 US\$ im Jahre 1994²⁷⁴ gehörte Indien nach den Kriterien der Internationalen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (IBRD)/Weltbank zu den Ländern mit niedrigem Einkommen.²⁷⁵

Während einige Bundesstaaten wie z. B. Gujarat, Maharashtra, Haryana und Punjab vergleichsweise wohlhabend sind und sich wirtschaftlich entwickeln,

266 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 299

267 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 7

268 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 228

269 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

270 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 209

271 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 293

272 China hat eine Analphabetenquote von 19, Indonesien von 16 %, vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

273 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 234

274 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

275 Zu dieser Einkommenskategorie zählen die Länder mit einem Bruttosozialprodukt von bis zu 725 US\$ pro Kopf im Jahre 1994, vgl. World Bank, 1996 (1), S. 214

gibt es auch Gebiete im Osten und Nordosten des Landes und Bundesstaaten wie Bihar und Madhya Pradesh, die kaum an der wirtschaftlichen Entwicklung des Landes teilhaben.²⁷⁶ Im Zeitraum von 1980 bis 1990 lebten 40 % der gesamten Bevölkerung in absoluter Armut, das entsprach 30 % der städtischen und 42 % der ländlichen Bevölkerung.²⁷⁷

Im Zeitraum von 1981 bis 1990 wurde ein jährliches Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 5,6 % erreicht, welches in den beiden darauffolgenden Jahren auf 5,4 und 0,8 % absank und seitdem bis 1995 jährlich Werte über 5,0 % erreichte. In den Jahren 1994 und 1995 stieg das Bruttoinlandsprodukt sogar um bis zu 6,3 %²⁷⁸ bzw. 7,2 %, 1996 um 7,5 % und sank in 1997 um 5,0 % ab.²⁷⁹ Für 1998 und 1999 wird derzeit ein reales Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 4,6 % bzw. 5,3 % erwartet.²⁸⁰

Die durchschnittliche Inflationsrate lag in den Jahren 1985 bis 1994 bei 9,7 %.²⁸¹ Öffentliche Entwicklungshilfe wurde 1994 in der Höhe von 0,8 % des Bruttosozialproduktes an Indien gezahlt.²⁸² Die gesamten Auslandsschulden beliefen sich 1995 auf 104.300 Mio. US\$. Für die Jahre 1996 und 1997 wird ein Anstieg auf 114.000 bzw. 125.700 Mio. US\$ erwartet.²⁸³

Am indischen Bruttoinlandsprodukt von 293.606 Mio. US\$ im Jahre 1994 hatte der Sektor Industrie einen Anteil von 28 %, wobei der Bereich „Verarbeitendes Gewerbe“ hieran einen Anteil von 18 % hatte. Der Anteil des landwirtschaftlichen Sektors am Bruttoinlandsprodukt lag bei 30 %, der des Sektors Dienstleistungen bei 42 %.²⁸⁴

Die Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der einzelnen Sektoren in den Zeiträumen von 1980 bis 1990 und 1990 bis 1994 wird in der folgenden Tabelle dargestellt.

276 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 316

277 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 151

278 Das Basisjahr ist 1990, vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 223

279 Die 1997er Zahl wurde geschätzt, vgl. Asian Development Bank, 1998, S. 239

280 Vgl. Schilling, 1998 (2)

281 Vgl. World Bank, 1995, S. 9

282 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 226

283 Vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 239

284 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 244

Tabelle 30: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der verschiedenen indischen Wirtschaftssektoren im Zeitraum von 1980 bis 1994

Zeitraum	Landwirtschaft	Industrie	Dienstleistungen
1980-1990	3,1 %	7,1 %	6,9 %
1990-1994	2,9 %	3,2 %	4,6 %

Quelle: World Bank, Weltentwicklungsbericht 1996, Vom Plan zum Markt, 1996, S. 242

Hier wird deutlich, daß sich in den letzten Jahren das jährliche Wachstum aller Sektoren verringert hat.

Die wirtschaftliche Entwicklung wird u. a. durch die fehlenden Kapazitäten zur Stromerzeugung behindert. So übersteigt der Strombedarf das -angebot in Spitzenlastzeiten um bis zu 25 %.²⁸⁵ Es muß mit einem verringerten Stromangebot um 15 bis 30 % an bis zu 12 Stunden täglich gerechnet werden.²⁸⁶ Die Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes lag 1991 bei 1,32 kgoe.²⁸⁷

Um die Industrialisierung des Landes gezielt planen zu können, wurde im Jahre 1950 eine Planungskommission eingerichtet. Seitdem werden die wirtschaftspolitischen Vorhaben und Ziele der Regierung in Fünfjahresplänen festgelegt. Der achte Fünfjahresplan betrifft den Zeitraum von 1992 bis 1997. Ziele der Planung sind Wirtschaftswachstum, soziale Gerechtigkeit und Unabhängigkeit.²⁸⁸ Hiervon sind auch Infrastrukturprojekte für die Energieversorgung und den Transportsektor betroffen.

Über Entwicklungshilfe werden u. a. Energie- und Verkehrsprojekte von den großen Entwicklungshilfeorganisationen unterstützt.²⁸⁹ Aufgrund der in Kapitel 5.2.5 beschriebenen Probleme der indischen Energiewirtschaft stehen jedoch einige Organisationen wie beispielsweise die deutsche Kreditan-

285 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 24 und Smith, 1993, S. 376

286 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 795

287 Zum Vergleich: China - 1,87, Indonesien - 0,43, OECD - 0,24, vgl. Sengupta, 1996, S. 284

288 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 7

289 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 15, Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 69 und Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 517f, 522, 525f

stalt für Wiederaufbau und die Weltbank derartigen Projekten zunehmend kritisch gegenüber.²⁹⁰

5.2.4 Umweltprobleme

Die Umweltprobleme Indiens betreffen alle Umweltmedien. Für die Bevölkerung Indiens sind Luftverschmutzung, Bodenzerstörung, Wasserknappheit und -verschmutzung sowie die Verringerung der Waldbestände bedrohlich, da ihre Lebensgrundlagen hier direkt betroffen sind.

Mehr als ein Drittel der gesamten bebaubaren Landfläche Indiens von rund 2,66 Mio. km² sind nicht mehr für die Landwirtschaft nutzbar. Ein weiteres Drittel ist u. a. durch Bodenerosion, Versumpfung und Versalzung soweit geschädigt, daß eine landwirtschaftliche Produktion stark behindert wird. Die zunehmende Bodenerosion wird durch die Abholzung der Waldflächen begünstigt, welche insbesondere durch die kommerzielle Holznutzung erfolgt. Es wird befürchtet, daß mittlerweile nur noch 10 % des gesamten Landes bewaldet sind.²⁹¹ Die Fläche der Wälder, die sich in der Nähe der 18 größten Städte befinden, hat sich im Zeitraum von 1960 bis 1986 um 1/5 bis 2/3 verringert.²⁹²

Der verstärkte Wasserfluß und die Überflutungen wie u. a. im Ganges-Delta werden durch die Bodenerosion begünstigt. Da das Flußbett des Ganges allein von 1971 bis 1982 um 0,5 m angestiegen ist, sind statt vorher 20 Mio. ha nun die doppelte Fläche von Überschwemmungen bedroht. Als eine weitere Auswirkung der oben beschriebenen Umweltprobleme wird die zunehmende Wasserverknappung und das Absinken des Grundwasserspiegels in einigen Gebieten Indiens gesehen.²⁹³

Fehlende und unzureichende Abwasserbehandlung wirkt sich zudem negativ auf die Wasserqualität der Flüsse und Seen aus. Bereits 1988 entsprach die Wasserqualität der größten indischen Flüsse nur an einigen Stellen den Mindestanforderungen, die vom indischen Central Pollution Control Board und den State Pollution Control Boards festgelegt wurden. So überstieg beispielsweise an 84 von 113 Meßstationen die Konzentration von Koli-Bakterien die Grenzwerte sowohl im Monats- als auch im Jahresdurchschnitt erheblich.

290 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 15

291 Vgl. Paulus, 1992 (2), S. 6f

292 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 63

293 Vgl. Paulus, 1992 (2), S. 6f

Bei vereinzelt Messungen des Grundwassers wurden starke Überschreitungen der Grenzwerte von chemischen Rückständen wie z. B. von DDT entdeckt.²⁹⁴

Aber auch energiebedingte Emissionen der Kraftwerke sowie insbesondere in den Städten die Emissionen des Transportsektors und im Stadtbereich liegende industrielle Produktion belasten die Umwelt erheblich.²⁹⁵ So gilt Delhi beispielsweise als eine der 10 am meisten verschmutzten Städte der Welt.²⁹⁶ Im Jahre 1990 wurden bei einer Energienutzung von 11.426 PJ 184,87 Mio. t CO₂, 3,84 Mio. t SO₂, 2,58 Mio. t NO_x und 12,08 Mio. t Staub emittiert.²⁹⁷ Messungen der Emissionen von Industriebetrieben liegen nur vereinzelt vor.²⁹⁸

5.2.5 Energiewirtschaft und Energiepolitik

Für den Energiesektor sind die verschiedensten Ministerien und Organisationen wie u. a. Ministry of Energy, Central Electricity Authority, National Hydro Power Board, National Thermal Power Board, Rural Electrification Board, Atomic Energy Department, Power Finance Corporation sowie die 22 State Electricity Boards zuständig, woraus Schwierigkeiten bei der Planung und Implementation von Projekten resultieren.²⁹⁹

Rund 95 % der Stromangebotskapazitäten werden unter Staatsaufsicht verwaltet, hauptsächlich von den State Electricity Boards (SEBs). Es gibt jedoch auch Kraftwerke, die z. B. von der National Thermal Power Corporation betrieben werden. Für die Wasserkraftwerke wiederum ist die National Hydroelectric Power Corporation zuständig.³⁰⁰

Die Kohleförderung wird durch staatliche Unternehmen wie z. B. Coal India Ltd. und Singareni Coaleries Company Ltd. durchgeführt. Privatunternehmen können sich jedoch mittlerweile unter bestimmten Voraussetzungen an der Kohleförderung und der Kohlewäscherei betätigen.³⁰¹ Auch die Rohöl- und Erdgasförderung und -verarbeitung wird unter staatlicher Aufsicht

294 Vgl. Paulus, 1993, S. 79f

295 Vgl. Paulus, 1993, S. S.89ff

296 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 90

297 Vgl. Shukla, 1997 (2), S. 9

298 Vgl. Paulus, 1993, S. S. 94

299 Vgl. Smith, 1993, S. 383

300 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 795f

301 Vgl. BfAI, 1996 (1), S.19f

durchgeführt, zunehmend jedoch ebenfalls langsam für private Unternehmen geöffnet.³⁰²

Für die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien wurde im Jahre 1993 mit der Indian Renewable Energy Development Authority (IREDA) eine öffentliche Bank gegründet, die mit Unterstützung der multilateralen Entwicklungsorganisationen günstige Kredite für Projekte mit erneuerbaren Energien bereitstellt. Der größte Teil der Kredite wurde für Windkraftprojekte ausgegeben, von denen auf diese Weise eine Kapazität von ca. 800 MW installiert wurde. Geplant ist die Ausweitung der Programme, um im Jahr 2015 eine installierte Kapazität von 16.000 MW erreichen zu können.³⁰³

Die energiepolitischen Bestrebungen der indischen Regierung betreffen u. a. den Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung, dieses insbesondere auch in den ländlichen Gebieten, die Modernisierung alter Kraftwerke zur Erhöhung des Wirkungsgrades, die Implementierung von Energiesparmaßnahmen sowie eine verstärkte Nutzung alternativer Energiequellen. Außerdem sollen Privatinvestitionen im Energiesektor begünstigt und die staatlichen Energieversorgungsunternehmen reformiert werden.³⁰⁴ Bis zum Ende des 8. Fünfjahresplanes (1992/97) sollte die installierte Kapazität von Anlagen, die mit regenerativen Energiequellen betrieben werden, auf 2.000 MW erhöht werden.³⁰⁵

Im Rahmen einer Untersuchung verschiedener Optionen zur Optimierung des indischen Energiesektors, um zukünftig die CO₂-Emissionen reduzieren zu können, wurden folgende CO₂-Reduktionspotentiale und hierfür notwendige Investitionen identifiziert:

302 Vgl. BfAI, 1996 (1), S.17 und Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 94

303 Vgl. Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 147 und Zaidi, 1997, S. 474ff

304 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 10

305 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 22

Tabelle 31: Beispiele für jährliche CO₂-Reduktionspotentiale des indischen Energiesektors und das hierfür notwendige Investitionsvolumen

	mögliche CO ₂ -Vermeidung in Mio. t C/a	Investitionskosten in Mio. US\$
Waschen der Kohle für die Stromproduktion	8,11	554,3
Reduktion der Verteilungsverluste	10,43	121.000,0
Nutzung energieeffizienterer Anlagen im industriellen Sektor	8,00	1.094,5
Optimierung der im ind. Sektor bisher verwendeten Technologie	2,50	1.824,1
Ausbau des schienengebundenen Frachtverkehrs	4,20	30.860,0
Optimierung der Beleuchtung in den privaten Haushalten	6,35	6.380,0
Nutzung erneuerbarer Technologien für die Energieerzeugung	25,24	36.903,1

Quelle: Auszüge aus Mabey, Hall, Smith, Gupta, Argument in the Greenhouse, 1997, S. 178f

Der Bau von Energieerzeugungsanlagen durch private und ausländische Investoren ist möglich, birgt jedoch auch Risiken für die Investoren, insbesondere durch unwirtschaftliche und politisch motivierte Tarifstrukturen, mangelnde Finanzkraft der Energieversorgungsunternehmen, politische Unsicherheiten und fehlende Rechtssicherheit beim Neubau von Kraftwerken.³⁰⁶ Die privaten Stromerzeuger dürfen ihren Strom nicht direkt an den Verbraucher verkaufen.³⁰⁷ Mit garantierten Renditen von 16 % in ausländischer Währung und Bürgschaften der indischen Regierung für den Strom, der von den privaten Stromerzeugern an die State Electricity Boards verkauft wird, versuchte man daher im Jahre 1994, die Bedingungen der privaten Stromerzeuger zu verbessern.³⁰⁸ Im Jahre 1994 wurden Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 3.005 MW durch den privaten Sektor bereitgestellt, das entsprach 4,2 % der gesamten Stromerzeugungskapazität in diesem Jahr.³⁰⁹

306 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 6, BfAI, 1996 (2), S. 8 und Kumar, 1997, S. 179ff

307 Vgl. Parikh, Bhattacharya, Reddy, Sudhakar, Parikh, 1997, S. 78

308 Vgl. Rajgopal, 1994, S. 81f

309 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 497

Die Einspeisung von überschüssigem Strom in das Netz durch die Industriebetriebe, die eine eigene Stromerzeugungsanlage betreiben, ist bisher noch nicht vorgesehen, da diese Unternehmen in der Regel nur die Genehmigung zur Eigenversorgung haben. Hier wird ein Potential von ca. 1.500 MW vermutet.³¹⁰

Die Strukturen der Stromtarife werden von politischen Motiven bestimmt. Eine Deckung der Erzeugungskosten ist daher nicht immer gewährleistet. So erfolgt über den Strompreis z. B. eine Subventionierung der indischen Landwirtschaft. Bauern zahlen nur einen geringen Strompreis von durchschnittlich 0,2 iR/kWh, obwohl allein die durchschnittlichen Erzeugungskosten bei 1,6 iR/kWh liegen.³¹¹ Als Durchschnittspreise wurden bei einem innerasiatischen Vergleich als durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Bombay ein Preis von 4,1 US cents pro kWh, als durchschnittlicher Preis für Industriebetriebe in Bombay ein Preis von 7,8 US cents pro kWh angegeben.³¹² Die Kostendeckung durch die Elektrizitätspreise lag im Haushaltsjahr 1994/95 im Landesdurchschnitt bei 72,0 %. Tarifänderungen muß vom Energieministerium zugestimmt werden.³¹³ Mittlerweile versuchen fast alle State Electricity Boards, mit zweigeteilten, zeitabhängigen Strompreisen Lastmanagement zu betreiben. Solange die Erträge der indischen State Electricity Boards jedoch abhängig vom Anlagevermögen sind, werden keine größeren Anstrengungen im Nachfragemanagement von Seiten der SEBs erwartet, da sie mit diesen Ausgaben bei einem tatsächlichen Nachfragerückgang selbst dazu beitragen würden, daß ihre Gewinnerwartungen geschmälert würden.³¹⁴ Auch sind die Kapazitäten der SEBs nicht vollständig über das Stromnetz verbunden,³¹⁵ so daß ein Ausgleich beim Lastmanagement mit Schwierigkeiten verbunden sein kann. Es wird geschätzt, daß die Verluste der SEBs sich im Jahre 1997 insgesamt auf 2,5 Mrd. US\$ und nochmal die gleiche Summe für unbezahlte Rechnungen für Kraftstoffe u. ä. beliefen.³¹⁶

Vor kurzem wurde die Gründung einer zentralen Regulierungskommission für die Stromwirtschaft und entsprechender Organisationen für die einzelnen

310 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 802

311 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 5f

312 Verglichen wurden Bangkok (Thailand), Hanoi (Vietnam), Jakarta (Indonesien), Seoul (Korea), Bombay (Indien), Peking (China) und Japan, vgl. OECD, 1996, S. 124

313 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 7, 24

314 Vgl. Banerjee, 1997, S. 114f, 119

315 Vgl. Repetto, 1996, S. 151

316 Vgl. Kazmin, 1998

Bundesstaaten angekündigt. Einige Staaten, wie z. B. Orissa, haben dieses bereits im Alleingang getan. Die Reformen in der indischen Energiewirtschaft werden durch die Weltbank unterstützt.³¹⁷ Die geschätzten Kosten für eine Umstrukturierung der Energiewirtschaft belaufen sich auf rund 1 Mrd. US\$.³¹⁸

5.2.6 Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage

Im Jahre 1994 produzierte Indien Energie von insgesamt 4.010 Tausend BOE/Tag. Das entsprach 2,29 % der Weltenergieproduktion von 175.425 Tausend BOE/Tag. Indien produzierte mit 665 Tausend BOE/Tag 1 % der weltweiten Ölproduktion, der Anteil der indischen Kohleproduktion entsprach 5,9 % der gesamten Weltkohleproduktion.³¹⁹ Von den weltweit 50 größten Erdgasförderländern belegte Indien im Jahre 1994 mit einer Förderung von 16,8 Mrd. m³ den 20. Platz bei einer weltweit geförderten Menge von 2.172,7 Mrd. m³ Erdgas. Mit der geschätzten Menge produzierten Öls von 626 Tausend BOE/Tag lag Indien im Jahre 1995 auf Platz 24 der 50 größten Ölförderländer weltweit. Die geschätzte Menge weltweit produzierten Öls lag 1995 bei 67.218 Tausend BOE/Tag.³²⁰

Um die Angaben über die Primärenergievorkommen mit denen der anderen in dieser Arbeit betrachteten Ländern vergleichbar zu machen, wird hier von den Angaben der Asian Development Bank ausgegangen und gegebenenfalls Ergänzungen vorgenommen. Demnach werden als Primärenergiereserven für Indien folgende Mengen angegeben:

317 Vgl. o. V., *New Government Gives Momentum to Reform in India*, 1998, S. 5 und Montagnon, 1998

318 Vgl. Bose, 1998

319 Vgl. *Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.)*, 1996, S. 153ff

320 Für 1994 wurden hier keine Angaben gemacht, vgl. *Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.)*, 1996, S. 155

Tabelle 32: Primärenergiereserven in Indien

Kohle:	193.800,00 Mio. metrische t ³²¹
Rohöl und Kondensate (nachgewiesene Reserven):	801,00 Mio. t ³²²
Erdgas (nachgewiesene Reserven):	0,73 Billionen m ³ ³²³
radioaktive Materialien:	
• Uran	keine Angaben
• Thorium (vermutete Reserven)	360.000,00 t ³²⁴
Geothermie (Anzahl von geothermischen Vorkommen):	340 ³²⁵
Wasserkraft (gesamte theoretische Kapazität):	294,00 TWh ³²⁶
Gezeitenenergie (theoretisches Potential):	9.000,00 MW ³²⁷
Sonnenenergie (theoretisches Potential):	5x10 ¹⁵ kWh/Jahr ³²⁸
Windenergie (theoretisches Potential):	20.000,00 MW ³²⁹
Windenergie (technisch/wirtschaftlich nutzbares Potential):	4.000,00 MW ³³⁰
Biomasse (theoretisches Potential):	17.000,00 MW ³³¹
Biogas (theoretisches Potential):	keine Angaben

Quellen: Asian Development Bank, Energy Indicators of Developing Member Countries of ADB, 1994, S. 58f, Bundesstelle für Außenhandelsinformation, Indien: Energiewirtschaft 1995/96, 1996, S. 14, Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., India opening up for growth, 1993, S. 89 und Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), India 1994, 1995, S. 518, 523f, Tata Energy Research Institute, Teri Energy Data Directory & Yearbook 1995/96, 1995, S. 104

- 321 Soweit in der Quelle ausdrücklich „metrische“ Tonnen angegeben werden, wird dieses hier ebenfalls aufgeführt, vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f
- 322 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f
- 323 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f
- 324 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 89
- 325 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 524
- 326 Aus diesen Angaben geht jedoch nicht hervor, ob das technisch erschließbare Potential der Gezeitenenergie bereits berücksichtigt wurde, vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f. Ebenfalls ist nicht ersichtlich, ob bzw. inwieweit das vermutete Potential der Energieerzeugung durch die energetische Nutzung von Wellenkraft (40.000 MW) und die energetische Nutzung der Ozeantemperatur (Ocean thermal energy conversion) von 50.000 MW berücksichtigt wurde, vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 524
- 327 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14 und Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 523
- 328 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14
- 329 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14
- 330 Vgl. Tata Energy Research Institute, 1995, S. 104
- 331 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14 ob in diesen Angaben das theoretische Potential zur Energieerzeugung durch Bagasse von 3.500 MW enthalten ist, ist nicht ersichtlich, vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 518

Obwohl Indien Erdöl exportiert, ist es in den letzten Jahren Nettoimporteur von Rohöl und Ölprodukten. Rohölimporte hatten im Haushaltsjahr 1994/95 einen Anteil von 11,6 % am Gesamtimport. Der Erdgasanteil an den gesamten Importen betrug 0,5 % im gleichen Zeitraum.³³²

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die Energieproduktion im Jahre 1994, aufgeteilt nach den verschiedenen Primärenergiearten, gegeben.

Tabelle 33: Indische Energieproduktion in '000 BOE/Tag (Barrel of Oil Equivalent) im Jahre 1994			
Energieart	Indische Energieproduktion in '000 BOE/Tag	Anteil an der indischen Energieproduktion in %	Gesamte Weltenergieproduktion in '000 BOE/Tag
Öl	665	16,58	65.375
Erdgas	311	7,76	40.185
Kohle	2.621	65,36	44.383
Kernenergie	27	0,67	11.850
Wasserkraft und andere	386	9,63	13.272
Gesamt	4.010	100,00	175.065

Quelle: Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.), World Energy Yearbook 1996, 1996, S. 153ff

Der Energieverbrauch stieg im Zeitraum von 1980 bis 1994 von 93.907 auf 222.262 Öleinheiten in tausend metrischen Tonnen, was einer Zunahme des Pro-Kopf-Energieverbrauchs von 137 auf 243 kg in diesem Zeitraum entsprach. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate sank von 6,9 % im Zeitraum von 1980 bis 1990 auf 4,8 % in den Jahren von 1990 bis 1994.³³³

Obwohl die indische Landbevölkerung ihren Energiebedarf zum größten Teil mit Holz (insgesamt 55 %), zu 17 % mit landwirtschaftlichen Abfällen, zu 15 % über die öffentliche Stromversorgung und zu 13 % mit Tierdung deckt,³³⁴ wird der Energieträger Biomasse nicht in den Tabellen ausgewie-

332 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 25

333 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 236

334 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 9

sen, die die Energieproduktion und den Verbrauch darstellen. Wird die Biomassenutzung der Haushalte jedoch berücksichtigt, geht man davon aus, daß sie insgesamt 40-50 % der gesamten Energie verbrauchen.³³⁵

In der nachfolgenden Tabelle werden Stromerzeugung und -verbrauch für das Haushaltsjahr 1993/94 dargestellt. Obwohl bei den Primärenergieträgern Angaben für Wasserkraft und Kernkraft separat ausgewiesen wurden, wird die thermische Stromerzeugung unter der Bezeichnung „Wärme kraftwerke“ aufgeführt und nicht einzeln spezifiziert.

Tabelle 34: Elektrizitätserzeugung und -verbrauch im Haushaltsjahr 1993/94 (01.04.1993 - 31.03.1994) in Indien		
Gesamte Stromerzeugung		324.163 GWh
davon:	Wasserkraft	70.432 GWh
	Kernkraft	5.399 GWh
	Geothermie	keine Angaben
	Wärme kraft	248.332 GWh
davon:	Haushalte	18,1 %
	Handel	5,8 %
	Industrie	39,7 %
	Transport	nicht separat ausgewiesen
	Landwirtschaft	29,7 %
	Andere und Bahn	6,7 %
<i>Quelle: Angaben für 1993/94 geschätzt, vgl. Tata Energy Research Institute, Teri Energy Data Directory & Yearbook 1995/96, 1995, S. 78, 84</i>		

Nach Angaben des World Power Yearbook betrug die gesamte Elektrizitätsproduktion Indiens im Jahre 1994 373,72 TWh, was 2,94 % der weltweiten Elektrizitätsproduktion von insgesamt 12.700,10 TWh im Jahre 1994 entspräche.³³⁶

Es wird geschätzt, daß rund 17 % des gesamten indischen Stromverbrauchs pro Jahr nur für Beleuchtung genutzt werden. In Spitzenlastzeiten läge der Bedarf sogar bei 30 % bis 35 %, wenn er gedeckt werden könnte. Für die Zukunft wird ein noch steigender Anteil der Beleuchtung am Stromver

335 Vgl. Tata Energy Research Institute, 1995, S. 199

336 Vgl. Petroleum Economist Ltd., Arthur Andersen (Hrsg.), 1996, S. 113

brauch in Spitzenlastzeiten erwartet, wenn die Elektrifizierung in den ländlichen Gebieten Indiens voranschreitet, da bisher erst ca. 25 % der Haushalte in elektrifizierten Gebieten Zugang zur Stromversorgung haben, jedoch 75 % der gesamten indischen Bevölkerung auf dem Lande lebt.³³⁷

Die Übertragungs- und Verteilungsverluste 1993/94 lagen offiziell bei 22,9 %. Geschätzt wird jedoch, daß regional unterschiedlich 25 % bis 50 % Verluste das Stromangebot vermindert haben.³³⁸ So wird in Uttar Pradesh von ca. 26 % und in Jammu und Kashmir von ca. 50 % Verlusten ausgegangen.³³⁹ Als Ursache gilt hierfür u.a. die Existenz von verschiedenen regionalen Stromnetzen und Stromdiebstahl. Mittelfristig wird jedoch angestrebt, daß das zentralstaatliche Unternehmen Power Grid Corporation of India Ltd. die Koordination der gesamten Stromverteilung und -übertragung durchführen oder aber ganz übernehmen soll.³⁴⁰

Während die indische Elektrizitätswirtschaft im Jahre 1950 noch über eine installierte Kapazität von 1.700 MW verfügte, erhöhte sich diese bis 1990 bereits auf 67.000 MW.³⁴¹ Bis zum März 1995 stieg die installierte Kraftwerkskapazität dann auf 81.164 MW. 71 % hiervon waren Thermalkraftwerke, 26 % Wasserkraft- und 3 % Kernkraftwerke. Weitere installierte Kapazitäten von 10.500 MW decken den zusätzlichen Bedarf von Krankenhäusern, Büros und Hotels ab. Da hier jedoch nur Anlagen mit einer Mindestkapazität von 100 kW erfaßt werden, sind in dieser Zahl kleine Notstromaggregate nicht enthalten.³⁴² Bereits im Jahre 1991 jedoch gab es rund 6.100 MW von kleinen Anlagen, die Gebäude und Einrichtungen mit Strom versorgt haben.³⁴³ Über die jeweilige Größe dieser Anlagen wird nichts ausgesagt, es ist daher auch nicht ersichtlich, ob diese Anlagen in der bereits erwähnten Kapazität von 10.500 MW enthalten sind.

Obwohl im Zeitraum von 1973 bis 1992 allein der Energieverbrauch der Haushalte um 9,2 % jährlich und der Stromverbrauch sogar um 9,9 %

337 Vgl. Achanta, Bhattacharjee, Chandrasekar, Dadhich, Jaitly, 1994, S. 69f

338 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 9 und Prasad, 1998, S. 47

339 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 92

340 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 9 und Parikh, Bhattacharya, Reddy, Sudhakar, Parikh, 1997, S. 78

341 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 795

342 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 7f

343 Vgl. Smith, 1993, S. 391f

jährlich anstieg,³⁴⁴ lag der Stromverbrauch pro Kopf im Jahre 1992 noch bei 281 kWh.³⁴⁵ 1993 waren 82 % der Dörfer an das Stromnetz angeschlossen,³⁴⁶ was bedeutete, daß mindestens ein Haushalt in diesen Dörfern an das öffentliche Netz angeschlossen war.³⁴⁷

Der Strombedarf übersteigt das Angebot in Spitzenlastzeiten bereits jetzt um bis zu 25 %. Bis zum Jahre 2010 wird ein zusätzlicher Strombedarf von 140.000 MW erwartet.³⁴⁸ Anderen Angaben zufolge wird ein Kapazitätszuwachs von 96.500 MW (1995) auf 244.594 MW (2010) prognostiziert, wobei davon ausgegangen wird, daß der Primärenergiemix bei der Stromerzeugung sich dann auf Kohle mit 55 %, Öl mit 4 %, Gas mit 8 %, Kernenergie mit 3 % und Wasserkraft und Geothermie mit 30 % verteilen wird.³⁴⁹ Als gesamter Investitionsbedarf für den Zeitraum 1996 bis 2010 wird eine Summe von 240.718 Mio. US\$, d. h. jährlich durchschnittlich 16.048 Mio. US\$, erwartet.³⁵⁰

Bereits jetzt wird jedoch eine fehlende Stromerzeugungskapazität von mehreren 10.000 MW beklagt. Dieser Mißstand wird durch hohe Übertragungs- und Verteilungsverluste, Stromdiebstahl, defekte Anlagen, eine unzureichende Brennstoffversorgung, mangelnde Kostendeckung durch die Stromtarife³⁵¹, mangelnde Zahlungsfähigkeit der Energieversorgungsunternehmen und eine langsame Verwaltung verstärkt. Politische Unsicherheiten und fehlende Rechtssicherheit bei der Vergabe von Großprojekten behindern zudem den Bau von Kraftwerkskapazitäten, der mit ausländischen Mitteln erfolgen könnte.³⁵² Auch läuft die Vergabe von Projekten an private Investoren nur sehr langsam an. Während dem Energieministerium im November 1995 Projektvorschläge über eine Kapazität von insgesamt 93.661 MW vorlagen, wurden bisher erst privat finanzierte Anlagen mit einer Kapazität von 430 MW in Betrieb genommen.³⁵³ Angaben zum industriellen oder privaten Wärmebedarf wurden nicht gemacht.

344 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 11

345 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 24f

346 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 14

347 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 9

348 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 6, 24

349 Vgl. Razavi, Tippee, Smock, 1996, S. 84

350 Vgl. Razavi, Tippee, Smock, 1996, S. 84

351 In 1994/95 wurde nur eine Kostendeckung von 72 % erreicht, das lag 2 Prozentpunkte unter dem Wert von 1993/94, vgl. BfAI, 1996 (1), S. 6, 24

352 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 5f, 12 und BfAI, 1996 (2), S. 8

353 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 12

5.2.7 Energieoptionen zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs

5.2.7.1 Kohle

Der größte Teil der abbaubaren Kohlereserven befinden sich in den Bundesstaaten Tamil Nadu, Gujarat und Rajasthan.³⁵⁴ Aufgrund der großen Entfernungen zwischen den Orten, an denen Kohlebergbau betrieben wird, und den Kohlekraftwerken von durchschnittlich 900 km erschweren Transportengpässe die Versorgung der Kraftwerke.³⁵⁵

Indische Kohle hat zu einem großen Teil einen hohen Ascheanteil von 40 % und mehr und wird erst in den Kohlekraftwerken veredelt.³⁵⁶ Je schlechter die Qualität der Kohle wird, umso mehr Kohle muß zur Veredelung in die Kraftwerke transportiert werden, um die Brennstoffversorgung für die Stromerzeugung sicherzustellen.³⁵⁷ Angaben zur installierten Kapazität der Kohlekraftwerke lagen nicht vor. In den verwendeten Quellen wurde lediglich die Unterscheidung zwischen thermischen Kraftwerken, Kern- und Wasserkraft gemacht.

5.2.7.2 Erdöl

Die Explorationen, die bisher unternommen wurden, beschränkten sich weitgehend auf die Gebiete mit nachgewiesenen, kommerziell förderbaren Rohölreserven in den Bundesstaaten Assam und Gujarat sowie auf einige Vorkommen vor der Küste. Da diese Ölvorkommen jedoch beschränkt sind und die inländische Nachfrage ansteigt, werden die Gebiete, in denen Explorationsvorhaben durchgeführt werden, ausgeweitet.³⁵⁸ Trotz eigener Ölproduktion importiert Indien Rohöl und Erdölprodukte, wie z. B. Dieselöl.³⁵⁹

In vielen Haushalten mit niedrigem Einkommen wird Kerosin zum Kochen und für die Beleuchtung verwendet.³⁶⁰ Angaben zur installierten Kapazität

354 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 87

355 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 19 und Bhattacharya, 1994, S. 799

356 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 19

357 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 799

358 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 95

359 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 17

360 Vgl. Shukla, 1997 (1), S. 213

der Ölkraftwerke wurden nicht gemacht. In den verwendeten Quellen wurde lediglich die Unterscheidung zwischen thermischen Kraftwerken, Kern- und Wasserkraft gemacht.

5.2.7.3 Erdgas

Die größten Erdgasreserven befinden sich vor der Küste auf der Höhe von Bombay sowie in den Bundesstaaten Assam und Gujarat. Die eigenen Erdgasvorkommen sind jedoch für den inländischen Verbrauch nicht ausreichend. Daher sind die Gasturbinenkraftwerke schlechter ausgelastet, als dieses bei einer optimalen Versorgung möglich wäre. Es wird davon ausgegangen, daß der Erdgasbedarf auch langfristig nicht durch eigene Reserven gedeckt werden kann. So wird beispielsweise für 2001/02 von einem Bedarf von 96 Mrd. cbm ausgegangen, der nur zu 31 % durch eigene Reserven abgedeckt werden kann. Daher sind langfristig verschiedene größere Projekte mit anderen Ländern geplant, um Erdgas zu importieren.³⁶¹ 1993/94 wurden Gaskraftwerke mit einer installierten Kapazität von 4.883 MW betrieben.³⁶²

5.2.7.4 Kernenergie

Im Jahre 1994/95 lag die installierte Kraftwerkskapazität bei 2.225 MW mit einem Anteil an der Gesamtstromerzeugung von 1,6 %. Aufgrund einer zum Teil unzureichenden Brennstoffversorgung und altersbedingter technischer Defekte der Kraftwerke liegt die Kapazitätsauslastung der Kernkraftwerke bei durchschnittlich unter 50 %. Nach einem Störfall, der sich 1995 im Kernkraftwerk Tarapur ereignete, wird davon ausgegangen, daß es bei den Sicherheitsmechanismen Zeitverzögerungen gab. Angaben der indischen Reaktorsicherheitskommission zufolge sollen die Anwohner jedoch nicht gefährdet gewesen sein.³⁶³ Bis zum Jahre 2000 wird ein Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten auf bis zu 10.000 MW von der Atomic Energy Commission befürwortet. Hierfür werden Ausgaben in der Höhe von 223 Mrd. iR erwartet.³⁶⁴ Die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen für die Nutzung der Atomenergie zur Stromerzeugung binden über 30 % des gesamten Bud

361 Vgl. BfAI, 1996, S. 18

362 Angaben für 1993/94 geschätzt, vgl. Tata Energy Research Institute, 1995, S. 76

363 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 22

364 Vgl. Smith, 1993, S. 388

gets im Bereich Wissenschaft und Forschung. Im sechsten Fünfjahresplan wurden für Forschung und Entwicklung der Atomenergie 5.336 Mrd. iR ausgegeben, während zur Erforschung anderer Energiearten nur 250 Mio. iR zur Verfügung standen. Ausgaben, die für den Bau und Betrieb der Kernkraftwerke getätigt wurden, sind in dieser Summe nicht enthalten.³⁶⁵

Da Indien den Kernwaffen-Sperrvertrag³⁶⁶ nicht unterzeichnet hat, ist die Möglichkeit zu internationalen Kooperationen bei der zivilen Nutzung der Kernenergie, wie sie in Kraftwerken praktiziert wird, begrenzt.³⁶⁷

Aufgrund der Uranreserven im eigenen Lande wird bis zur zweiten Hälfte des nächsten Jahrhunderts von einer installierbaren Kapazität von 350.000 MW ausgegangen, wenn Reaktoren installiert werden, die schweres Wasser (D₂O) als Kühlmittel und Moderator verwenden.³⁶⁸ Dieses wären z. B. Druckwasserreaktoren des CANDU-Typs, die mit nicht angereichertem Natururan betrieben werden können.³⁶⁹ Um die indischen Thorium-Reserven zur Energieerzeugung nutzen zu können, wird derzeit ein Schneller Brüter entwickelt, der eine Kapazität von 500 MW haben soll. Es wird davon ausgegangen, daß bei der Nutzung der Schnellen Brüter-Technologie die indischen Thorium-Reserven ein Energieerzeugungspotential von rund 600 Mrd. t Kohle-Äquivalent hätten.³⁷⁰

5.2.7.5 Biomasse

In den ländlichen Gebieten werden Biogasanlagen in Haushalten und kleinbäuerlichen Betrieben genutzt.³⁷¹ Mit Biomasse betriebene Anlagen hatten im März 1994 eine installierte Kapazität von insgesamt 14 MW.³⁷² Geplant ist die Ausweitung der Biogasnutzung auf über 12 Mio. Anlagen bis

365 Vgl. Smith, 1993, S. 389

366 Die Unterzeichner des Kernwaffen-Sperrvertrages verpflichten sich zur Verhinderung der Weiterverbreitung von Kernwaffen, vgl. Weber, 1988, S. 136f

367 Vgl. BfAI, 1996, S. 22

368 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 89

369 Siehe hierzu Kapitel 2.4.1

370 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 89

371 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14

372 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 23

2006/07. Über die Kapazität, die diese 12 Mio. Anlagen dann haben werden, wird jedoch keine Aussage gemacht.³⁷³ Außerdem soll die Produktion von schnell wachsenden Hölzern, die als Brennmaterial genutzt werden können, erhöht werden und in den Zuckermühlen zukünftig verstärkt Bagasse zur Stromerzeugung genutzt werden.³⁷⁴

Vom Department of Science and Technology der indischen Regierung wurde im Jahre 1991 als Pilotprojekt eine Anlage für die Verarbeitung von 150 t festen Abfalls in komprimierte Brennstoffstücke von 80 t/Tag erbaut. Diese Brennstoffeinheiten haben einen Heizwert von 3500-3600 kcal/kg. Da die Anlage jedoch nur unregelmäßig betrieben wird, werden nur 2 bis 3 t der Brennstoffeinheiten täglich produziert. Aufgrund verschiedener technischer und wirtschaftlicher Probleme wird diese Art der Brennstoffproduktion zudem als ungeeignet angesehen.³⁷⁵ Die Konzentration folgender Substanzen wurde bei diesen Brennstoffeinheiten bei einem Nettoheizwert von 3617,52 kcal/kg festgestellt: Asche 30,21 %, Kohlenstoff 38,77 %, Stickstoff 0,938 %, Cadmium 0,2 mg/kg, Kupfer 130,00 mg/kg, Chrom 160,00 mg/kg, Eisen 10.100 mg/kg, Mangan 275 mg/kg, Blei 140 mg/kg, Nickel 30 mg/kg und Zink 4.385 mg/kg.³⁷⁶

Traditionelle Brennstoffe wie Feuerholz, Holzkohle, Bagasse und Abfall hatten 1993 einen Anteil von 23 % am gesamten indischen Energieverbrauch,³⁷⁷ werden jedoch bei den entsprechenden Angaben nicht immer erfaßt. Für die insgesamt 420 Zuckerfabriken wird ein Stromerzeugungspotential von 3.500 MW bei der Nutzung der Bagasse erwartet.³⁷⁸

5.2.7.6 Wasserkraft

Das Potential zur energetischen Nutzung von Wasserkraft besteht hauptsächlich im Norden und Süden Indiens.³⁷⁹ Von den 81.164 MW der im März 1995 insgesamt installierten Kraftwerkskapazität der Energieversorgung

373 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 101

374 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 518, 521

375 Vgl. National Environmental Engineering Research Institute, 1994, S. 42, 194

376 Vgl. National Environmental Engineering Research Institute, 1994, S. 43

377 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 287, 293

378 Vgl. Tata Energy Research Institute, 1995, S. 105

379 Vgl. Smith, 1993, S. 379

unternehmen waren 26 %, also über 21.000 MW, Wasserkraftwerke.³⁸⁰ Der Ausbau der Wasserkraft wird weiterhin stark forciert, ist jedoch auch in Indien insbesondere bei Großprojekten wie dem Narmada Valley Project nicht unumstritten.³⁸¹ Aber auch bei weiteren Projekten am Narmada leistet die Bevölkerung Widerstand.³⁸²

Zur Zeit werden kleine Wasserkraftwerke mit einer installierten Kapazität von insgesamt 114 MW betrieben. Gebaut werden weitere dieser kleinen Anlagen mit einer Kapazität von 216 MW.³⁸³

Ein Wellenkraftwerk mit einer installierten Leistung von 150 kW wurde in Madras installiert.³⁸⁴ Über den Bau eines Gezeitenkraftwerkes mit einer Kapazität von 900 MW im Golf von Kutch wird nachgedacht. Außerdem ist der Bau eines Kraftwerkes zur energetischen Nutzung der Ozeantemperatur (OTEC) mit einer geplanten Leistung von 100 MW vor der Küste von Tamil Nadu geplant.³⁸⁵

5.2.7.7 Geothermie

Der Bau einer geothermischen Anlage zur Stromerzeugung mit einer Leistung von 5,0 kW wurde in Auftrag gegeben. Die Anlage soll in Manikaran im Kullu-Distrikt im Bundesstaat Himachal Pradesh entstehen.³⁸⁶

5.2.7.8 Sonnenenergie

Die durchschnittliche Strahlungsintensität liegt bei 5 kWh/m² an ca. 300 Tagen im Jahr.³⁸⁷ In der Landwirtschaft werden Solarenergieanlagen in Haushalten und kleinbäuerlichen Betrieben für den Betrieb von Kochern, Eisenbahnsignalen, Telefonen, Lampen und Pumpen sowie für die Warm

380 Vgl. BfAI, 1996, S. 7f

381 Vgl. Smith, 1993, S. 379, Sen, 1992, 1995er Ausgabe, S. 114ff und Paulus, 1993, S. 189

382 Vgl. Hörig, 1998, S. 20-23 und Judge, 1997, S. 840-851

383 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 23

384 Ob die Kapazität dieser Anlage in den oben erwähnten 114 bzw. 216 MW enthalten ist, ist nicht ersichtlich, vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 523

385 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 524

386 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 524

387 Vgl. Parikh, Bhattacharya, Reddy, Sudhakar, Parikh, 1997, S. 92

wasserbereitung und die Ausstrahlung von Fernsehprogrammen genutzt.³⁸⁸ Per 31. März 1993 wurden z. B. 6.142 solar betriebene Heißwasserbereiter im industriellen Sektor und 12.517 in den Haushalten genutzt. Außerdem gab es zu diesem Zeitpunkt 10.195 solare Entsalzungssysteme und 288.028 Solarkocher.³⁸⁹ Langfristig gesehen ist eine Ausweitung des entsprechenden Programms auf beispielsweise 50.000 solarbetriebene Pumpen und eine Mio. Laternen geplant.³⁹⁰

Zur Zeit werden zwei Testanlagen mit einer Kapazität von jeweils 100 kW gebaut. Außerdem ist geplant, in Rajasthan ein Demonstrationsprojekt mit einer Kapazität von 35 MW zu errichten. Die Importbedingungen für Solaranlagen, aber auch von ihren Komponenten, sind erleichtert worden.³⁹¹

5.2.7.9 Windenergie

Die Bedingungen für die Nutzung der Windenergie mit einer jährlichen Durchschnittsgeschwindigkeit von mehr als 80 km/h an 80 verschiedenen Windmeßstationen in 8 verschiedenen indischen Bundesstaaten sind gut. Mit einer gesamten installierten Kapazität von 180 MW im Jahre 1995 lag Indien bei der energetischen Windkraftnutzung nach den USA, Deutschland und Dänemark weltweit an vierter Stelle. Weitere Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.806 MW sind geplant und derzeit in der Genehmigungs- und Implementierungsphase. Gefördert wird der Bau privater Windenergieanlagen u. a. durch Maßnahmen wie Steuerbefreiungen und Vorzugskonditionen beim Stromverkauf an die staatlichen Energieversorgungsunternehmen.³⁹² Langfristig gesehen wird eine eigene indische Produktion und eine installierte Kapazität von 5 GW angestrebt.³⁹³

5.2.7.10 Steigerungsmöglichkeiten der Energieeffizienz

Das Energiesparpotential in Indien ist groß. So wird davon ausgegangen, daß allein aufgrund von Effizienzsteigerungen in der Stahlindustrie Einsparungen

388 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14, 23 und Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 518

389 Vgl. Tata Energy Research Institute, 1995, S. 120

390 Vgl. Tata Energy Research Institute, 1995, S. 106

391 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 14, 23 und Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 518

392 Vgl. BfAI, 1996, S. 14, 23

393 Vgl. Oesterdiekhoff, 1993, S. 31

von mehr als 5.000 MW möglich wären und bei der konsequenten Umsetzung von Energiesparmaßnahmen der Energiebedarf für das Jahr 2005 um rund 20 % niedriger wäre.³⁹⁴ Andere Industriezweige wie die Zement- oder die Aluminiumindustrie weisen vergleichbare Einsparpotentiale auf.³⁹⁵ Aber auch bei allen anderen Verbrauchergruppen werden große Einsparpotentiale gesehen. So wird z. B. für Beleuchtung 17 % des gesamten indischen Stroms verbraucht. Beleuchtung macht 34 % des Spitzenlaststroms aus.³⁹⁶ Wie bereits ausgeführt wurde, wird davon ausgegangen, daß dieser Anteil noch weiter ansteigt.³⁹⁷

In verschiedenen industriellen Bereichen wie beispielsweise der Zuckerindustrie wird außerdem ein großes Potential für die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung gesehen. Die entsprechende Technologie ist in Indien größtenteils bereits vorhanden. Auch wurden schon Tarife für die Vergütung von eingespistem Strom vom indischen Energieministerium eingeführt.³⁹⁸

Als noch wichtiger als den Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung werden jedoch Maßnahmen zur Wirkungsgraderhöhung und zur Verringerung von Stromverlusten angesehen.³⁹⁹ Die Stromerzeugung erfolgt in den Kraftwerken teilweise mit Wirkungsgraden von nur 10 % bis 15 %. Stromverluste von rund 20 %, die u. a. bei der Übertragung entstehen, verringern das Angebot zusätzlich.⁴⁰⁰ Es wird davon ausgegangen, daß bei der Verringerung der Stromverluste nur um einige Prozentpunkte das Stromangebot so erhöht werden würde, daß keine neue Kraftwerke gebaut werden müßten. Kapazitätsausweitungen, wie z. B. durch private Anbieter, würden das tatsächliche Stromangebot hingegen nur unwesentlich erhöhen, wenn die Verteilung über das Stromnetz weiterhin ineffizient ist.⁴⁰¹

Instandhaltungs- und Modernisierungsmaßnahmen der Kraftwerke werden auch von der indischen Regierung als wichtige Maßnahme zur Erhöhung des

394 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 83

395 Vgl. Paulus, 1992 (1), S. 19f und Baral, 1996, S. 153

396 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 800

397 Vgl. Achanta, Bhattacharjee, Chandrasekar, Dadhich, Jaitly, 1994, S. 69f

398 Vgl. Achanta, Bhattacharjee, Chandrasekar, Dadhich, Jaitly, 1994, S. 62, 68

399 Vgl. Smith, 1993, S. 390f

400 Vgl. Paulus, 1992 (1), S. 14

401 Vgl. Smith, 1993, S. 390f

Stromangebotes gesehen.⁴⁰² Darüber hinaus ist eine optimierte Nutzung der Stromnetze im Verbund ein Faktor, der erheblich zu einer effizienteren Nutzung der bereits existierenden Kraftwerkskapazitäten beitragen könnte.⁴⁰³

Von der Regierung wurden finanzielle Anreize für Energiesparmaßnahmen, wie z. B. 100 %ige Abschreibung im ersten Jahr auf energiesparende Geräte, Steuererleichterungen und günstige Kredite, implementiert.⁴⁰⁴ Die Energiesparprogramme, die bisher durchgeführt wurden, sollten die Verbraucher für wirtschaftlicheren Energieverbrauch sensibilisieren, haben bisher jedoch keinen meßbaren Erfolg gezeigt. Es gibt Institutionen, die die Verbraucher hinsichtlich möglicher Energiesparmaßnahmen beraten und für die entsprechende Öffentlichkeitsarbeit zuständig sind. Sie sind jedoch finanziell nur unzureichend ausgestattet. Aufgrund der vergleichsweise geringen Stromtarife wird der Anreiz zum Stromsparen für die Verbraucher nur als gering angesehen.⁴⁰⁵ Als weitere Hindernisse für Energiesparmaßnahmen werden das Informationsdefizit der Verbraucher, aber auch Kapitalmangel und Unsicherheiten hinsichtlich der Kosteneffektivität und Erträge der Maßnahmen sowie der Entwicklung der zukünftigen Energiepreise angesehen.⁴⁰⁶

5.2.8 Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung des Transportsektors

Im Jahre 1993 gab es in Indien Straßen mit einer Gesamtlänge von 2,1 Mio. km, 34.058 km hiervon gehörten zu nationalen Landstraßen. Der Bau weiterer 13.000 km nationaler Landstraßen ist geplant.⁴⁰⁷ Über 30 % der indischen Dörfer sind vermutlich noch nicht an das öffentliche Straßennetz angeschlossen.⁴⁰⁸ Das indische Schienensystem war 1993/94 mit 62.486 Schienen-km das viertgrößte der Welt.⁴⁰⁹ Hiervon waren im Finanz

402 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 497

403 Vgl. Rajgopal, 1994, S. 75

404 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 800

405 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 11

406 Vgl. Bhattacharya, 1994, S. 800

407 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 362

408 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 67

409 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 362

jahr 1992/93 11.064 km elektrifiziert.⁴¹⁰ Außerdem gibt es 15.655 km schiffbare Wasserwege für Motorboote und 3.490 km für größere Schiffe. Die Hauptwasserstraßen sind der Ganges und der Brahmaputra.⁴¹¹ Der Transportsektor verbraucht rund 50 % des gesamten Öls.⁴¹²

Der Personenverkehr stieg von 66,52 Mrd. Personen-km im Finanzjahr 1950/51 auf 300,1 Mrd. Personen-km im Finanzjahr 1992/93 an. Im gleichen Zeitraum stieg der Frachtverkehr von 38 Mrd. auf 252,6 Mrd. Netto-Tonnen-km an.⁴¹³ 57,6 % des Frachtverkehrs und 83,4 % des Personenverkehrs wurden 1993/94 über die Straße abgewickelt.⁴¹⁴

Aufgrund von unwirtschaftlichen Tarifen im öffentlichen Personentransport, sowie nicht kostendeckenden Preisen für den Bahntransport, konnten sich die Angebotskapazitäten nicht der Nachfrage entsprechend entwickeln. Die Zahl der privat genutzten Fahrzeuge stieg daraufhin stark an. Im Zeitraum von 1971 bis 1993 erhöhte sich die Zahl der registrierten Fahrzeuge von 1,8 Mio. auf ca. 25,3 Mio. Von den insgesamt ca. 340.000 Bussen werden mit ca. 107.000 Bussen nur rund 30 % staatlich betrieben. Diese ca. 107.000 Busse befördern täglich über 68 Mio. Personen.⁴¹⁵

Es wird erwartet, daß sich ausgehend von dem Transportbedarf im Haushaltsjahr 1987/88 der Bedarf für Fracht- und Personentransport bis zum Jahre 2000 verdoppeln wird und sich hauptsächlich auf den ohnehin bereits stark befahrenen Routen, die Delhi, Bombay, Kalkutta und Madras verbinden, bemerkbar machen wird.⁴¹⁶ Ein unzureichend ausgestatteter und überlasteter Transportsektor, wo die Fracht mit Durchschnittsgeschwindigkeiten von 22 km/h von Güterzügen und 30 km/h von Lkws befördert wird und der

410 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 633

411 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 362

412 Vgl. Baranthan, 1995, S. 533

413 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 634f

414 Vgl. Ramanthan, 1997, S. 219

415 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 64, 66f, 70, und Tata Energy Research Institute, 1995, S. 178

416 Vgl. Euromoney Publications (Hrsg.) in Zusammenarbeit mit Asea Brown Boveri Ltd., Industrial Development Bank of India, Confederation of Indian Industry, State Bank of India u. a., 1993, S. 66

Verkehr auf wichtigen Fernstraßen des öfteren völlig zusammenbricht, wird bereits heute als Behinderung der industriellen Entwicklung angesehen.⁴¹⁷

Im Stadtverkehr von Delhi dominieren mit fast 70 % von insgesamt 2.097.000 Fahrzeugen Motorräder und Motorroller den Verkehr. Weitere 4 % sind dreirädrige Motorrikschas. Diese zwei- und dreirädrigen Fahrzeuge tragen mit ihren Schadstoffemissionen erheblich zur Umweltbelastung in den Städten bei. Da sie jedoch als Alternative zu dem unzureichenden öffentlichen Personennahverkehr angesehen werden, erhöht sich ihre Zahl seit einigen Jahren in Delhi um fast 20 % jährlich. Der motorisierte Verkehr muß sich die Straßen in den Städten jedoch ebenso wie die Fernverkehrsstraßen auch mit Elefanten, Rikschas und Handwagen teilen. So liegt die Durchschnittsgeschwindigkeit in der Innenstadt von Delhi zu den Hauptverkehrszeiten bei 10 bis 15 km/h, während der Verkehr auf den Fernverkehrsstraßen immerhin mit durchschnittlich 25 bis 40 km/h fließt.⁴¹⁸

Zur Entlastung des Stadtverkehrs in Kalkutta wird eine Utergrundbahn gebaut, die bereits im Jahre 1994 eine Strecke von 13,2 km umfaßte. Nach ihrer Fertigstellung sollen so mehr als eine Mio. Menschen täglich befördert werden.⁴¹⁹

Für den Straßenverkehr werden verstärkt Alternativen zu den Kraftstoffen Diesel und Benzin gesucht. Es gibt ein Versuchsprojekt zum Einsatz von Flüssiggas in Kfz.⁴²⁰ Des weiteren werden Demonstrationsfahrzeuge, die mit Batterien oder Alkohol betrieben werden, in verschiedenen Landesteilen erprobt. Geplant ist die Entwicklung eines mit Wasserstoff betriebenen dreirädrigen Fahrzeuges. Auch über die Produktion eines Fahrzeuges, welches mit einer Solarbatterie betrieben werden könnte, wird nachgedacht.⁴²¹

5.2.9 Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß Indiens

Im Rahmen einer weiteren Industrialisierung des Landes wird auch die Zunahme von energieintensiven Produktionszweigen erwartet, wofür wiederum

417 Vgl. BfAI, 1996 (2), S. 5

418 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 90

419 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 362

420 Vgl. BfAI, 1996 (1), S. 11

421 Vgl. Government of India/Publications Division, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), 1995, S. 522f

eine entsprechende Infrastruktur und Transportwege nötig werden. Auch die Bevölkerungsentwicklung, steigende Einkommen der Haushalte und eine zunehmende Urbanisierung machen weitreichende Optimierungen der indischen Energiewirtschaft notwendig.⁴²²

Bisher ist die indische Energiewirtschaft fast ausschließlich auf den Ausbau von Kraftwerkskapazitäten ausgerichtet. Solange jedoch kein Verbundnetz existiert, an das alle Anbieter angeschlossen werden können, und die Stromverteilung aufgrund veralteter Netze weiterhin ineffizient ist, würde eine Kapazitätsausweitung das Stromangebot an den Verbraucher nur unwesentlich erhöhen.⁴²³ Optimierungsmaßnahmen, um mit den bereits existierenden Kraftwerken effizienter Strom erzeugen zu können, sind jedoch aufgrund der derzeitigen Regulierung für die Kraftwerksbetreiber nicht rentabel, insbesondere da es einigen finanziell so schlecht geht, daß sie kaum ihre Angestellten und die Treibstoffe für die Kraftwerke bezahlen können.⁴²⁴ Kostendeckende Stromtarife könnten daher zu einer Optimierung der bisher existierenden Kraftwerke und Netze sowie zu einer effizienteren Verwaltung der Kraftwerke führen. Maßnahmen zur Verhinderung von Stromdiebstahl und für eine optimierte Brennstoffversorgung wären weitere Schritte, die zum Abbau des Nachfrageüberhangs in der indischen Elektrizitätswirtschaft beitragen könnten. Die bereits geplante nationale Regulierung des Stromsektors könnte dabei hilfreich sein.⁴²⁵

Auch die großen Energiesparpotentiale könnten insbesondere über Maßnahmen für die rationellere Energienutzung in der indischen Industrie und im Bereich der Beleuchtung für eine Verringerung der Nachfrage sorgen. Eine beim Verbraucher eingesparte Einheit Energie wird derzeit aufgrund der bei der Produktion und Verteilung auftretenden Verluste als zweimal soviel wert angesehen wie eine erzeugte Einheit.⁴²⁶ Änderungen in der Regulierung sind nötig, um die Einführung von Demand-Side-Management in den SEBs zu forcieren. Solange die Einnahmen der SEBs am Anlagevermögen orientiert sind, werden diese kein Interesse an Demand-Side-Management-Maßnahmen haben,⁴²⁷ d. h. über einen zweigeteilten zeitabhängigen Tarif werden

422 Vgl. Repetto, 1996, S. 136

423 Vgl. Smith, 1993, S. 390f

424 Vgl. Painuly, Bhattacharya, Parikh, 1997, S. 283f

425 Vgl. o. V., New Government Gives Momentum to Reform in India, 1998, S. 5 und Montagnon, 1998

426 Vgl. Parikh, Bhattacharya, Reddy, Sudhakar, Parikh, 1997, S. 82

427 Vgl. Banerjee, 1997, S. 114f, 119f

die Anstrengungen dann kaum hinausgehen. Strom, der in den Unternehmen erzeugt, dort aber nicht benötigt wird, sollte in das Netz eingespeist und entsprechend vergütet werden können. Auch Potentiale zur Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie, beispielsweise im Verbund mit verschiedenen Unternehmen an einem Industriestandort, könnten unterstützt werden.

Eine weitere Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien wäre geeignet, insbesondere die Landbevölkerung in abgelegeneren Gebieten über zusätzliche, dezentrale Netze mit Strom zu versorgen. Aber auch eine Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung im Verbundnetz ist erstrebenswert, solange es sich dabei nicht um große Wasserkraftwerke handelt, die von der Bevölkerung aufgrund der für sie sozialen Unverträglichkeit abgelehnt werden.

Für einige Sektoren wird der Energieverbrauch stark subventioniert. Wenn dieses weiterhin gewünscht wird, wäre es notwendig, den SEBs die Einnahmeausfälle auszugleichen, die beim Ausschöpfen der Energiesparpotentiale aufgrund eines niedrigeren Strombedarfes des industriellen Sektors entstehen würden, da bisher auf diesem Wege eine Kreuzsubventionierung der Sektoren versucht wurde.⁴²⁸ Es ist daher nicht die Finanzkrise der SEBs und das daraus teilweise resultierende Unvermögen, Kraftstoffe, Angestellte oder gar Kapazitätsausweitungen finanzieren zu können, der Grund für die mangelhafte Stromversorgung Indiens, sondern zuallererst der dringende Bedarf an strukturellen Reformen in der Energiewirtschaft, um den SEBs autonomeres, marktwirtschaftliches Arbeiten zu ermöglichen, damit diese die notwendigen Investitionen soweit wie möglich aus eigenen Mitteln bestreiten können. Eine strikte Trennung von politischen Maßnahmen, wie z. B. der Subventionierung der Landwirtschaft, und der Arbeit der SEBs ist daher notwendig.

Wenn nach der Ausschöpfung aller bisher aufgezeigten Möglichkeiten zur umweltverträglicheren, weil rationelleren Stromerzeugung, -verteilung und -nutzung keine Energiesparpotentiale mehr erschließbar sind und über das Potential umweltverträglicher Stromerzeugung mit regenerativen Energien hinaus weiterer Strombedarf existiert, könnten hierfür moderne Kohlekraftwerke gebaut werden. Voraussetzung für die umweltverträgliche Umgestaltung des Energiebereiches wäre jedoch in jedem Fall eine Regulierung, die diesem Aspekt einen hohen Stellenwert einräumt. Bei einer Ausweitung energieintensiver Industriezweige wären Kraftwerke zur Eigenversorgung

428 Vgl. Banerjee, 1997, S. 120

optimal. Diese wären im Falle einer entsprechenden Regulierung moderne Kraftwerke. Wenn die Industrie den überschüssigen Strom gegen eine attraktive Vergütung ins Netz speisen oder an andere Verbraucher verkaufen könnte, würde für sie weiterhin ein Anreiz zur rationellen Energieverwendung im eigenen Unternehmen gegeben sein.

Eine Optimierung des Stadtverkehrs, insbesondere in den Großstädten, wäre ebenfalls wichtig. Begonnen werden könnte mit verhältnismäßig einfachen Maßnahmen, wie einer Aufteilung der Straßen, so daß der langsamere und zum Teil noch nicht motorisierte Verkehr und der motorisierte Verkehr sich gegenseitig nicht behindern. Separate Busspuren, mehr moderne, emissionsarme Busse und vor allem Tarife, die hohe Taktfrequenzen und die Zuverlässigkeit des ÖPNV gewährleisten, könnten das Busfahren für jede Einkommensgruppe interessant machen.

Wie in diesem Kapitel über den Energiesektor Indiens deutlich wird, beginnen alle Optionen für eine umweltverträglichere Energieversorgung im politischen Bereich. Ausländische Hilfe kann dabei insbesondere im Rahmen der Politikberatung sinnvoll sein. Hierfür wären jedoch die entsprechenden Signale aus den politischen Institutionen Indiens an die Entwicklungsorganisationen wichtig. Die konsequente Förderung innovativer Maßnahmen, wie beispielsweise der Ausbau der Kapazitäten zur Windkraftnutzung, sind dabei wichtige Schritte in diese Richtung. Strukturelle Reformen der Energiewirtschaft müssen danach jedoch folgen, da sonst alle Maßnahmen, mit oder ohne finanzielle Unterstützung, nur Stückwerk bleiben.

Bei einer konsequenten Umsetzung der bereits ausgeführten Möglichkeiten zur Optimierung der existierenden Kraftwerke und Netze, einem konsequenten Umsetzen von Energiesparstrategien, der umweltverträglichen Nutzung des Potentials regenerativer Energien und einem optimierten ÖPNV, erscheint über eine zunächst umweltverträglichere Energiewirtschaft zukünftig auch eine umweltverträgliche Energieversorgung Indiens möglich. Grundvoraussetzung hierfür ist jedoch in jedem Fall eine strukturelle Reform des Energiesektors.

5.3 Indonesien

5.3.1 Geographie

Indonesien besteht aus 17.508 Inseln.⁴²⁹ Ca. 6.000 dieser Inseln sind bewohnt.⁴³⁰ Die gesamte Landfläche beträgt rund 1,91 Mio. km². Zwischen dem westlichsten und dem östlichsten Punkt liegen 5.120 km und zwischen dem nördlichsten und südlichsten Punkt 1.760 km.⁴³¹

Im Jahre 1994 lebten in Indonesien rund 190 Mio. Menschen.⁴³² Die einzelnen Inseln sind jedoch unterschiedlich stark besiedelt. In der nachfolgenden Tabelle wird daher für die größten Inseln deren Größe und der auf ihnen lebende Bevölkerungsanteil der Gesamtbevölkerung dargestellt.

Tabelle 35: Fläche und Einwohner der größten Inseln Indonesiens		
Insel	Fläche (km ²)	Bevölkerungsanteil an der Gesamtbevölkerung in %
Java	132.188	60,0
Sumatra	475.605	20,3
Sulawesi	189.216	7,0
Kalimantan	539.458	5,1
Bali	5.561	1,5
Irian Jaya	421.982	0,9
restliche Inseln	145.990	5,2
Gesamt	1.910.000	100,0

Quelle: Government of Indonesia/National Development Information Office, Indonesia Source Book 1993, 1993, S. 12f, nach Angaben des Central Bureau of Statistics

Außer den o. g. Inseln gehören zu Indonesien noch zwei weitere größere Inselgruppen, die Molukken und Nusa Tenggara (die kleinen Sundainseln). In dieser Tabelle wird die unterschiedliche Bevölkerungsdichte auf den einzelnen Inseln deutlich. Während Java eine der am dichtesten besiedelten Inseln der Welt ist, sind die anderen großen Inseln nur dünn besiedelt.⁴³³

429 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 12

430 Vgl. Government of Indonesia/PPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 1

431 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 12f

432 Gesamtbevölkerung Indonesiens 1994: 189.907.000 Menschen, vgl. World Bank, 1995, S. 8

433 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 12f

Hinzu kommt, daß sich mehr als 60 % der Industrieanlagen auf Java befinden.⁴³⁴ Mehr als die Hälfte des Landes ist bewaldet. Ein großer Teil Indonesiens ist bergig und vulkanisch. Allein auf Java gibt es 112 Vulkane, von denen 15 noch aktiv sind und 7 weitere ständig beobachtet werden.⁴³⁵

Der größte Teil des Landes liegt direkt am Äquator oder südlich davon. Das Klima ist tropisch, es gibt trockene und feuchte Monsunperioden. Die Temperaturen und die Luftfeuchtigkeit unterliegen saisonalen Schwankungen. So variieren die Temperaturen in der Hauptstadt Jakarta auf Java zwischen 25 und 55°C, die Luftfeuchtigkeit liegt zwischen 75 % und 95 %.⁴³⁶ An jedem Tag im Jahr steht die Sonne 12 Stunden lang, von 06.00 bis 18.00 Uhr, am Himmel.

Jakarta, die größte Stadt und Hauptstadt Indonesiens, war im Jahre 1995 die elftgrößte Stadt der Welt⁴³⁷ und ist eine Metropole, in der offiziell 11,5 Mio. Menschen leben.⁴³⁸ Weitere große Städte sind Surabaya, Bandung, Semarang, Yogyakarta und Cirebon auf Java, Medan, Palembang und Padang auf Sumatra, Ujungpadang auf Sulawesi sowie Banjarmasin und Balikpapan auf Kalimantan.⁴³⁹

5.3.2 Demographische Entwicklung

Mit einer Gesamtbevölkerungszahl von ca. 190 Mio. Menschen im Jahre 1994⁴⁴⁰ steht Indonesien auf Platz 4 der bevölkerungsreichsten Länder der Erde⁴⁴¹ hinter China,⁴⁴² Indien⁴⁴³ und den Vereinigten Staaten von Amerika.⁴⁴⁴

Die Wachstumsrate der Bevölkerung lag in den Jahren von 1980 bis 1990 durchschnittlich bei 1,8 % jährlich und ist im Zeitraum von 1990 bis 1994

434 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 43

435 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 12f, 46

436 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 12f, 46

437 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 9

438 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 206

439 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 15

440 Vgl. World Bank 1995, S. 8

441 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 299

442 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 112

443 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 293

444 Vgl. Fischer Weltalmanach 1997, 1996, S. 670

auf durchschnittlich 1,6 % im Jahr gesunken.⁴⁴⁵ Als durchschnittliche Lebenserwartung werden 63 Jahre angegeben.⁴⁴⁶ In einer Veröffentlichung der Vereinten Nationen, bei denen die Zahlen der geschätzten Gesamtbevölkerung bereits für das Jahr 1993 die o. g. Zahlen der Weltbank für 1994 mit 191,7 Mio. Menschen etwas übersteigen, geht man bei einem Wachstum der Bevölkerung von 1,5 % jährlich davon aus, daß sich die Gesamtbevölkerungszahl bis zum Jahr 2039 zum Basisjahr 1993 verdoppeln wird. Das entspräche dann einer Gesamtbevölkerungszahl von bereits 212,7 Mio. Menschen im Jahre 2000.⁴⁴⁷ 1994 wohnten bereits 34 % der gesamten indonesischen Bevölkerung in Städten, wobei 38 % dieser Stadtbewohner in Ballungsräumen lebten, die im Jahre 1990 mindestens 1 Million Einwohner hatten. Dieses entsprach 13 % der gesamten Bevölkerung.⁴⁴⁸

Auf Java wird von einer Erhöhung der Bevölkerungsdichte ausgegangen. So leben jetzt schon auf der Insel, die rund 7 % der Landfläche ausmacht, 60 % der indonesischen Bevölkerung. Von einer Erhöhung der Bevölkerungsdichte wären vor allem die Städte, in besonderem Maße Jakarta, betroffen. Bereits im Jahre 1991 lebten rund 925 Einwohner pro km² auf West Java, auf Java durchschnittlich 826 Einwohner pro km² und in Jakarta 12.496 Einwohner pro km². Es wird davon ausgegangen, daß sich diese Zahl zukünftig aufgrund des Bevölkerungswachstums und der Abwanderung in die Städte noch erhöht. Für das Jahr 2021 wird im Durchschnitt für Java eine Bevölkerungszahl von 1.114 Einwohnern pro km² erwartet, für die Gebiete West Java und insbesondere Jakarta werden keine genauen Zahlenangaben gemacht, es wird nur darauf hingewiesen, daß die Einwohnerzahlen pro km² auf West Java oberhalb von 1.114 liegen werden. Für 2023 wird erwartet, daß im Landesdurchschnitt 58 % und auf Java 72 % der Bevölkerung in den Städten wohnen werden.⁴⁴⁹

Seit 1953 wird ein Programm zur Umsiedelung auf Java lebender Bevölkerungsgruppen vorgenommen. Hiermit soll u. a. der Bevölkerungsdruck und der Arbeitskräfteüberhang auf Java verringert werden. Weitere Ziele der Transmigration sind die Besiedelung bevölkerungsarmer Regionen und die Hebung des Lebensstandards der umgesiedelten, armen Bevölkerung. So

445 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 228

446 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

447 Vgl. Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen e.V. (Hrsg.) für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), 1996, S. 208

448 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 238

449 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 16f

wurden im Rahmen des Transmigrationsprogrammes allein von 1961 bis 1988 3 Mio. Javaner umgesiedelt.⁴⁵⁰

5.3.3 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Indonesien zählte mit einem Bruttonationalprodukt pro Kopf von 880 US\$ im Jahre 1994⁴⁵¹ nach den Kriterien der Weltbank zu den Ländern mit mittlerem Einkommen, jedoch zur unteren Einkommenskategorie dieser Klasse.⁴⁵² Die Analphabetenquote bei den Erwachsenen ist mit 16 % die niedrigste der hier betrachteten Länder⁴⁵³ und liegt bei 22 % bei den Frauen und bei 10 % bei den Männern.⁴⁵⁴ Rund 27 Mio. Menschen leben noch in absoluter Armut.⁴⁵⁵ Gleichzeitig wurde das Land bisher mit den asiatischen Schwellenländern verglichen.⁴⁵⁶ Grund hierfür war die schnelle wirtschaftliche Entwicklung. So wurde ein jährliches Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 6 % in den Jahren 1981 bis 1990 erreicht, welches in den beiden darauffolgenden Jahren auf 9,0 % und 8,9 % anstieg und bis 1994 jährlich bei über 7 % lag.⁴⁵⁷ 1995 und 1996 wuchs das Bruttoinlandsprodukt sogar mit 8,2 % bzw. 8,0 %, sank jedoch in 1997 auf 4,6 %, ⁴⁵⁸ bzw. aufgrund der Wirtschaftskrise im ersten Halbjahr 1998 auf ./ 12,2 % ab.⁴⁵⁹

Am indonesischen Bruttoinlandsprodukt von 174.640 Mio. US\$ im Jahre 1994 hatte der Sektor Industrie einen Anteil von 41 %, wobei der Bereich „Verarbeitendes Gewerbe“ hieran einen Anteil von 24 % hatte. Der Anteil des landwirtschaftlichen Sektors am Bruttoinlandsprodukt lag bei 17 %, der des Sektors Dienstleistungen bei 42 %.⁴⁶⁰

450 Vgl. Fasbender, 1992, S. 363f

451 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

452 Zu der mittleren Einkommenskategorie zählen die Länder mit einem Bruttonationalprodukt von 726-8.955 US\$ pro Kopf, vgl. World Bank, 1996 (1), S. 214

453 Zum Vergleich: China hat eine Analphabetenquote von 19, Indien von 48 %, vgl. World Bank, 1996 (1), S. 222

454 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 234

455 Vgl. World Bank, 1994, S. xiii

456 Vgl. Maas, 1994, S. 1

457 Das Basisjahr ist 1993, vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 223

458 Die 1997er Zahl wurde geschätzt, vgl. Asian Development Bank, 1998, S. 239

459 Vgl. Petersen, 1998

460 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 244

Die Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der einzelnen Sektoren in den Zeiträumen von 1980 bis 1990 und 1990 bis 1994 wird in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 36: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der verschiedenen indonesischen Wirtschaftssektoren im Zeitraum von 1980 bis 1994

Zeitraum	Landwirtschaft	Industrie	Dienstleistungen
1980-1990	3,4 %	6,9 %	7,0 %
1990-1994	3,0 %	9,8 %	7,6 %

Quelle: World Bank, Weltentwicklungsbericht 1996, Vom Plan zum Markt, 1996, S. 242

Obwohl der Sektor Dienstleistungen geringfügig anstieg, wird hier deutlich, daß sich in den letzten Jahren das jährliche Wachstum der Sektoren Landwirtschaft und Dienstleistungen zugunsten des industriellen Sektors verschoben hat. Die Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes lag 1991 bei 0,43 kgoe.⁴⁶¹ Bereits im Jahre 1990 führte das schnelle Wachstum in Indonesien zu Engpässen im Infrastrukturbereich, u. a. auch bei der Energieversorgung.⁴⁶²

Außerdem kam es zu einem Anstieg der Auslandsschulden und zu steigenden Inflationsraten.⁴⁶³ Die Inflationsrate lag in den Jahren 1985 bis 1994 bei durchschnittlich 8,9 %, ⁴⁶⁴ stieg aber bis zur Jahresmitte 1998, aufgrund der derzeitigen wirtschaftlichen Krise, auf 80 % an.⁴⁶⁵ Im Jahre 1993 erhielt Indonesien von den OECD-Ländern und den multilateralen Entwicklungsorganisationen rund 2.027 Mio. US\$ Entwicklungshilfe, was 1,34 % des indonesische Bruttosozialproduktes entsprach,⁴⁶⁶ in 1994 wurde öffentliche Entwicklungshilfe in der Höhe von 1,0 % des Bruttosozialproduktes an Indonesien gezahlt.⁴⁶⁷ Die gesamten Auslandsschulden beliefen sich 1995 auf

461 Zum Vergleich: Indien - 1,32, China - 1,87, OECD - 0,24, vgl. Sengupta, 1996, S. 284

462 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 3f und o. V., Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000, 1992, S. 1

463 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 3f und o. V., Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000, 1992, S. 1

464 Vgl. World Bank, 1995, S. 9

465 Vgl. o. V., IWF rückt von seinen rigorosen Forderungen ab, 1998

466 Vgl. BMZ/Referat 100, 1996, Länderdatenblatt 1994, S. 3

467 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 226

104.000 Mio. US\$. Für die Jahre 1996 und 1997 wurde ein Anstieg auf 108.000 bzw. 111.000 Mio. US\$ erwartet.⁴⁶⁸ Seit Beginn der Asienkrise Mitte 1997 wurden vom Internationalen Währungsfonds Zusagen in der Höhe von insgesamt über mehr als 45 Mrd. US\$ gemacht. Dessen Auflagen, wie beispielsweise der Subventionsabbau im Energiebereich, führten im ersten Halbjahr 1998 jedoch zu sozialen Unruhen.⁴⁶⁹

Indonesien erhält Entwicklungshilfe u. a. für den Energiesektor.⁴⁷⁰ So hilft die Weltbank z. B. bei der marktwirtschaftlichen Reorganisation des Energiesektors und dem umweltverträglichen Ausbau der Elektrizitätsversorgung auf den Außeninseln mit dem „Renewable Energy Small Power Project“.⁴⁷¹

Zur Steuerung der Entwicklung gibt es staatliche Langzeit-Entwicklungspläne mit einer Dauer von 25 Jahren. Der erste begann im April 1969 und ging bis März 1994. Darüber hinaus gibt es Fünf-Jahres-Pläne (Repelita), Repelita I begann ebenfalls im April 1969 und Repelita V endete im März 1994.⁴⁷²

5.3.4 Umweltprobleme

Als eines der größten Probleme für die Entwicklung und die Umweltsituation Indonesiens wird das Bevölkerungswachstum angesehen. Weitere Probleme sind übermäßige Ressourcennutzung wie z. B. von fossilen Brennstoffen, Metallerzen und Holz, die Luftverschmutzung (besonders auf Java) und die Verschmutzung der Gewässer, insbesondere durch Schwermetalle und Fäkalien sowie eine Verschlechterung der Bodenqualität. Diese Probleme stehen alle in direktem Zusammenhang mit der steigenden Bevölkerungszahl, der zunehmenden Verstädterung und der langanhaltenden Unterentwicklung.⁴⁷³

So hatten z. B. im Jahre 1992 weniger als 10 % der Haushalte mit monatlichen Ausgaben unterhalb von 100.000 Rp Zugang zu einem Anschluß mit Leitungswasser. Unsauberes Wasser gilt jedoch als hauptsächliche Ursache

468 Vgl. Asian Development Bank, 1996, S. 239

469 Vgl. Praginanto, 1998

470 Nähere Angaben zu der Größenordnung der Projekte von Weltbank und Asiatischer Entwicklungsbank erfolgen in Kapitel 6

471 Vgl. World Bank, 1997 (4), S. 4, 13

472 Vgl. o. V., The ups and downs of the first 23-years of the long-term development plan (1969-1991), 1992, S. 1

473 Vgl. BfAI, 1994 (1), S. 14 und vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 6ff

für Krankheiten wie beispielsweise Cholera und Typhus. Ein weiteres Problem ist die städtische Abfallbeseitigung. Es wird geschätzt, daß 30 % des gesamten Abfalls nicht eingesammelt werden, und zum Teil selbst der eingesammelte Abfall dann einfach auf offenen oder unkontrollierten Mülldeponien abgeladen wird, dort das Grundwasser verschmutzt und zur Verbreitung von Krankheiten führt.⁴⁷⁴

Ein weiteres Problem ist die Luftverschmutzung in den Städten, welche hauptsächlich durch die Schadstoffemissionen von Verkehr und Kraftwerken verursacht wird, aber auch durch unkontrollierte Müllverbrennungen in den Städten und Dörfern. Umweltverschmutzungen erfolgen auch durch den industriellen Sektor, besonders auf Java, wo sich der größte Teil der Industrieansiedlungen befindet. So sind z. B. Gewässer und Küstenbereiche in der Nähe der Hauptindustriegebiete Jakarta und Surabaya bereits stark verschmutzt und weisen hohe Konzentrationen von Schwermetallen auf.⁴⁷⁵

Umweltpolitische Maßnahmen sollen nach Plänen der indonesischen Regierung aufgrund beschränkter Mittel zuerst für die Bereiche Luftverschmutzung/Verkehr, Sanierung von Stadtgebieten, Verschmutzung von fließenden Gewässern, umweltschädigende Ressourcennutzung und Behandlung umweltgefährdender Abfälle ergriffen werden. Als umweltpolitische Zielsetzung gilt die Einführung von Produktionsprozessen, die ressourcenschonend, umweltgerecht und energiesparend sind. Dabei soll auf eine rationellere Energieverwendung stärker als bisher geachtet werden.⁴⁷⁶ Bei der Planung von Kraftwerken sollen außerdem Umweltverträglichkeitsprüfungen durchgeführt und vorgeschriebene Emissionsstandards eingehalten werden.⁴⁷⁷

Es sollen jedoch auch globale Umweltprobleme berücksichtigt werden und eine Strategie zur Problematik der globalen Erwärmung in das Konzept einer nachhaltigen wirtschaftlichen Entwicklung integriert werden, da man sich bei einer insgesamt mehr als 80.000 km langen Küste vom Treibhauseffekt und dem möglichen Ansteigen des Meeresspiegels bedroht fühlt. Angestrebt

474 Vgl. World Bank, 1994, S. 129f und vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 6f

475 Vgl. World Bank, 1994, S. 129f und vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 6f

476 Vgl. BfAI, 1994 (1), S. 14

477 Vgl. IEA/OECD, 1997, S. 196f

wird eine Ausweitung diesbezüglicher Forschungen in enger internationaler Zusammenarbeit.⁴⁷⁸

5.3.5 Energiewirtschaft und Energiepolitik

Die indonesische Elektrizitätswirtschaft ist in der Lage, sich aufgrund eigener Energieressourcen selbst zu versorgen⁴⁷⁹ und als OPEC-Mitglied Erdgas und Erdöl zu exportieren.⁴⁸⁰

Der Energiesektor Indonesiens und die Exploration sind staatlich reguliert und unterstehen dem Energieministerium. Es sind jedoch auch andere Ministerien für Teilbereiche im Energiesektor zuständig wie z. B. das Bauministerium, welches für die Erstellung von Studien zur Wasserkraftnutzung und für den Betrieb von Wasserkraftwerken zuständig ist. Für die Koordination von Energiepolitik und Entwicklung mit anderen Sektoren ist ein interministerielles National Energy Board (BAKOREN) verantwortlich.⁴⁸¹ Die Exploration und Verarbeitung von Öl und Gas wird von dem staatlichen Unternehmen Pertamina durchgeführt. Unter bestimmten Vertragsbedingungen haben ausländische Unternehmen die Möglichkeit, als Kontraktoren für Pertamina an der Exploration und der Produktion von Öl und Gas mitzuwirken.⁴⁸²

In den Entwicklungsplänen der Regierung werden gesamtwirtschaftliche Planungsvorgaben gemacht, die u. a. auch den Energiesektor betreffen können. Es gibt eine zentrale Planungsbehörde, BAPPENAS,⁴⁸³ die für die wirtschaftliche Entwicklung sowohl im öffentlichen als auch im privaten Sektor zuständig ist.⁴⁸⁴ Die BAPPENAS trifft somit auch grundsätzliche Entscheidungen, die den Energiesektor betreffen. Außerdem ist die Stellungnahme anderer betroffener Ministerien erforderlich.⁴⁸⁵

Den Kohleabbau teilt sich das staatliche Unternehmen P.T. Tambang Batu bara Bukit Asam (PTBA) hauptsächlich mit dem Unternehmen P.T. Kaltim Prima. Zusammen hatten sie im Jahre 1992 einen Anteil von 75 % an der gesamten Kohleproduktion. Außerdem gibt es kleinere indonesische Privat

478 Vgl. BfAI, 1994 (1), S. 16

479 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 43

480 Vgl. Bank Indonesia (Hrsg.), 1994, S. 153

481 Vgl. World Bank, 1997 (4), S. 2

482 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 97f

483 BAPPENAS = National Development Planning Agency of Indonesia

484 Vgl. BfAI, 1992, S. 1

485 Gespräch mit Herrn Dr. Hartmut Baumeister, BPPT, 05.10.1994

unternehmen. Ausländischen Firmen ist der Zugang zu diesem Markt in der Regel im Rahmen von Joint Ventures möglich.⁴⁸⁶

Der Elektrizitätssektor steht über das Directorate General of Electricity and Energy Development (DGEED) unter direkter Aufsicht des Energieministeriums.⁴⁸⁷ Die DGEED veröffentlicht jährlich einen Entwicklungsplan für den Elektrizitätssektor.⁴⁸⁸ Sowohl die Elektrizitätsproduktion als auch deren Verteilung ist mit der Elektrizitätsgesellschaft PLN (Perusahaan Umum Listrik Negara) weitgehend in staatlicher Hand.⁴⁸⁹ Seit dem Jahre 1993 sind auch private inländische und ausländische Elektrizitätsanbieter (Independent Power Producer/IPP) in Indonesien zugelassen,⁴⁹⁰ mit denen bisher Vereinbarungen über 7.500 MW abgeschlossen wurden. Weitere Anlagen mit einer installierten Kapazität von 2.500 MW durch IPPs sind im Bau.⁴⁹¹ Privatisierungen im Elektrizitätssektor wurden insbesondere auch in den Bereichen Kraft-Wärme-Kopplung, bei der Verwendung von Abfall zur Stromerzeugung und bei großen Kraftwerken befürwortet, die das Angebot der PLN aufstocken sollten.⁴⁹² Langfristig ist auch die Privatisierung von 40 % der Kapazitäten der PLN geplant.⁴⁹³ Betreibermodell für fast alle IPPs ist BOO (Build-Own-Operate), lediglich die IPPs, die Geothermie nutzen, betreiben dieses nach dem Modell BOT (Build-Operate-Transfer).⁴⁹⁴

Allerdings versucht die PLN derzeit, aufgrund der wirtschaftsbedingten Überkapazitäten beim Stromangebot die Verträge mit verschiedenen IPPs zu überarbeiten bzw. zu kündigen. Die PLN hatte den IPPs die Stromabnahme zu garantierten Preisen in US Dollar vertraglich zugesichert, erhält jedoch als Einnahmen beim Stromverkauf Rupiah und ist aufgrund des zur Zeit starken Wechselkursverfalls der Rupiah gegen den US Dollar in Zahlungsschwierigkeiten geraten. Argumentiert wird hier u. a., daß hinter Verträgen der IPPs Angehörige der ehemaligen Präsidentenfamilie Suharto stehen und durch die Kündigung der Verträge die Vetterwirtschaft beseitigt werden soll. Gemeinsam mit der ehemaligen Präsidentenfamilie sind jedoch auch viele namhafte

486 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 109f

487 Vgl. World Bank, 1997 (4), S. 2

488 Vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 178

489 Vgl. o. V., Domestic electricity demand up steadily, 1993, S. 47f und Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 44

490 Nach Dekret des Präsidenten Nr. 37/1992, vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 193

491 Vgl. World Bank, 1997 (4), S. 7

492 Vgl. Sasmodo, Soejachmoen, Siagian, 1994, S. 91

493 Vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 62, 166, 177 und Caruso, Chen, 1996, S. 7

494 Vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 193

internationale Energieunternehmen an den IPPs beteiligt. Wäre die Rupiah gegen den US Dollar auf dem Stand von Mitte 1997 weitgehend stabil geblieben, hätte die PLN beim Kauf und Verkauf des Stromes, der von den IPPs erzeugt wird, weiterhin Gewinne gemacht, da bis zu diesem Zeitpunkt die Stromnachfrage jährlich um 10-15 % anstieg.⁴⁹⁵ Mittlerweile wird darüber nachgedacht, den indonesischen Stromsektor vollständig neu zu strukturieren und einen polipolistischen Markt mit vielen Anbietern und Nachfragern zu schaffen. Begonnen werden soll mit der Umstrukturierung in der Region Java/Bali. Dort sollen die Verbraucher von Hochspannungsstrom über 70 kV diesen direkt beim Stromproduzenten kaufen können.⁴⁹⁶

Die Industrie versorgt sich zum Teil selbst mit Strom, verkauft diesen jedoch auch an die PLN.⁴⁹⁷ Die installierte Kapazität für die Eigenversorgung der Industrie wird auf 10.500 MW geschätzt, wovon ca. 8.000 MW kleine, ineffizient arbeitende Dieselkraftwerke sind.⁴⁹⁸

Der indonesische Stromtarif orientiert sich an der installierten Kapazität und der Spannung. Je höher die installierte Leistung ist, desto höher ist auch der Strompreis. Bisher war die Leistung, die z. B. den einzelnen Haushalten zugeteilt wurde, auf 2,2 kW pro Haushalt begrenzt.⁴⁹⁹ Es gibt spezielle Tarife für die einzelnen Sektoren Industrie, Haushalte, Handel, soziale Einrichtungen, Tourismus, Regierung sowie Unterteilungen nach Niederspannung, Mittelspannung und Hochspannung, Spitzenlast und Schwachlast.⁵⁰⁰ Die Industrie zahlt einen Spitzenlasttarif von 18.00 bis 22.00 Uhr. Dieser ist abhängig von der installierten Leistung und zum Teil um bis zu 150 % höher als der Schwachlasttarif.⁵⁰¹ Als durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Jakarta wurden bisher 8,5 US cents pro kWh, als durchschnittlicher Strompreis für die Industrie 6,1 US cents pro kWh genannt.⁵⁰²

495 Vgl. o. V., The Government to Form a Special Committee, PLN Facing Serious Financial Problem, 1998, S. 39ff und o. V., Elektrizitätsversorger kündigt Vertrag, 1998

496 Vgl. o. V., Strommarkt wird geöffnet, 1998

497 Gespräch mit Herrn Ir. Parlindungan Marpaung, Ministry of Mines and Energy, 07.10.1994

498 Vgl. World Bank, 1997 (4), S. 3

499 Gespräch mit Herrn Dr. Hartmut Baumeister, BPPT, 05.10.1994

500 Vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 188f

501 Gespräch mit Herrn Ir. Parlindungan Marpaung, Ministry of Mines and Energy, 07.10.1994

502 Verglichen wurden Strompreise von Bangkok (Thailand), Hanoi (Vietnam), Jakarta (Indonesien), Seoul (Korea), Bombay (Indien), Peking (China) und Japan, vgl. OECD, 1996, S. 124

Seit November 1994 stieg der Strompreis von 161,59 Rp/kWh in Dreimonatsschritten auf zuletzt 3.400,00 Rp an. Die letzten Strompreissteigerungen wurden mit dem schlechten Wechselkurs der Rupiah zum US Dollar, hohen Kohlepreisen, Inflation und den Abnahmeverpflichtungen der PLN gegenüber den IPPs begründet.⁵⁰³ Nachdem jedoch die starken Anhebungen von Benzin- und Strompreisen im Mai 1998 zu sozialen Unruhen führten, wurden diese vorläufig bis zu einer Beruhigung der Wirtschaft wieder zurückgenommen.⁵⁰⁴

Stromdiebstähle verursachen bei der PLN einen Verlust von rund 50 Mio. US\$ pro Jahr, was einer Menge von 1,5 % des gesamten Stromverkaufs pro Jahr entspricht.⁵⁰⁵ Die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft Indonesiens hat zum größten Teil mit Hilfe bi- und multilateraler Kredite stattgefunden, die von der Regierung an die PLN weitergereicht wurde. Aus eigener Kraft war es der PLN nicht möglich, einen Ausbau der Kapazitäten zu betreiben, da sie über die Tarife die Stromnutzung vieler Verbrauchergruppen sozialverträglich subventioniert hat.⁵⁰⁶

Die indonesische Regierung plant jedoch, mit Unterstützung der Weltbank eine Reform des Energiesektors in der Form von Deregulierungsmaßnahmen und einer Reorganisation der PLN durchzuführen.⁵⁰⁷

Eine Zielsetzung der Energiepolitik ist die verlässliche Elektrizitätsversorgung der gesamten Bevölkerung auf einem niedrigen Preisniveau, damit die Lebensbedingungen der Bevölkerung verbessert und das wirtschaftliche Wachstum gesteigert werden kann. Außerdem soll ein Teil der indonesischen Öl- und Gasreserven für den Export reserviert bleiben, um mit den Exporterlösen einen Teil der Entwicklungsprogramme finanzieren zu können. Diese Ziele sollen durch Öleinsparungen im Inland und Diversifizierung der Kraftwerksstruktur erreicht werden, wobei aus Kostengründen die indonesische Kohle bei der Elektrizitätsversorgung bevorzugt werden soll.⁵⁰⁸

503 Vgl. o. V., PLN Pinned Under Financial Problem, Power Consumption Down, 1998, S. 52

504 Vgl. o. V., The Government to Form a Special Committee, PLN Facing Serious Financial Problem, 1998, S. 39 und Pragananto, 1998

505 Artikel in der International Herald Tribune, 10./11.08.1996, zitiert in: OECD/IEA, 1997 (1), S. 184

506 Vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 192

507 Vgl. World Bank, 1997 (4), S. 4

508 Vgl. BFAI 1994 (1), S. 8 und Gespräch mit Herrn Dr. Hartmut Baumeister, BPPT, 05.10.1994

Obwohl die Energiewirtschaft aufgrund der Wirtschaftskrise anstelle einer weiterhin stark steigenden Stromnachfrage eine gegenläufige Entwicklung durchmacht, wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, daß die wirtschaftliche Entwicklung Indonesiens sich zwar insgesamt verlangsamten wird, das Land sich aufgrund seines wirtschaftlichen Potentials jedoch nach einem diesjährigen radikalen Einbruch im Wirtschaftswachstum weiterhin, wenn auch gemäßigter, entwickeln wird.

Die letzten wirtschaftlichen Entwicklungen sind in den Prognosen für die Entwicklung des indonesischen Energiesektors aufgrund ihrer Aktualität nicht berücksichtigt worden, da die nachfolgenden Angaben zur erwarteten Nachfrageentwicklung vor einem anderen wirtschaftlichen Hintergrund gemacht wurden. Auch wenn die Stromnachfrage auf dem jetzigen Niveau stagnieren oder sogar rückläufig sein sollte, bleiben jedoch die Probleme des Energiesektors hinsichtlich der nicht ausreichenden Elektrifizierung der Haushalte, der fortschreitenden Urbanisierung, der Kraftwerksstruktur der PLN und der daraus resultierenden CO₂-Emissionen bestehen. Auf die Darstellung der Prognosen für eine geplante Entwicklung bei positivem Wirtschaftswachstum wird daher nicht verzichtet.

Für die Zukunft wurde in einer indonesisch-deutschen Studie mit einem durchschnittlichen Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 5,0 bis 6,0 % pro Jahr gerechnet. Im Jahre 2021 wird dort ein Bruttoinlandsprodukt pro Kopf von US \$ 2.500 prognostiziert.⁵⁰⁹ Von diesen Annahmen ausgehend wurden umweltverträgliche Energiestrategien für die Industrialisierung Indonesiens in den nächsten 30 Jahren im Rahmen einer indonesisch-deutschen Forschungskoooperation⁵¹⁰ durchgespielt. Hier wird von zwei möglichen Szenarien ausgegangen. Bei dem einem Szenario wird angenommen, daß kaum Maßnahmen für Emissionsverminderungen getroffen werden (Doing Nothing Case), bei dem zweiten Szenario wird davon ausgegangen, daß in den nächsten 10 Jahren eine Reihe von Maßnahmen getroffen werden, um die Luftverschmutzung zu reduzieren, z. B. durch die Einführung von Emissionsstandards, die den deutschen Emissionsstandards entsprechen (Emission Reduction Case). Auch bei diesen beiden Szenarios wird nochmals in eine

509 In Preisen von 1989, vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4

510 Die Studie wurde im Rahmen einer wissenschaftlich-technologischen Kooperation zwischen der Republik Indonesien und der Bundesrepublik Deutschland gefördert vom deutschen Bundesministerium für Forschung und Technologie und von der indonesischen Agency for Assessment and Application of Technology (BPPT)

optimistische wirtschaftliche Entwicklungsvariante (High Scenario), bei der ein langfristiges Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 6 % zugrundegelegt wird, und in eine pessimistische wirtschaftliche Entwicklungsvariante (Low Scenario) unterteilt.⁵¹¹

Weitere Annahmen für das optimistische Entwicklungsszenario sind:

- geringere, aber stetige Wachstumsraten der Nicht-Öl Exporte mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 7,1 % von 1990 bis 2023,
- rückläufige Importe von Gütern und Dienstleistungen, die nicht dem Bereich Öl zugerechnet werden,
- potentielle und nachgewiesene indonesische Ölreserven von 1.460 Tonnen bzw. 10,7 Mrd. Barrel zum Ende des Jahres 1990,
- rückläufige Ölexporte von 1994 bis 2008, während die Ölimporte nach dem Jahr 2001 mit schnellen Steigerungsraten zunehmen werden,
- keine Veränderungen der realen Ölpreise⁵¹² bis 1995 und danach ein Anstieg um durchschnittlich 2,0 % jährlich,
- ein Anstieg der Erdgasexporte bis zum Jahre 2000 bis zu einer Menge von 29 Mio. t. Bis zum Jahre 2013 werden die Exporte unverändert bleiben, sich danach aufgrund eines Mangels an exportierbarem Gas jedoch verringern.

Weitere Annahmen betreffen die Auslandsverschuldung und die wirtschaftliche Entwicklung von 21 ausgewählten Sektoren. Die ausgearbeiteten Energiestrategien werden als die kostengünstigsten angegeben. Das Energieangebot und der Energieverbrauch werden als gleich hoch angesehen. Energieeinsparungen wurden insoweit berücksichtigt, als von steigender Effizienz bei der Energieumwandlung in allen Sektoren im Zeitraum von 1991 bis 2021 ausgegangen wird. Welche genauen Annahmen diesen Effizienzerhöhungen zugrundegelegt wurden, wird in der Zusammenfassung der Studie nicht spezifiziert. Es werden jedoch Energieeinsparungen durch Effizienzsteigerungen aufgrund der steigenden Nachfrage erwartet. Da sowohl im „Doing Nothing Case“ als auch im „Emission Reduction Case“ Kohle als wichtigster Primärenergieträger für die zukünftige Energieversorgung Indonesiens angesehen wurde, erfolgte eine Darstellung der Energieangebotsstrategien nur für den „Emission Reduction Case“ (High Scenario), welcher als Referenzszenario

511 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 1, 18

512 Zugrundegelegt wurden hier 1990er Ölpreise

nario angesehen wurde.⁵¹³ Der Sektor Haushalte beinhaltet in dieser Studie die Bereiche Regierung, Behörden und Handel, der Sektor Industrie besteht aus 3 Untersektoren: verarbeitende Industrie, Bergbau (ohne Energie) und Landwirtschaft.⁵¹⁴

5.3.6 Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage

Die gesamte Energieproduktion Indonesiens entsprach mit 3073 tausend BOE/Tag im Jahre 1994 1,75 % der gesamten Weltenergieproduktion von 175.425 tausend BOE/Tag.⁵¹⁵ Gemessen an der weltweiten Erdgasförderung von 2.172,7 Mrd. m³ im Jahre 1994 lag Indonesien in diesem Jahr mit einer Erdgasfördermenge von 63,4 Mrd. m³ auf Platz 6 der 50 weltweit größten Erdgasförderländer. Mit einer geschätzten Ölfördermenge von 1.473 tausend BOE/Tag im Jahre 1995 wurde bei einer weltweit geschätzten Menge von 67.218 tausend BOE/Tag Platz 14 der 50 weltweit größten Ölförderländer erreicht.⁵¹⁶

Um die Angaben über die Primärenergievorkommen mit den anderen in dieser Arbeit betrachteten Länder vergleichbar zu machen, wird als Quelle für die Primärenergievorkommen Indonesiens keine nationale Quelle, sondern die Asian Development Bank verwendet und gegebenenfalls Ergänzungen vorgenommen. Dort werden als Primärenergiereserven für Indonesien folgende Mengen angegeben:

513 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 11, 19ff

514 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 42

515 Vgl. Petroleum Economist Ltd., Ernst & Young (Hrsg.), 1996, S. 153

516 Vgl. Petroleum Economist Ltd., Ernst & Young (Hrsg.), 1996, S. 163

Tabelle 37: Primärenergiereserven in Indonesien

Kohle:	32.063,00 Mio. metrische t ⁵¹⁷
Rohöl und Kondensate (nachgewiesene Reserven):	731,00 Mio. t ⁵¹⁸
Erdgas (nachgewiesene Reserven):	1,82 Billionen m ³ ⁵¹⁹
Radioaktive Materialien (vermutete Reserven, keine Spezifizier.):	10.000,00 t ⁵²⁰
Geothermie (gesamtes theoretisches Potential):	18.000,00 TWh ⁵²¹
Wasserkraft (gesamte theoretische Kapazität):	3.380,00 TWh ⁵²²
Gezeitenenergie (technisch erschließbares Potential):	keine Angaben ⁵²³
Sonnenenergie (theoretisches Potential):	keine Angaben
Windenergie (theoretisches Potential):	keine Angaben
Windenergie (technisch/wirtschaftlich nutzbares Potential):	keine Angaben
Biomasse (theoretisches Potential Biomasserückstände):	1.800,00 MW ⁵²⁴
Biogas (theoretisches Potential):	keine Angaben

Quellen: Asian Development Bank, Energy Indicators of Developing Member Countries of ADB, 1994, S. 58f und Patmosukismo, Pacific Growth and Energy Security in the 1990s: Indonesia's View, 1991, S. 268f, World Bank, Staff Appraisal Report Indonesia, Renewable Energy Small Power Report, 1997, S. 6

Der Erdöl- und Erdgasexport trägt zu einem erheblichen Anteil am gesamten Exportwert Indonesiens bei. So rechnete die Bank Indonesia für das Geschäftsjahr 1995/96 mit einem Exportwert von insgesamt 42.296 Mio. US\$ (1990/91 = 28.143 Mio. US\$), wobei die Positionen Öl mit 6.061 Mio. US\$ und Gas mit 4.114 Mio. US\$ zusammen fast ein Viertel des gesamten erwar

517 Soweit in der Quelle ausdrücklich „metrische“ Tonnen angegeben werden, wird dieses hier ebenfalls aufgeführt, vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

518 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

519 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

520 Vgl. Patmosukismo, 1991, S. 268f

521 Vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f, die Weltbank vermutet ein Potential von ca. 16.000 MW, die Hälfte davon auf Java/Bali, vgl. World Bank, 1997 (4), S. 6,

522 Aus diesen Angaben geht jedoch nicht hervor, ob das technisch erschließbare Potential der Gezeitenenergie bereits berücksichtigt wurde, vgl. Asian Development Bank, 1994, S. 58f

523 Siehe hierzu die noch folgenden Ausführungen zu den Bedingungen für die Nutzung dieser Energieart in Indonesien

524 Von diesem Potential wird für Sumatra ein Anteil von 500 MW, für Kalimantan ein Anteil von 800 MW und für Java ein Anteil von rund 380 MW geschätzt, vgl. World Bank, 1997 (4), S. 6

teten Exportwertes ausmachten.⁵²⁵ Der Energiesektor war bisher mit einem hohen Anteil an den Exporteinnahmen ein wichtiger Bereich der indonesischen Wirtschaft, ein Träger der technologischen Entwicklung und des wirtschaftlichen Wachstums.⁵²⁶ Außerdem stieg die inländische Nachfrage nach Öl und Gas. Die Energiepolitik versuchte daher darauf hinzuwirken, daß der Exportanteil der Produkte steigt, die nicht zu dem Öl- und Gasbereich zählen. Aufgrund von Deregulierungsmaßnahmen kam es in den letzten Jahren zu einer Diversifizierung der gesamtwirtschaftlichen Produktion und zu einer Umkehr in der Exportstruktur.⁵²⁷

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Überblick über die Energieproduktion im Jahre 1994, aufgeteilt nach den verschiedenen Primärenergiearten, gegeben.

Tabelle 38: Indonesische Energieproduktion in '000 BOE/Tag (Barrel of Oil Equivalent) im Jahre 1994			
Energieart	Indonesische Energieproduktion in '000 BOE/Tag	Anteil an der indonesischen Energieproduktion in %	Gesamte Weltenergieproduktion in '000 BOE/Tag
Öl	1.466	47,71	65.375
Erdgas	1.172	38,14	40.185
Kohle	390	12,69	44.383
Kernenergie	keine Angaben	keine Angaben	11.850
Wasserkraft und andere	45	1,46	13.272
Gesamt	3.073	100,00	175.065

Quelle: Petroleum Economist Ltd. und Ernst & Young (Hrsg.), World Energy Yearbook 1996, 1996, S. 153ff

Der Energieverbrauch stieg im Zeitraum von 1980 bis 1994 von 25.028 auf 74.794 Öleinheiten in tausend metrischen Tonnen, was einer Zunahme des Pro-Kopf-Energieverbrauchs von 169 auf 393 kg in diesem Zeitraum entsprach. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Energieverbrauchs

525 Die Werte für 1995/96 sind vorläufige Werte und beziehen sich auf den Zeitraum vom 01.04.95 - 31.03.1996, vgl. Bank Indonesia (Hrsg.), 1996, S. 153

526 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4

527 Vgl. BfAI, 1994 (2), S. 5

stieg von 7,4 % im Zeitraum von 1980 bis 1990 auf 9,3 % in den Jahren von 1990 bis 1994.⁵²⁸

In der nachfolgenden Tabelle werden die installierte Kapazität der Kraftwerke und die Stromerzeugung, aufgeteilt nach Primärenergiearten, dargestellt:

	Stromproduktion in GWh	installierte Kapazität in %	installierte Kapazität in MW
Öl	13.054	26,07	6.391
Erdgas	15.576	31,10	2.901
Kohle	12.805	25,57	2.595
Kernenergie	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben
Wasserkraft	7.042	14,06	2.178
Geothermie	1.601	3,20	305
Gesamt	50.078	100,00	14.370

Quelle: OECD/International Energy Agency, Asia Electricity Study, 1997, S. 170, 172

Insbesondere seit Ende der 80er Jahre stieg der gesamte Stromverbrauch um mehr als 16 % jährlich. Dieser Anstieg konnte nicht durch einen Ausbau der Kapazitäten von der PLN gedeckt werden.⁵²⁹ Allein der Stromverbrauch des industriellen Sektors stieg in diesem Zeitraum um 23 % jährlich an.⁵³⁰

Aufgrund der hohen Steigerungsraten der Stromnachfrage kam es in den Ballungszentren in den letzten Jahren verstärkt zu Stromengpässen. So haben z. B. die kommerziell genutzten Gebäude und Hotels in Jakarta in der Regel Notstrom-Dieselaggregate, um bei Stromausfall selbst Strom erzeugen zu können.⁵³¹ Diese Engpässe in der Stromversorgung haben beispielsweise die Produktionsausweitung des industriellen Sektors behindert. Die PLN war zu

528 Vgl. World Bank, 1996 (1), S. 236

529 Vgl. BfAI, 1994 (2), S. 10 und o. V., Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000, 1992, S. 1f

530 Vgl. o. V., Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000, 1992, S. 1

531 Gespräch mit Herrn Dr. Hartmut Baumeister, BPPT, 05.10.1994 und vgl. Sasmodo, Soejachmoen, Siagian, 1994, S. 99

Beginn der 90er Jahre trotz Ausweitung ihrer Kapazitäten nicht in der Lage, die gesamte Elektrizitätsnachfrage zu befriedigen. Die Engpässe wurden zum Teil ausgeglichen durch die Stromerzeugung des industriellen Sektors, welcher eigentlich Elektrizität nur für den Eigenbedarf produziert und lediglich Überschüsse an die PLN verkauft.⁵³²

Mittlerweile übersteigt das Stromangebot die Nachfrage. So stiegen seit 1993/94 die Stromverkäufe von 38.962 GWh bis 1996/97 über 40 % auf 58.663 GWh an. Die Nachfrage entwickelte sich jedoch nicht im gleichen Ausmaß. Der Nachfrage von 58.663 GWh in 1996/97 stand ein Angebot von 69.005 GWh gegenüber. Aufgrund der wirtschaftlichen Auswirkungen der Asienkrise geht die PLN für das Jahr 1999 von einer Überkapazität von 5.000 MW, davon auf Java 3.800 MW, aus.⁵³³

Im Jahre 1996/97 stellte die PLN 16.241 MW Stromerzeugungskapazität zur Verfügung und produzierte insgesamt 67.356 GWh, 1.649 GWh wurden von IPPs zugekauft. Aufgrund der derzeitigen ökonomischen Krise und des starken Nachfragerückganges bei der Stromnachfrage auf Java und Bali plant die PLN keine weiteren Kraftwerksbauten in den kommenden zwei Jahren. Die Abwertung der Rupiah im Verhältnis zum US Dollar erschwert es der PLN, ihren Zahlungsverpflichtungen für die laufenden Kosten, für Kraftstoffe und Betriebskosten nachzukommen. Insbesondere der Strom der IPPs, den die PLN in US Dollar zahlen muß, während sie den Strom für Rupiah weiterverkauft, trägt derzeit noch dazu bei, die finanzielle Krise der PLN zu verstärken.⁵³⁴ Während die neu gebauten Kraftwerke der IPPs modernem Standard entsprechen, sind viele der PLN-Kraftwerke technisch überholt. In einigen Gebieten kommt es aufgrund veralteter Netze immer noch zu Übertragungsverlusten von bis zu 20 %. Auch kann das derzeitige Überangebot an Kraftwerkskapazität aufgrund mangelnder Vernetzung nicht dort genutzt werden, wo immer noch ein dringender Bedarf an Strom existiert, wie beispielsweise in verschiedenen Teilen Sumatras.⁵³⁵

In der indonesisch-deutschen Studie wurde für die Zukunft bei entsprechendem Wirtschaftswachstum noch ein Anstieg der gesamten indonesischen

532 Vgl. o. V., *Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000*, 1992, S. 1f und vgl. Sasmodo, Soejachmoen, Siagian, 1994, S. 90

533 Vgl. o. V., *PLN Pinned Under Financial Problem, Power Consumption Down*, 1998, S. 51, 53

534 Vgl. o. V., *PLN Pinned Under Financial Problem, Power Consumption Down*, 1998, S. 50

535 Vgl. Tripathi, McBeth, 1998, S. 44

Bruttostromproduktion auf 700,3 TWh/a Bruttostromproduktion (556,1 TWh/a Nettostromerzeugung) im Jahre 2021 erwartet, bei einer dann installierten Leistung von 147,92 GW. Dieses würde einer jährlichen Steigerung von 8,1 % entsprechen, wobei mehr als 60 % der gesamten Stromproduktion auf die Insel Java, auf Sumatra etwas mehr als 20 % und auf Kalimantan und die anderen Inseln rund 8 % entfallen würden. 70 % der Nachfrage würde die Industrie stellen (bei einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 8,5 %), während eine Nachfragesteigerung der Haushalte nur um durchschnittlich 7,6 % pro Jahr erwartet wird. Die gesamte zukünftige Bruttostromerzeugung Indonesiens wird hier angegeben als Erzeugung durch die PLN, Eigenerzeugung durch die Industrie, energieerzeugende Industriebetriebe und Kontraktoren von Kohle, Öl und Erdgas.⁵³⁶

Anderen Angaben zufolge wurde ein Kapazitätswachstum von 11.480 MW (1990) auf 48.638 MW (2010) prognostiziert, wobei davon ausgegangen wird, daß der Primärenergiemix bei der Stromerzeugung sich dann auf Kohle mit 24 %, Öl mit 45 %, Gas mit 11 % und Wasserkraft und Geothermie mit 20 % verteilen wird.⁵³⁷ Als gesamter Investitionsbedarf für den Zeitraum 1996 bis 2010 wurde eine Summe von 51.204,00 Mio. US\$, d. h. jährlich durchschnittlich 3.414,00 Mio. US\$, erwartet.⁵³⁸ Die PLN erwartete eine Entwicklung der Stromnachfrage von 1990 33.044 GWh auf 2002 121.333 GWh.⁵³⁹

Die nachfolgende Tabelle zeigt, wie sich die erwartete Entwicklung der Stromnachfrage vom Fünf-Jahres Plan V (Repelita V/Mittleres Jahr 1991) bis zum Fünf-Jahres-Plan XI (Repelita XI/Mittleres Jahr 2021) auf die einzelnen Sektoren Haushalte, Industrie und Verkehr verteilen würde. Die Annahmen, die diesen Berechnungen zugrunde liegen (High Scenario, Emission Reduction Case), wurden bereits ausführlich erläutert.

536 Die 20 % Differenz zwischen Brutto- und Nettostromproduktion sind Eigenverbrauch und Verluste, vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 34ff

537 Vgl. Razavi, Tippee, Smock, 1996, S. 46

538 Vgl. Razavi, Tippee, Smock, 1996, S. 46

539 Vgl. Tabelle 6, von Dr. Ing. Nengah Sudja, PLN 1991, in: o. V., Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000, 1992, S. 8

Tabelle 40: Erwartete indonesische Elektrizitätsnachfrage, bei positivem Wirtschaftswachstum, im Zeitraum von Repelita V bis Repelita XI, aufgeteilt auf die einzelnen Sektoren

Repelita		V	VII	IX	XI
Mittleres Jahr		1991	2001	2011	2021
Haushalte	PJ/a	58,7	134,3	267,5	532,0
	TWh/a	16,3	37,3	74,3	147,8
Industrie	PJ/a	127,7	305,6	661,5	1.465,0
	TWh/a	35,5	84,9	183,8	406,9
Verkehr	PJ/a	0,5	1,4	2,5	5,0
	TWh/a	0,1	0,4	0,7	1,4
Gesamt	PJ/a	186,9	441,3	931,5	2.002,0
	TWh/a	51,9	122,6	258,8	556,1

Quelle: Government of Indonesia/Agency for Assessment and Application of Technology of Indonesia (BPPT), Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), Environmental Impacts of Energy Strategies for Indonesia, Final Summary Report, 1993, S. 41, High Scenario, Emission Reduction Case

Das größte Wachstumspotential im Sektor Haushalte wurde in den ländlichen Gebieten gesehen, da dort Ende 1989 erst 25 % der Haushalte elektrifiziert waren.⁵⁴⁰ In 1995 hatten noch weniger als 50 % aller Haushalte Zugang zur Stromversorgung.⁵⁴¹ Bis zum Jahre 2021 sollen 80 % aller Haushalte auf dem Lande mit Elektrizität versorgt werden. Es wird erwartet, daß die Haushalte auf dem Lande dann rund 1.000 kWh jährlich verbrauchen, die Haushalte in der Stadt hingegen 1.200 kWh bei einer 100 %igen Elektrifizierung der Haushalte in den Städten.⁵⁴² Angaben zu Wärmeverbrauch und -erzeugung des industriellen Sektors lagen nicht vor.

540 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 40f, High Scenario, Emission Reduction Case

541 Vgl. Tripathi, McBeth, 1998, S. 42 und World Bank, 1997 (4), S. 3

542 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 40f, High Scenario, Emission Reduction Case, bzw. nach Angaben der Asiatischen Entwicklungsbank 95 % bis zum Ende von Repelita X, vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S. 167

5.3.7 Energieoptionen zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs

5.3.7.1 Kohle

Kohle wurde hauptsächlich im Süden und Osten von Kalimantan und in Zentral- und Süd-Sumatra gefunden. Es wurde bisher erwartet, daß die Kohleproduktion von 11 Mio. t im Jahre 1990 auf bis zu 50 Mio. t zum Ende des Jahrhunderts gesteigert wird. Kohle wird als hauptsächlicher Primärenergieträger für die zukünftige Stromproduktion angesehen. Der größte Teil der indonesischen Kohle hat einen niedrigen Gehalt an Asche und Schwefel.⁵⁴³ Während Kohle, die in anderen Ländern abgebaut wird, oftmals einen Aschegehalt von 10 % aufweist, ist dieser mit 1 %, genauso wie der Schwefelgehalt von 1 %, bei indonesischer Kohle niedrig.⁵⁴⁴ Ausgehend von einem Anteil von 6 % im Jahre 1991 (8,5 10⁶t/a Kohle und Koks) am gesamten indonesischen Primärenergieverbrauch wurde bei der Annahme eines Wachstums des Bruttoinlandsproduktes von durchschnittlich jährlich 6 % und einer Steigerung des gesamten Primärenergieangebotes um 5,5 % jährlich davon ausgegangen, daß sich der Kohleanteil am Primärenergieangebot alle 13 Jahre verdoppeln würde. Außerdem wurde eine Steigerung des Kohleverbrauches um 12,5 % jährlich angenommen, was dann eine Verdopplung des Kohleverbrauches alle 6 Jahre bedeuten würde. Für das Jahr 2021 wurde bei positivem Wirtschaftswachstum ein Kohleanteil an der gesamten Energieproduktion von 42 % (278 10⁶t/a Kohle und Koks) erwartet.⁵⁴⁵

Die geplante Entwicklung der installierten Kapazität der Kohledampfkraftwerke für die Stromerzeugung von Repelita V bis Repelita XI sah einen Anstieg von 1,92 GW bei einem Kohleverbrauch von 125 PJ/a im Jahre 1991 auf 91,33 GW bei einem Kohleverbrauch von 5.416 PJ/a im Jahre 2021 vor. Die installierte Kapazität aller Kraftwerke für das Jahr 2021 läge dann bei 147,92 GW.⁵⁴⁶

Im Jahre 2021 würde der Anteil der Kohlekraftwerke an der Bereitstellung der gesamten Elektrizität rund 60 % ausmachen. Kohlestrom soll den Bereich

543 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4f, 32

544 Vgl. o. V., Coal has good market prospects, 1992, S. 46

545 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4f, 25f, High Scenario, Emission Reduction Case

546 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 29f, 35, High Scenario, Emission Reduction Case

von Grundlast und Mittellast abdecken.⁵⁴⁷ Mehr als drei Viertel des inländischen Kohlekonsums würde auf Java entfallen, das entspräche 40 Mio. t im Jahre 2002 und 217,4 Mio. t im Jahre 2021.⁵⁴⁸

Um kohlebefeuerte Dampfkraftwerke auch außerhalb von Java wirtschaftlich nutzen zu können, wird ein größeres Nachfragepotential für den so erzeugten Strom für erforderlich gehalten. In den meisten Gebieten außerhalb Javas, wo es möglich wäre, entsprechend große Kraftwerke zu bauen, existieren jedoch keine großen Städte oder großen Industrieansiedlungen, so daß nicht die Möglichkeit gesehen wurde, unter Ausnutzung der Kostendegression wirtschaftlich arbeitende Großkraftwerke bauen zu können.⁵⁴⁹

Außer zur Elektrizitätserzeugung wird Kohle hauptsächlich vom industriellen Sektor nachgefragt. Hier wurde bei positivem Wirtschaftswachstum eine durchschnittliche Nachfragesteigerung von 9,4 % jährlich von 3,1 Mio. t/a während Repelita V und auf 50 Mio. t/a während Repelita XI erwartet. Das entspräche einer Steigerung des Endenergieverbrauches bei Kohle und Koks im industriellen Sektor von 73 PJ/a in 1991 auf 1.089 PJ/a in 2021.⁵⁵⁰ Als preiswerte Brennstoffalternative für indonesische Haushalte werden derzeit Kohlebriketts in einigen Städten getestet. Die Nutzung von Kohlebriketts soll auf 30 % der Haushalte und auf 50 % der kleinen Industriebetriebe ausgedehnt werden.⁵⁵¹

5.3.7.2 Erdöl

1990 produzierte Indonesien 534 Mio. Barrel Rohöl und Kondensate und exportierte 54 % dieser Produktion. Bei der momentanen Produktionsrate wird jedoch davon ausgegangen, daß die nachgewiesenen Reserven im Jahre 2004 erschöpft sein werden.⁵⁵² Geologen gehen davon aus, daß beträchtliche weitere Rohölreserven von rund 30 bis 40 Mrd. Barrel existieren. Zur Zeit

547 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

548 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 29f, High Scenario, Emission Reduction Case

549 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

550 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 40, High Scenario, Emission Reduction Case

551 Vgl. Republic of Indonesia, National Development Information Office, Indonesia Source Book 1993, ohne Ortsangabe, 1993, S. 46

552 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4f

werden solche Vermutungen jedoch als reine Spekulation abgetan. Mögliche Ölreserven könnten in abgelegenen Gebieten oder im Meer gefunden werden. Allerdings könnte es mit Risiken und hohen Kosten verbunden sein, Teile dieser Reserven nachzuweisen.⁵⁵³ Wenn diese Ölreserven in den nächsten Jahren nicht entdeckt werden, während Indonesien noch Öl exportiert, müßten zuerst die Ölexporte reduziert werden, ab dem Jahre 2000 würde dann ein steigender inländischer Ölbedarf größere Mengen an Importen erfordern.⁵⁵⁴ In der indonesisch-deutschen Studie wurde die Annahme getroffen, daß die potentiellen Reserven noch vor dem Jahre 2021 entdeckt werden. Hier wurde von Ölreserven von insgesamt 10.731 Mio. Barrel ausgegangen, mit 5.303 Mio. Barrel nachgewiesenen Reserven und 5.428 Mio. Barrel potentiellen Reserven im Jahre 1991. Außerdem wurde von einer Produktion von 930 Mio. Barrel Kondensaten bis 2021 ausgegangen, wobei sowohl nachgewiesene als auch potentielle Reserven berücksichtigt wurden.⁵⁵⁵

1991 dominierte Öl den indonesischen Primärenergiemarkt mit 41 % (1,35 10³PJ/a bzw. 231 10⁶b/a) des Energieverbrauches inklusive Ölimporte und Ölprodukte. Bei einem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von durchschnittlich jährlich 6 % und einer Steigerung des Primärenergieangebotes um 5,5 % jährlich wurde davon ausgegangen, daß sich der Anteil von Öl am Primärenergieangebot Indonesiens auf 31 % (4,80 10³PJ/a bzw. 824 10⁶b/a) im Jahre 2021 bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 4,3 % vermindern würde.⁵⁵⁶

Als Entwicklung der installierten Kapazität der Dieselgeneratoren für die Stromerzeugung von Repelita V bis Repelita XI wurde ein Anstieg von voraussichtlich 11,42 GW im Jahre 1991 auf 15,87 GW im Jahre 2021 bei einer dann prognostizierten installierten Kapazität aller indonesischen Kraftwerke von 147,92 GW erwartet.⁵⁵⁷

Dieselgeneratoren würden im Jahre 2021 demnach rund 11 % der gesamten Elektrizität erzeugen, hätten jedoch einen Anteil von 28 % an der Bereitstel-

553 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 31

554 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4f

555 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 31, High Scenario, Emission Reduction Case

556 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25ff, High Scenario, Emission Reduction Case

557 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

lung der Elektrizität außerhalb Javas.⁵⁵⁸ Es wurde davon ausgegangen, daß der Anteil von Diesel und Schweröl zur Elektrizitätserzeugung in den nächsten 20 Jahren sinkt, da dann hauptsächlich Gas und Kohle zur Stromproduktion genutzt werden sollen. Für die Erzeugung von Spitzenlaststrom ist langfristig jedoch zunehmend die Nutzung raffinierter Produkte geplant.⁵⁵⁹

Außer Dieselgeneratoren werden auch ölbefeuerte Dampfkraftwerke für die Stromerzeugung genutzt. Über deren erwartete Kapazität wurden in der indonesisch-deutschen Studie keine detaillierten Zahlen genannt, da diese dort nur in der Position „weitere“ Kraftwerke enthalten sind.⁵⁶⁰ Die erwarteten installierten Kapazitäten bis zum Ende des Planungszeitraumes waren mit insgesamt 1,34 GW im Jahre 2021 jedoch marginal.⁵⁶¹

Die Bedeutung von Kerosin für die Beleuchtung in den privaten Haushalten ist groß. So verwendeten im Jahre 1990 44,74 % der gesamten indonesischen Haushalte Kerosin für die Beleuchtung, während 46,75 % Elektrizität nutzen konnten. Im gleichen Zeitraum verwendeten 26,14 % der gesamten indonesischen Haushalte Kerosin zum Kochen.⁵⁶² Die Nachfragesteigerung der Haushalte wurde jährlich mit 1,5 % von 231 PJ/a im Jahre 1991 auf 356 PJ/a im Jahre 2021 veranschlagt. Hierbei wurde berücksichtigt, daß aufgrund steigender Einkommen der Haushalte, verstärkter Urbanisierung und in den dicht besiedelten Gebieten der Rückgang des zur Verfügung stehenden Brennholzes zum Kochen durch raffinierte Produkte wie Kerosin und LPG ersetzt wird. Die zunehmende Elektrifizierung des Landes würde hingegen die Nachfrage nach Kerosin für die Beleuchtung reduzieren.⁵⁶³

558 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

559 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 27, High Scenario, Emission Reduction Case, zu den raffinierten Produkte werden hier verflüssigtes Petroleumgas (Propan- und Butangas), Kerosin, Benzin, Dieselöl für Kraftfahrzeuge und die Industrie und Schweröl gezählt

560 Zu den „weiteren“ Kraftwerken zählen Gaskombikraftwerke, ölgefeuerte Dampfkraftwerke, geothermische Dampfkraftwerke und Dampfkraftwerke, die mit Biomasse gefeuert werden.

561 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

562 Die wichtigsten Energieträger in den privaten Haushalten zum Kochen im Jahre 1990 waren Holz (70,4 %), Kerosin (26,14 %), Gas (1,96 %), Elektrizität (0,75 %), vgl. Government of Indonesia/Central Bureau of Statistics, 1993, S. 158f

563 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 39f, High Scenario, Emission Reduction Case

Die Nachfragesteigerung nach raffinierten Produkten durch den industriellen Sektor wurde mit 3,2 % jährlich von 112 PJ/a im Jahre 1991 auf 290 PJ/a im Jahre 2021 veranschlagt. Es wurde erwartet, daß auch zukünftig der Sektor Verkehr den größten Anteil der inländischen Nachfrage nach raffinierten Produkten stellen würde. Während auf diesen Sektor mit 536 PJ/a in Repelita V 61 % der gesamten inländischen Nachfrage entfällt, würde der Anteil mit einer jährlichen Wachstumsrate von 6,2 % auf 3.226 PJ/a im Jahre 2021 auf über 80 % ansteigen.⁵⁶⁴

5.3.7.3 Erdgas

Die Erdgasproduktion erhöhte sich in der Vergangenheit um 6 % jährlich. 75 % bis 80 % der Kapazitäten wurden für die Produktion von verflüssigtem Erdgas (LNG) genutzt und exportiert. Zukünftig werden jedoch größere Mengen Erdgas für den indonesischen Markt benötigt.⁵⁶⁵ In den Erdgasreserven sind große Erdgasvorkommen enthalten, die einen hohen CO₂-Gehalt von ca. 70 % haben. Um diese Erdgasfelder für die Gasverarbeitung nutzen zu können, wären hohe Investitionen nötig.⁵⁶⁶

1991 hatte Erdgas einen Anteil am indonesischen Primärenergiemarkt von 18 % (572 10⁹scf/a).⁵⁶⁷ Bei einem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von durchschnittlich jährlich 6 % und einer Steigerung des Primärenergieangebotes um 5,5 % jährlich wurde davon ausgegangen, daß sich der Anteil von Erdgas am Primärenergieangebot Indonesiens auf 13 % (2,14 10³ PJ/a) im Jahre 2021 bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 4,3 % vermindert.⁵⁶⁸ Die Nettoproduktion von Erdgas betrug durchschnittlich 1.696 PJ/a während Repelita V (mittleres Jahr 1991). Bis zum Jahre 2006 wurde eine durchschnittliche jährliche Produktionssteigerung von 3,5 % erwartet, von 2006 bis 2021 um 0,8 % auf 3.206 PJ/a. Von Repelita V bis Repelita XI wurde eine gesamte Produktion von 95.605 PJ prognostiziert.⁵⁶⁹

564 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 39f, High Scenario, Emission Reduction Case

565 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4f

566 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 31

567 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 4f, 25f, High Scenario, Emission Reduction Case

568 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25, High Scenario, Emission Reduction Case

569 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 28, 32, High Scenario, Emission Reduction Case

Es wurde erwartet, daß der inländische Erdgasverbrauch jährlich um 4,4 % ansteigt. Zur Zeit entfällt der inländische Verbrauch fast ausschließlich auf die indonesische Industrie, die PLN hat nur einen geringen Anteil daran. Der Gasanteil an der öffentlichen und privaten Stromversorgung sollte jedoch um 9 % in den nächsten 10 Jahren steigen um dann weitgehend konstant zu bleiben. Es wurde eine Steigerung des Gasendverbrauchs für Zwecke, die nicht der Stromproduktion dienen, um 5,9 % jährlich von 1991 bis 2021 erwartet.⁵⁷⁰

Die installierte Kapazität der Gasturbinen für die Stromerzeugung von Repelita V mit 2,18 GW bei einem Erdgasverbrauch von 139 PJ/a würde sich bis Repelita XI auf 27,04 GW mit einem Erdgasverbrauch von 387,1 PJ/a erhöhen, während die gesamte installierte Kapazität zur Bruttostromerzeugung aller Energieträger bis dahin auf 147,92 GW ansteigt.⁵⁷¹

Gasturbinen werden hauptsächlich zur Produktion von Spitzenlaststrom genutzt. Im Jahre 2021 würden Gasturbinen einen Anteil von rund 18 % an der gesamten Stromproduktion haben. Aufgrund der geplanten Exporte von verflüssigtem Erdgas (LNG) wurde ein hoher Erdgasanteil an der Elektrizitätserzeugung langfristig als unmöglich angesehen. Auf Java wurde eine installierte Kapazität an Gasturbinen zur Stromproduktion von 20 GW im Jahre 2021 erwartet.⁵⁷²

Außer den Gasturbinen werden auch Gaskombikraftwerke für die Stromerzeugung genutzt. In der indonesisch-deutschen Studie werden jedoch keine detaillierten Zahlen für die Kapazität der Gaskombikraftwerke unter der Position „weitere“ gemacht.⁵⁷³

Die Bedeutung von Gas für die Beleuchtung der privaten Haushalten ist gering. So verwendeten im Jahre 1990 1,96 % der gesamten indonesischen Haushalte Gas für die Beleuchtung, während 46,75 % Elektrizität nutzen

570 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 28f High Scenario, Emission Reduction Case

571 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 28, 35, High Scenario, Emission Reduction Case

572 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

573 Zu den „weiteren“ Kraftwerken zählen Gaskombikraftwerke, ölgefeuerte Dampfkraftwerke, geothermische Dampfkraftwerke und Dampfkraftwerke, die mit Biomasse gefeuert werden.

konnten.⁵⁷⁴ Die Haushalte und der Handel nutzen geringe Mengen an Stadtgas. Der Verbrauch von Erdgas im industriellen Sektor beschränkt sich nahezu ausschließlich auf die Erzeugung von Wärme und Halbfertigprodukten. Weitere geringe Mengen Erdgas werden als Treibstoff für spezielle Kraftfahrzeuge genutzt. Die nichtenergetische Nutzung des Erdgases erfolgt hauptsächlich durch die Düngemittelindustrie und, jedoch zu einem geringeren Anteil, durch die Stahlindustrie. Es wurde erwartet, daß der Anteil der nichtenergetischen Erdgasnutzung von rund 60 % in Repelita V auf rund 70 % in Repelita XI steigt, während die gesamte Erdgasnachfrage jährlich um 5,8 % zunimmt, was alle 12 Jahre zu einer Verdoppelung führen würde.⁵⁷⁵

5.3.7.4 Kernenergie

Aufgrund von Forschungen wird geschätzt, daß in Indonesien rund 10.000 t radioaktive Mineralien lagern. Diese Vorkommen befinden sich hauptsächlich auf der Insel Kalimantan,⁵⁷⁶ aber auch auf Java, Sumatra, Sulawesi und Irian Jaya.⁵⁷⁷

Zu Forschungszwecken werden derzeit drei Reaktoren mit niedrig angereichertem Uran betrieben. Die gesamte installierte Kapazität zu Forschungszwecken beträgt 31,25 MW.⁵⁷⁸ Zur Zeit werden Vorbereitungen für den Bau des ersten Kernkraftwerkes in Indonesien getroffen. Geplant ist ein Kernkraftwerk mit einer installierten Kapazität von 600 MW, das im Jahre 2003 in Betrieb genommen werden sollte.⁵⁷⁹ Danach war ein Ausbau der Kapazitäten auf 7.000 MW bis zum Jahre 2015 geplant. Für den Standort Muria, der sich an der zentraljavanischen Nordküste befinden wird, wurde bereits seit dem Jahre 1991 eine Studie durchgeführt, die u. a. Standortsicherheit, Machbarkeit und Akzeptanzprobleme behandelt.⁵⁸⁰

574 Die wichtigsten Energieträger in den privaten Haushalten zum Kochen im Jahre 1990 waren Holz (70,4 %), Kerosin (26,14 %), Gas (1,96 %), Elektrizität (0,75 %), vgl. Government of Indonesia/Central Bureau of Statistics, 1993, S. 158f

575 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 41, High Scenario, Emission Reduction Case

576 Vgl. Patmosukismo, 1991, S. 268f

577 Vgl. Barnes, 1995, S. 138

578 Forschungszentrum Bandung (Kapazität 1 MW), Forschungszentrum Yogyakarta (Kapazität 0,25 MW), Forschungszentrum Serpong (Kapazität 30 MW), vgl. BfAI, 1994 (1), S. 8

579 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 45

580 Vgl. BfAI, 1994 (1), S. 9

Um die CO₂-Emissionen von 1989 bis 2023 um rund 36 % reduzieren zu können, ging man in der indonesisch-deutschen Studie davon aus, daß hierfür die kohlebefeuelten Kraftwerke durch Kernkraftwerke ersetzt werden müßten.⁵⁸¹ Für eine Emissionsreduktion von 10 % wurde allein bis zum Jahre 2021 eine installierte Kapazität von 38 GW an Kernkraftwerken als notwendig angesehen.⁵⁸² Aber auch dann würden die jährlichen CO₂-Emissionen um 5 % ansteigen und sich alle 14 Jahre verdoppeln. Die Kosten einer derartigen Strategie wurden als zehnmal so hoch wie die Kosten für die Durchführung des „Doing Nothing Case“ eingeschätzt. Diese Strategie wurde in der indonesisch-deutschen Studie daher als nicht konkurrenzfähig eingeschätzt und floß nicht in das Angebotsszenario mit ein.⁵⁸³ Eine Nachfrageentwicklung ist daher auch nicht prognostizierbar. Umweltschutzorganisationen befürchten bei der Kernenergienutzung Reaktorunfälle aufgrund von Vulkanausbrüchen und Erdbeben, was insbesondere aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte auf Java als problematisch angesehen wird.⁵⁸⁴

5.3.7.5 Biomasse

Zum Energieträger Biomasse zählen hier Holz und Holzrückstände als Brennmaterial und Bagasse. Bagasse ist ein Rückstand bei der Rohrzuckergewinnung.⁵⁸⁵ Obwohl auch Abfall dem Energieträger Biomasse zuzurechnen ist, wurde er in der indonesisch-deutschen Studie nicht berücksichtigt.

Traditionelle Brennstoffe wie Feuerholz, Holzkohle, Bagasse und Abfall hatten 1993 einen Anteil von 36 % am gesamten indonesischen Energieverbrauch,⁵⁸⁶ werden jedoch bei den entsprechenden Angaben nicht immer erfaßt.

1991 hatte Biomasse einen Anteil am indonesischen Primärenergiemarkt von 31 % (77 10⁶t/a). Bei einem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von durchschnittlich jährlich 6 % und einer Steigerung der Primärenergieversor

581 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 129, High Scenario

582 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S.131, High Scenario

583 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25f, 38, High Scenario, Emission Reduction Case und S. 129, High Scenario

584 Vgl. BfAI, 1994 (2), S. 10

585 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 39

586 Vgl. World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 287, 293

gung um 5,5 % jährlich wurde davon ausgegangen, daß sich der Anteil von Biomasse am Primärenergieangebot Indonesiens auf 11 % (131 10⁶t/a) im Jahre 2021 bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,8 % vermindern würde.⁵⁸⁷

Biomasse bildet den größten Anteil an erneuerbaren Energien. Die bisherigen und voraussichtlich auch zukünftigen hauptsächlich Verwender von Biomasse sind die Haushalte in den ländlichen Gebieten. Es wurde davon ausgegangen, daß der Anteil der Biomasse, der von den Haushalten auf Java zum Kochen genutzt wird, zukünftig nicht weiter ansteigt. Auf den meisten der anderen Inseln, wo genug Holz zur Verfügung steht, wird jedoch vermutlich auch weiterhin Holz als Energieträger genutzt werden. Als Brennholz werden in der Regel abgestorbene und beschädigte Bäume, Unterholz in den Wäldern und schnell wachsende Sträucher verwendet. Aus natürlichen Wäldern stammen etwa 30 % des energetisch genutzten Holzes. Spezielle Plantagen haben bisher keine große Bedeutung bei der Bereitstellung von Brennholz. Eine Zunahme dieser Plantagen wird jedoch als wünschenswert angesehen, um von Erosion bedrohte Böden und Brennholzknappheit zu vermeiden.⁵⁸⁸

Holz wird als Hauptenergieträger zum Kochen benötigt. So nutzten beispielsweise im Jahre 1990 70,4 % aller indonesischen Haushalte Brennholz zum Kochen.⁵⁸⁹ In den dichtbevölkerten Gebieten ist Brennholz knapp. Besser verdienende Haushalte substituieren Holz zunehmend durch andere Energieträger zum Kochen. Aus diesem Grund wurde erwartet, daß die Nachfrage der Haushalte nach Biomasse nicht in dem gleichen Maße steigt wie die Bevölkerung zunimmt, mit einer langfristig gesehen durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,3 %, sondern nur mit 1,17 %/a. Im Sektor Haushalte würde dann der durchschnittliche jährliche Pro-Kopf-Konsum von Biomasse von 362 kg/Person im Jahre 1991 auf 343 kg/Person im Jahre 2021 sinken. Im industriellen Sektor wird Biomasse vorwiegend von kleinen und mittelgroßen Unternehmen und von der Holzindustrie genutzt. So werden Holzrückstände vom industriellen Sektor z. B. für die Erzeugung von

587 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25f, High Scenario, Emission Reduction Case

588 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 30, High Scenario, Emission Reduction Case

589 Die wichtigsten Energieträger in den privaten Haushalten zum Kochen im Jahre 1990 waren Holz (70,4 %), Kerosin (26,14 %), Gas (1,96 %), Elektrizität (0,75 %), vgl. Government of Indonesia/Central Bureau of Statistics, 1993, S. 158f

Wärme und Strom genutzt. Die voraussichtliche Nachfragesteigerung nach Biomasse im industriellen Sektor wurde hier mit 4,3 %/a angegeben. In der Zuckerindustrie wird Bagasse als Energieträger genutzt.⁵⁹⁰ Im Jahre 1989 machte die Verwendung von Bagasse in der Zuckerindustrie 54 % des gesamten Endenergieverbrauches des industriellen Sektors an Biomasse aus. Die voraussichtliche Nachfrage nach dem Energieträger Biomasse würde im Zeitraum von Repelita V von insgesamt 1.003 PJ/a auf 1.713 PJ/a in Repelita XI steigen und dann 1.224 PJ/a von dem Sektor Haushalte und 489 PJ/a von dem Sektor Industrie verbraucht werden.⁵⁹¹

Die Nutzung von Dampfkraftwerken zur Stromerzeugung, die mit Biomasse befeuert werden, war auch in geringem Umfang für die Zukunft geplant. Die derzeitige und geplante Kapazität dieser biomassebefeuchten Dampfkraftwerke wurde in der indonesisch-deutschen Studie nicht separat ausgewiesen, sondern ist in der Position „weitere“ Kraftwerke enthalten und wurden mit einer installierten Kapazität von 1,34 GW im Jahre 2021 veranschlagt.⁵⁹² Für die Stromproduktion auf Java war keine Biomassenutzung vorgesehen.⁵⁹³

5.3.7.6 Wasserkraft

Bis zum Jahre 1990 wurden von dem Energieträger Wasserkraft nur 3,2 GW zur Stromproduktion genutzt. 94,4 % des Wasserkraftpotentials steht nicht auf Java zur Verfügung, wo der größte Strombedarf existiert, sondern in dünnbesiedelten Gebieten wie z. B. auf Sumatra oder auf Kalimantan. In diesen Gebieten ist die Nachfrage jedoch nicht groß genug, um Investitionen zur Nutzung der Wasserkraft in großem Umfang zu rechtfertigen. Von dem Potential auf Java (5,6 %) wird bereits mehr als die Hälfte zur Stromerzeugung genutzt.⁵⁹⁴

590 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 30, 47, High Scenario, Emission Reduction Case und vgl. Sasmodo, Soejachmoen, Siagian, 1994, S. 82

591 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 39, High Scenario, Emission Reduction Case

592 „Weitere“ Kraftwerke sind außerdem Gaskombikraftwerke, ölbefeuerte Dampfkraftwerke und geothermische Dampfkraftwerke. vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

593 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 37, High Scenario, Emission Reduction Case

594 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 5

Die Angaben für Wasserkraft und Geothermie wurden in der indonesisch-deutschen Studie bei der Darstellung der Angebotsentwicklung nicht getrennt. Daher können hier keine getrennten Angaben gemacht werden. Wasserkraft und Geothermie hatten 1991 zusammen einen Anteil von 4,3 % (0,14 10^3 PJ/a) am indonesischen Primärenergiemarkt. Bei einem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von durchschnittlich jährlich 6 % und einer Verdoppelung des Primärenergieangebotes alle 13 Jahre bei einem Anstieg von 5,5 % jährlich wurde davon ausgegangen, daß sich der Anteil von Wasserkraft und Geothermie am Primärenergieangebot Indonesiens auf 3,4 % (0,53 10^3 PJ/a) im Jahre 2021 bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 4,5 % vermindert. Die Steigerung des Energieangebotes bis zum Jahre 2021 betrifft hauptsächlich den Bereich der Wasserkraft. Eine Angebotsausweitung im geothermischen Bereich wurde nur insoweit berücksichtigt, als daß staatlich bereits geplante Projekte in die Berechnungen einbezogen wurden.⁵⁹⁵

Für die Zukunft wurde von einer durchschnittlichen jährlichen Ausweitung der Stromproduktion um 4,5 % durch Wasserkraft und Geothermie ausgegangen.⁵⁹⁶ Auch über ein Wellenkraftwerk vor der javanischen Südküste wurde bereits nachgedacht.⁵⁹⁷ Es wurde erwartet, daß die installierte Kapazität der Wasserkraftwerke für die Stromerzeugung von Repelita V von 3,01 GW auf 12,35 GW bis Repelita XI ansteigt, während die installierte Kapazität aller Kraftwerke sich dann auf 147,92 GW beläuft.⁵⁹⁸

Im Jahre 2021 würde der Anteil der Wasserkraftwerke bei der Bereitstellung der gesamten Elektrizität dann ca. 8 % ausmachen. Der Anteil an der geplanten gesamten Stromproduktion ist so gering, da das Wasserkraftpotential sich in abgelegenen Gebieten Indonesiens befindet. Es wurde also davon ausgegangen, daß nicht das ganze Wasserkraftpotential aus diesen abgelegenen Gebieten genutzt würde. Um Wasserkraftwerke wirtschaftlich nutzen zu können, wäre hier ein größeres Nachfragepotential für den mit Wasserkraft

595 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25f, High Scenario, Emission Reduction Case

596 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 30, High Scenario, Emission Reduction Case

597 Gespräch mit Herrn Dr. Hartmut Baumeister, BPPT, 05.10.1994

598 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

erzeugten Strom nötig.⁵⁹⁹ Für die ländlichen Gebiete Indonesiens wird jedoch die Nutzung von kleinen Wasserkraftwerken als sinnvoll angesehen.⁶⁰⁰ In den Gebieten, wo es möglich wäre, entsprechend große Kraftwerke zu bauen, existieren jedoch keine großen Städte oder großen Industrieansiedlungen, so daß nicht die Möglichkeit gesehen wird, unter Ausnutzung der Kostendegression wirtschaftliche Großkraftwerke zu bauen. Der Anteil von Wasserkraftwerken an der Elektrizitätserzeugung Javas wird daher voraussichtlich gering bleiben.⁶⁰¹

5.3.7.7 Geothermie

An 217 Lokalitäten in Indonesien existieren Erdwärmereserven. Allein auf Java und Bali entfällt ein Potential von 8.100 MW.⁶⁰² Derzeit sind 4 geothermische Kraftwerke auf Java mit einer gesamten installierten Kapazität von 360 MW in Betrieb.⁶⁰³ Ein 3 MW-Kraftwerk befindet sich bei Uluumbu/Flores und ein 2,5 MW-Kraftwerk in Lahendong/Nord Sulawesi.⁶⁰⁴ Die Angaben für Wasserkraft und Geothermie wurden in der indonesisch-deutschen Studie bei der Darstellung der Angebotsentwicklung nicht getrennt. Daher wird hier auf das vorherige Kapitel verwiesen, in welchem die Angaben für Wasserkraft und Geothermie aufgeführt wurden. Es wurde jedoch davon ausgegangen, daß geothermisch produzierter Strom aufgrund hoher Preise für die Förderung der Erdwärme nicht konkurrenzfähig ist.⁶⁰⁵ Aus diesem Grund wurden, abgesehen von den offiziell geplanten, keine zusätzlichen Kapazitätsausweitungen in der Studie berücksichtigt. Die Steigerung

599 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

600 Gespräch mit Herrn Horst Höfling, GTZ, 12.05.1998 und Gespräch mit Herrn Rolf W. Chr. Petersen, Natur und Technik Beratungs- und Forschungsgesellschaft mbH, 22.08.1997

601 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 37, High Scenario, Emission Reduction Case

602 Hier werden 16.035 MW als gesamtes Potential angegeben, vgl. Tabelle 2, Geographical Distribution of Geothermal Energy Prospects in Indonesia, 1990, Directorate General of Oil and Natural Gas, in: o. V., Eleven geothermal power projects scheduled to be completed in sixth 5-year development plan, 1992, S. 51 und Patmosukismo, 1991, S.268

603 Kamojang/West Java (140 MW), Mount Salak/West Java (110 MW), Gunung Darajat/West Java (55 MW), Dieng/Zentral Java (55 MW), vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 46

604 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 46

605 Telefonat mit Herrn Dr.-Ing. Manfred Kleemann, Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), 16.09.1994

des Energieangebotes bis zum Jahre 2021 betrifft daher hauptsächlich den Bereich der Wasserkraft.⁶⁰⁶ Geothermie wird aber ebenso wie Wasserkraft als ein unverzichtbarer Energieträger für die Stromproduktion der Zukunft angesehen. Es wurde von einer durchschnittlichen jährlichen Ausweitung der Stromproduktion um 4,5 % durch Geothermie und Wasserkraft ausgegangen.⁶⁰⁷

Die Nutzung von geothermischen Dampfkraftwerken ist auch für die Zukunft geplant. Die erwarteten Kapazitäten sind jedoch eher gering. Die derzeitige und geplante Kapazität dieser Dampfkraftwerke ist in der indonesisch-deutschen Studie nicht separat ausgewiesen, sondern in den erwarteten 1,34 GW installierter Kapazität in Repelita XI enthalten, die den Anteil der Position „weitere“ Kraftwerke für die Bruttostromerzeugung enthalten. Es wurde erwartet, daß diese „weiteren“ Kraftwerke nur einen geringen Anteil an der gesamten installierten Kapazität von 147,92 GW in Repelita XI haben werden.⁶⁰⁸

5.3.7.8 Sonnenenergie

Eine Abschätzung des gesamten Strom- und Wärmeangebotes, das in Indonesien mittels photovoltaischer und solarthermischer Anlagen erzeugbar wäre, ist nicht möglich. Indonesien ist jedoch aufgrund seiner geographischen Lage ein idealer Standort für die Nutzung von Sonnenenergie. Photovoltaische Anlagen wurden dort bereits in mehreren Forschungs- und Entwicklungsprogrammen getestet.⁶⁰⁹ Dabei stellte sich heraus, daß beispielsweise Pumpsysteme geringer Leistungen, die mit Solarstrom betrieben werden, bereits wirtschaftlich eingesetzt werden können.⁶¹⁰ Auch wird es als möglich angesehen, mittels Photovoltaik eine Mindeststromversorgung zu gewährleisten. Dieses gilt insbesondere für Gebiete, die aufgrund ihrer Lage bisher

606 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 25f, High Scenario, Emission Reduction Case

607 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 30, High Scenario, Emission Reduction Case

608 „Weitere“ Kraftwerke sind hier außerdem Gaskombikraftwerke, ölbefeuerte Dampfkraftwerke und Dampfkraftwerke, die mit Biomasse befeuert werden, vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 35, High Scenario, Emission Reduction Case

609 U. a. vom Photovoltaischen Testlabor im TÜV Rheinland im Rahmen des REI-Projektes, Vaßen, Wiesner, Nötzold, 1992

610 Vgl. Vaßen, Wiesner, Nötzold, 1992, S. 48-13

nicht an das allgemeine Stromnetz angebunden wurden, wo ein Anschluß an das Stromnetz auch in naher Zukunft nicht rentabel erscheint und wo eine Stromversorgung z. B. mit Dieselpumpen als unrentabel angesehen wird. Dieser Strom ist gedacht für Beleuchtung, den Betrieb von Trinkwasserpumpen und Kommunikationseinrichtungen und um z. B. Medikamente zu kühlen.⁶¹¹

Obwohl die Investitionen für solarstrombetriebene Pumpen höher sind als für Dieselpumpen, werden diese Kosten durch eingesparte Treibstoffkosten und geringere Wartungskosten wieder kompensiert. So geht z. B. die GTZ davon aus, daß die Wirtschaftlichkeit von Pumpen, die mit Solarstrom betrieben werden, gegenüber Dieselpumpen für kleine Leistungsbereiche rechnerisch nachzuweisen ist.⁶¹² Auch wird die Integration von Photovoltaikanlagen in Neubauten als interessant für die besser verdienende Bevölkerung angesehen.⁶¹³

Die PLN hat bereits ein Pilotprojekt abgeschlossen, bei dem 3.000 Haushalte mit Solarpaneelen versorgt wurden. Die Kosten für dieses Projekt werden mit 1,65 Mio. US\$ angegeben. Außerdem wurde von der Regierung ein weiteres Projekt geplant, bei dem über einen Zeitraum von 6 Jahren eine Mio. Haushalte mit Solarstrom versorgt werden sollen.⁶¹⁴ Das würde einer installierten Leistung von 50 MW entsprechen und rund 5 % der auf dem Lande lebenden Bevölkerung versorgen.⁶¹⁵ Der Kapitalbedarf für diese Photovoltaikanlagen wird auf 450 Mio. US\$ geschätzt.⁶¹⁶

Photovoltaisch erzeugter Strom wird aufgrund hoher Kosten für die Bereitstellung der Technologie als nicht konkurrenzfähig angesehen, wenn er mit dem erzeugten Strom der geplanten herkömmlichen Kohlekraftwerke konkurrieren soll. Daher wurde Sonnenenergie in der indonesisch-deutschen Studie nicht als zukünftiger Energieträger für die Stromproduktion berücksichtigt. Es wurde jedoch erwartet, daß die Bedeutung von photovoltaisch erzeugtem Strom für entlegene Gebiete zunimmt. Aus diesem Grund wurde

611 Vgl. BfAI, 1994 (1), S. 9

612 Vgl. BMZ 1992, Anlage 1, S. 3

613 Gespräch mit Herrn Michael Adrian, TÜV Rheinland Sicherheit und Umweltschutz GmbH/PPPT, 05.10.1994

614 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 46 und Reddy, Williams, Johansson, 1997 (2), S. 153

615 Vgl. BfAI, 1994 (1), S. 9

616 Vgl. Government of Indonesia/National Development Information Office, 1993, S. 46

von der indonesischen Regierung das bereits erwähnte 50 MW Photovoltaik-Programm gestartet.⁶¹⁷

Es existiert ein großes Potential für die Nutzung solarthermischer Anlagen, einige indonesische Firmen haben sich bereits auf ihre Produktion spezialisiert.⁶¹⁸ Solarthermie wurde in der indonesisch-deutschen Studie nicht berücksichtigt.

Mit Hilfe von solarthermischen Anlagen ist es z. B. möglich, landwirtschaftliche Produkte zu trocknen oder Brauch- und Prozeßwasser für private Haushalte und Betriebe zu erwärmen.⁶¹⁹ In einem Forschungsprojekt wird zur Zeit untersucht, ob es möglich ist, solarthermische Anlagen im Bereich der Holzverarbeitung für die Holz Trocknung einzusetzen, da es dort als notwendig angesehen wird, großflächig eine effiziente energiesparende Trocknungstechnik einzuführen. Bisher konnten sich nur die großen Unternehmen Trocknungsanlagen erlauben, während ansonsten hauptsächlich noch mittels einfacher Sonnenstrahlung getrocknet wird.⁶²⁰ Auch die Nutzung solarthermischer Anlagen zur Wassererwärmung in bessergestellten Haushalten und Hotels wird als sinnvoll angesehen.⁶²¹

5.3.7.9 Windenergie

Die durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeit auf Java beträgt 3 bis 3,5 m/s. Wind wird in Indonesien aufgrund zu geringer Windgeschwindigkeiten als nicht konkurrenzfähiger Energieträger angesehen. Aus diesem Grund wurde Windenergie als Energieträger für die Zukunft in der indonesisch-deutschen Studie nicht berücksichtigt.⁶²² Über die Windgeschwindigkeit vor den Küsten der indonesischen Inseln wurde in der Studie nichts aus

617 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 30f, High Scenario, Emission Reduction Case und ebd., S. 136

618 Gespräch mit Herrn Michael Adrian, TÜV Rheinland Sicherheit und Umweltschutz GmbH/BPPT, 05.10.1994

619 Vgl. BMZ, 1992, S. 21

620 Vgl. o. V., Holztrocknen mit Solartechnik, 1994, Bericht 16/5

621 Gespräch mit Herrn Dr. Yusran M. Munaf, Ministry of Industry, 06.10.1994 und Herrn Ir. S. Hidajat, PT. Guna Elektro, 25.10.1994

622 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 31, High Scenario, Emission Reduction Case

gesagt. Generell wurde jedoch auch von allen Befragten für den Einsatz der Windenergie zur Stromerzeugung in Indonesien kein Potential gesehen.⁶²³

5.3.7.10 Steigerungsmöglichkeiten der Energieeffizienz

Im Jahre 1991 wurde per Dekret des Präsidenten beschlossen, zukünftig Energiesparprogramme zur effizienteren Nutzung von Energie durchzuführen. 1995 wurde vom Energieministerium festgestellt, daß es in allen Sektoren der indonesischen Wirtschaft Einsparpotentiale von 10 % bis 30 % gäbe. Es wurden im Rahmen eines Energiesparplans konkrete Einsparziele bis Ende 1998 festgelegt: danach sollen im industriellen Sektor 17 %, im Transportsektor 13 % und bei den privaten Haushalten und dem Handel insgesamt 13 % eingespart werden. Dieses soll erreicht werden, indem beispielsweise in energieintensiven Industrien der spezifische Energieverbrauch geprüft wird und entsprechende Sparmaßnahmen initiiert werden, über Anreize zum Energiesparen wie verminderte Steuerzahlungen für den Import von energieeffizienten Maschinen, günstige Kredite für die Einführung von Plänen zur effizienten Energienutzung. Auch hat die PLN ein DSM-Pilotprojekt gestartet, in dem es um die effizientere Nutzung von Energie für Beleuchtung ging. Bei Untersuchungen wurde jedoch herausgefunden, das zumindest im industriellen Sektor das Energiebewußtsein eher gering ist, Effizienzsteigerungsmöglichkeiten bei der Energienutzung nur schwer identifiziert und evaluiert werden können, die hohen Kosten für energiesparende Maschinen gescheut werden und im Vergleich zu anderen Unternehmenszielen, wie beispielsweise der Ausweitung der Produktion, das Energiesparen eher unwichtig erscheint.⁶²⁴ Es wird jedoch davon ausgegangen, daß im industriellen Sektor in vielen Branchen ein großer Bedarf an energieeffizienter Technik besteht. So arbeitet z. B. die Zuckerindustrie teilweise mit Maschinen, die schon zum Beginn dieses Jahrhunderts gebaut wurden.⁶²⁵

623 Telefonat mit Herrn Dr.-Ing. Manfred Kleemann, Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), 16.09.1994, Gespräch mit Herrn Dr. Hartmut Baumeister, BPPT, 05.10.1994, Gespräch mit Herrn Michael Adrian, TÜV Rheinland Sicherheit und Umweltschutz GmbH/BPPT, 05.10.1994, Gespräch mit Herrn Dr. Yusran M. Munaf, Ministry of Industry, 06.10.1994 und Gespräch mit Herrn Ir. Parlindungan Marpaung, Ministry of Mines and Energy, 07.10.1994

624 Vgl. OECD/IEA, 1997 (1), S.198ff

625 Gespräch mit Herrn Ir. Parlindungan Marpaung, Ministry of Mines and Energy, 07.10.1994

Allein bei einer Umstellung auf die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung in den verschiedenen Sektoren wird von einem Einsparpotential von rund 300 MW installierter Kapazität ausgegangen.⁶²⁶

Im Jahre 1993 wurde gemeinsam vom Directorate of Electricity and Energy Development mit der PT. Koneba eine Energiesparkampagne durchgeführt. Ziel hierbei war eine Anerkennung für das Unternehmen, welches am energieeffizientesten arbeitet. Für Repelita VI hat die Regierung das Ziel, 15 % Energie in den Sektoren Industrie, Handel und Verkehr bis zum Jahre 1999 einzusparen. Die Energiesparprogramme Indonesiens werden u. a. finanziell unterstützt von der Weltbank, dem United Nations Development Program (UNDP) und der ADB.⁶²⁷ Auch Informationskampagnen zum Thema Energiesparen finden in Indonesien statt. So wird beispielsweise im indonesischen Fernsehen für das Energiesparen geworben. Anreize über die Stromtarife gibt es ebenfalls über Spitzenlasttarife für den industriellen Sektor in der Zeit von 18.00h bis 22.00h. Über die Effizienz dieser gestaffelten Tarife kann jedoch noch nichts ausgesagt werden.⁶²⁸ Die normalen Tarife werden im asiatischen Vergleich als niedrig angesehen.⁶²⁹ Es stellt sich daher die Frage, ob über diese Tarife die erwünschten Signale an den Konsumenten hinsichtlich des Energiesparens gesendet werden. Auch veraltete Leitungen und Korruption können die möglichen Erfolge der Energiesparprogramme konterkarieren.

In der indonesisch-deutschen Studie wurde davon ausgegangen, daß hinsichtlich der Energieeffizienz auf Java in dem Planungszeitraum der in Deutschland angewandte Stand der Technik erreicht wird.⁶³⁰ Als mögliche ökonomische Instrumente für die Zukunft werden in der indonesisch-deutschen Studie Anreize, wie z. B. Investitionshilfen für den Einsatz sauberer Technologien, die Nutzung umweltverträglicher Energieträger und für Energieeinsparungen sowie z. B. die Besteuerung von umweltbelastenden Technologien und die Einführung des Verursacherprinzips⁶³¹ gesehen. Auch die

626 Vgl. Sasmodo, Soejachmoen, Siagian, 1994, S. 82

627 Schreiben von PT. Konservasi Energi Abadi, Mr. Irzal N. Chatab, 15.12.1994

628 Gespräch mit Herrn Dr. Yusran M. Munaf, Ministry of Industry, 06.10.1994

629 Gespräch mit Herrn Ir. Parlindungan Marpaung, Ministry of Mines and Energy, 07.10.1994

630 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 137

631 Bei der Durchführung des Verursacherprinzips werden die Kosten, die bei der Vermeidung oder der Beseitigung von Umweltbelastungen entstehen oder aber zum Ausgleich dieser Belastungen benötigt werden, vom Verursacher der entstandenen Umweltbelastungen getragen, vgl. Wicke, 1989, S. 623

Zusammenarbeit aller Umweltagenturen sowie Informationskampagnen für die breite Öffentlichkeit, für bestimmte Konsumentengruppen, die Industrie, Personen, die in der Öffentlichkeit stehen, wie Lehrer, Ärzte, Polizisten usw., wurden als sinnvoll angesehen.⁶³²

5.3.8 Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung des Transportsektors

Bisher gibt es nur auf den Inseln Java, Sumatra, Bali und Madura ein ausgebautes Straßennetz. Auf vielen der anderen Inseln wird der Transport noch auf Dschungelwegen und Wasserstraßen durchgeführt. Im ganzen Land gab es 1991 Straßen mit einer Länge von 244.194 km, zwei Drittel hiervon auf Java, Sumatra und Bali. Hiervon waren 17.800 km Landstraßen und 32.250 km Straßen zweiter Ordnung. 137.600 km der Straßen waren asphaltiert. Von den insgesamt 6.441 km Schienenweg, die sich auf Java, Sumatra und Bali beschränken, waren im Jahre 1993 110 km elektrifiziert. Schiffbare Wasserwege spielen eine große Rolle beim Transport in entlegenen Gebieten, wie z. B. auf Kalimantan und Ost-Sumatra.⁶³³

90 % aller Transporte in Indonesien entfallen auf den Straßentransport.⁶³⁴ Um die wirtschaftliche Situation des Landes und der großen Städte nicht zu behindern, werden Verbesserungen der Verkehrssituation und ein Ausbau der Verkehrswege angestrebt.⁶³⁵

Im Jahre 1991 verkehrten in Indonesien insgesamt 9.582.138 Kraftfahrzeuge, davon allein 1.795.090 im Raum Jakarta. Wie sich der Kraftverkehr auf Java und hier insbesondere auf den Raum Jakarta im Jahre 1991 konzentrierte und sich die Anzahl der zugelassenen Kraftfahrzeuge bis zum Ende des ersten Halbjahres 1996 entwickelte, zeigt die folgende Tabelle.

632 Vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 138f

633 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 381, 403

634 Vgl. Siregar, 1993, S. 176

635 Vgl. Siregar, 1993, S. 173

Tabelle 41: Anzahl der Kraftfahrzeuge in Indonesien im Jahre 1991 und zum Ende des ersten Halbjahres 1996

	PKW	Busse	LKW	Motorräder	Gesamt
Indonesien 1991	1.494.607	504.720	1.087.940	6.494.871	9.582.138
davon: Java	1.115.786	367.164	648.707	3.983.716	6.115.373
davon Jakarta	534.210	191.973	208.851	860.056	1.795.090
Indonesien 1. Halbjahr 1996	2.162.729	694.345	1.358.916	9.303.070	13.519.060

Quelle: Government of Indonesia/Central Bureau of Statistics, 1992 Environmental Statistics of Indonesia, 1993, Tabelle 7.1., Number of Motor Vehicles in Indonesia by Province 1988 - 1991, S. 223ff; Government of Indonesia/Central Bureau of Statistics, Indonesian Economic Indicators, Monthly Statistical Bulletin, December 1996, Tabelle 7.5., Number of Motor Vehicles by Type, nach Angaben der Indonesian State Police, S. 147

Diesen offiziellen Angaben nach hat sich allein die Gesamtzahl der Pkw in Indonesien in 4½ Jahren fast um die Hälfte erhöht. In der indonesisch-deutschen Studie wurde bis zum Jahre 2021 ein Rückgang des Kraftstoffverbrauches u. a. aufgrund technischer Optimierung um 15 % bis 35 % und somit auch ein Rückgang der Emissionen, insbesondere für NO₂, erwartet.⁶³⁶ Zu den Emissionen des Kraftverkehrs zählen auch Bleiemissionen, für deren prognostizierte Entwicklung keine Messungen vorlagen.

Kritisch ist die Verkehrssituation in den Großstädten, insbesondere in Jakarta. Im Rahmen der städtischen Transportpolitik wurden verschiedene Möglichkeiten, wie u. a. ein U-Bahnsystem, diskutiert.⁶³⁷ Es wurde jedoch davon ausgegangen, daß zur Verbesserung des öffentlichen Nahverkehrs Beschränkungen des Individualverkehrs notwendig werden.⁶³⁸ Zur Zeit werden Maßnahmen zur Bevorrechtigung des ÖPNV, wie z. B. die Einführung von Busspuren und Verkehrsregelungsmaßnahmen, in Jakarta durchgeführt und Betriebsbeschränkungen für Bajaj⁶³⁹ und Becak⁶⁴⁰ auf den Hauptstraßen

636 Angaben zur Entwicklung der Anzahl der hierbei zugrundegelegten Kraftfahrzeuge wurden jedoch nicht gemacht, vgl. Government of Indonesia/BPPT, Forschungszentrum Jülich GmbH/KFA, 1993, S. 53f, Doing Nothing Case

637 Vgl. Siregar, 1993, S. 186f

638 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 147

639 Dreirädrige Motorradtaxen, vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 148

640 Fahrradrickschas, vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 148

erlassen. Auch sollen neue Busse angeschafft werden.⁶⁴¹ Die Investitionen im Verkehrssektor Jakartas wurden bisher jedoch ohne Koordinierung der verschiedenen involvierten Behörden geplant. So wurden im Zeitraum von 1987 bis 1992 mehr als 50 % der ÖPNV-Investitionen für den schienengebundenen Vorortverkehr bereitgestellt, dessen Anteil an den Personenfahrten Jakartas unter 1 % liegt, während für die Anschaffung neuer Busse, die 99 % des öffentlichen Nahverkehrs bewältigen, nur 8 % des entsprechenden Investitionsbudgets zur Verfügung gestellt wurden.⁶⁴² Während neue Busse für den staatlichen Busbetreiber zur Verfügung gestellt wurden, erfolgte gleichzeitig eine Stilllegung der gleichen Anzahl von Bussen, die z. T. erst fünf Jahre alt waren.⁶⁴³ In Repelita VI sollen dem Transportsektor 21,5 % der insgesamt zur Verfügung stehenden Investitionsmittel zufließen.⁶⁴⁴ Derartige Maßnahmen haben in der Vergangenheit zu einer steigenden Zahl von Minibussen geführt, mit denen im Vergleich zu großen Stadtbussen die angestrebte verkehrspolitische Optimierung aufgrund begrenzter Kapazitäten und ungeeigneter Betriebspraktiken nicht erreicht werden kann. Aufgrund von verbesserten Straßenverhältnissen und einem nicht zufriedenstellenden ÖPNV-Angebot stieg außerdem die Zahl der privat genutzten Kfz weiter stark an, so daß die Überlastung des Straßennetzes durch eine verbesserte Straßeninfrastruktur weiterhin erhöht wurde.⁶⁴⁵

Es gibt bereits seit 1985 ein Programm zur Entwicklung der städtischen Infrastruktur (UIDP).⁶⁴⁶ Optimierungsmöglichkeiten für die Verkehrssituation Jakartas wurden in einem speziellen TNPR-Projekt⁶⁴⁷ herausgearbeitet. Mit dem TNPR-Prognoseprojekt wurde errechnet, daß unter der Voraussetzung der Einführung eines integrierten Massenverkehrssystems, das rund 3,25 Mrd. US\$ kosten würde, im Jahre 2010 allein rund 30 % aller ÖPNV-Fahrten mit Stadtbahnen erfolgen könnten, die z. T. entlang ehemaliger Eisenbahnlinien geführt würden. Weitere Bestandteile dieses Verkehrssystems

641 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 149

642 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 157

643 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication/Republic of Indonesia, 1993, S. 159

644 Vgl. Europe Publications Ltd. (Hrsg.), 1996, S. 381

645 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 170

646 UIDP = Integrated Urban Infrastructure Development Programme, vgl. Dimitriou, 1995, S. 60

647 Transport Network Planning and Regulation Project, vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 150

sind separate Busstraßen und Vorortschienenbahnen.⁶⁴⁸ Auch über die Beteiligung von privaten Firmen nach dem BOT-Prinzip⁶⁴⁹ wurde im Zusammenhang mit der Erweiterung des Transportsystems nachgedacht.⁶⁵⁰

Seit 1989 sind auf Indonesiens Straßen auch Kfz zugelassen, die mit CNG (Compressed Natural Gas) betrieben werden. Obwohl die Betriebskosten dieser Kfz gering sind, fahren bislang erst ca. 2.000 Taxen und Busse mit CNG. Als Ursache hierfür werden hohe Umrüstungskosten für die Kfz und die bisher geringe Anzahl von Gastankstellen in Jakarta vermutet. Eine Ausweitung auf 50.000 Fahrzeuge wurde jedoch angestrebt.⁶⁵¹

5.3.9 Umweltverträgliche Energieoptionen für den wirtschaftlichen Entwicklungsprozeß Indonesiens

Eine zukünftig umweltverträgliche Energieversorgung erscheint aufgrund der derzeitigen wirtschaftlichen Situation schwer vorstellbar. Sobald die Situation sich wieder auf einem „normalen“ wirtschaftlichen Stand einpendelt, könnte jedoch der politische Umschwung als Chance für eine Reorganisation im Energiebereich genutzt werden.

Das Potential für die wirtschaftliche Entwicklung des Landes hat Indonesien in den vorhergehenden Jahren gezeigt. Es erscheint daher in der derzeitigen Krise angebracht, von diesem Potential auch weiterhin auszugehen. Während die genauen Gründe für das Ausmaß der Krise in Indonesien noch analysiert werden und die langfristige weitere Entwicklung bisher nicht absehbar ist, erscheint es jedoch wichtig, darauf hinzuweisen, daß nicht eine Überhitzung der Wirtschaft, wie beispielsweise in verschiedenen anderen betroffenen Ländern, die Krise des Finanzsektors verschärfte, sondern sich nach dem vom IWF für weitere finanzielle Hilfen geforderten Subventionsabbau die sozialen Unruhen ausweiteten.⁶⁵²

Derzeit gibt es aufgrund der wirtschaftlichen Krise in Indonesien einen starken Angebotsüberhang im Stromsektor.⁶⁵³ Dabei handelt es sich aber nicht

648 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 162ff

649 BOT = Build Operate Transfer, vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 169

650 Vgl. Government of Indonesia/Ministry of Communication, 1993, S. 169

651 Vgl. BfAI, 1994 (2), S. 6 und World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank (Hrsg.), 1996, S. 7

652 Vgl. Wolf, 1998

653 Vgl. o. V., PLN Pinned Under Financial Problem, Power Consumption Down, 1998, S. 51, 53

um Kraftwerke modernster Technik, sondern zum großen Teil bei den PLN-Kraftwerken um veraltete Technik,⁶⁵⁴ da die PLN finanziell bisher nicht in der Lage war, ihre Kraftwerke entsprechend zu modernisieren. Darüber hinaus besteht weiterhin das Problem der unzureichenden Stromversorgung großer Teile der Bevölkerung, insbesondere außerhalb der Ballungszentren, und der Übertragungsverluste aufgrund veralteter Netze.⁶⁵⁵ Sobald finanzielle Ressourcen hierfür zur Verfügung ständen, wäre es daher in dieser Situation möglich, die umweltverträgliche Elektrifizierung weiter Teile der Bevölkerung weiter voranzutreiben und den bestehenden Kraftwerkspark der PLN entsprechend zu modernisieren.

Eine auf Energiesparmaßnahmen und dezentrale Stromversorgung ausgerichtete Regulierung des Stromsektors könnte dabei die gewünschten Anreize für eine zukünftig umweltverträgliche Stromversorgung des Landes schaffen. Das Gleiche gilt für die industrialisierten Gebiete des Landes. Auch hier gilt es in erster Linie, die Energiesparpotentiale voll auszuschöpfen und in den verschiedenen Sektoren eine rationelle Energieverwendung anzustreben.

In den jeweiligen Regionen könnten die Potentiale der vorhandenen regenerativen Energieträger, wo ein Wärmebedarf besteht möglicherweise auch Kraft-Wärme-Kopplung und die rationellste Technik, verwendet werden, um den Strom- und gegebenenfalls auch Wärmebedarf so umweltverträglich wie möglich zu erzeugen.

Langfristig gesehen wäre daher ein nicht subventionierter, kostendeckender Stromtarif, der über die entsprechenden Preissignale insbesondere dem industriellen Sektor Anreize zum Stromsparen bietet, vorteilhaft. Kostendeckende Elektrizitätspreise würden es den Stromversorgern dann ermöglichen, ihre Kraftwerkskapazitäten zu modernisieren und bei gegebenenfalls notwendiger Kapazitätsausweitung umweltverträglich auszubauen. Stromerzeugung durch den industriellen Sektor, wie sie bereits erfolgt, würde bei freien Verkaufsmöglichkeiten von dort nicht benötigtem Strom und entsprechenden Gestaltungsmöglichkeiten der Preise durch die Unternehmen ebenfalls einen Anreiz zur rationellen Stromverwendung in diesen Betrieben führen, wenn langfristig gesehen die zu erzielenden Preise die eingesparten kWh übertreffen würden. Wenn ein polipolistischer Markt, wie er zukünftig angestrebt wird,⁶⁵⁶ nach Umweltgesichtspunkten strukturiert wird, erscheint eine Um

654 Vgl. Tripathi, McBeth, 1998, S. 44

655 Vgl. Tripathi, McBeth, 1998, S. 44

656 Vgl. o. V., Strommarkt wird geöffnet, 1998

setzung dieser Möglichkeiten langfristig gesehen vorstellbar. Ein Markt, bei dem die Abnahmebedingungen des umweltverträglich erzeugten Stromes frei verhandelt werden könnten, könnte bei dem Vorhandensein vieler Nachfrager möglicherweise auch eine größere Investitionssicherheit bieten.

Im Transportsektor, insbesondere im Straßenverkehr von Jakarta, wäre ein höherer Organisationsgrad der für den ÖPNV zuständigen Behörden zur besseren Koordination verkehrspolitischer Maßnahmen zweckmäßig. Darüber hinaus erscheint insbesondere unter den derzeitigen wirtschaftlichen Bedingungen ein vergleichsweise kostengünstiger Ausbau des ÖPNV mit modernen Bussen, separaten Busspuren und, wie bereits begonnen, eine weitere Entzerrung des Straßenverkehrs durchführbar. Auch hier wäre ein entsprechend reguliertes polipolitisches System erstrebenswert, bei dem Anbieter und Nachfrager die Preise frei verhandeln könnten. Entsprechende Tarife, die hohe Taktfrequenzen und einen sicheren und zuverlässigen Transport gewährleisten, könnten den ÖPNV darüber hinaus zu einer interessanten Alternative insbesondere zu den kleinen Bajaj machen, die zum großen Teil eine Art Taxifunktion haben.

Wie in diesem Kapitel über den Energiesektor Indonesiens deutlich zu sehen ist, beginnen alle Optionen für eine umweltverträglichere Energieversorgung im politischen Bereich des Landes. Ausländische Hilfe, auch die Unterstützung der Entwicklungsorganisationen, ist dabei hilfreich und wird insbesondere zur Zeit während der wirtschaftlichen Krise dringend benötigt, um diese zu beenden. Sie kann jedoch für eine umweltverträgliche Energieversorgung hauptsächlich über die Politikberatung für eine Umstrukturierung des Energie- und Verkehrssektors wirksam sein. Hierfür müssten die Vorgaben von der indonesischen Seite gemacht werden.

Auch wenn so zuallererst nur eine umweltverträglichere Energiewirtschaft als bisher angestoßen werden könnte, sind die Eckpfeiler „Optimierung der Netze und Kraftwerke, Energiesparen und rationelle Energieverwendung, Nutzung des Potentials an regenerativen Energien, Optimierung des Organisationsgrades der Behörden im Transportbereich“ in Verbindung mit strukturellen Reformen im Energiesektor geeignet, diese zukünftig umweltverträglich zu gestalten. Wenn die hierfür wichtigste Grundbedingung, die strukturellen Änderungen im Energiesektor, tatsächlich in kürzerer Zeit begonnen wird, erscheint eine langfristig gesehen umweltverträgliche Energieversorgung für die weitere wirtschaftliche Entwicklung Indonesiens vorstellbar.

6 Bisherige bilaterale und multilaterale Entwicklungspolitik im Bereich Energie

6.1 Definition des Begriffes Entwicklungszusammenarbeit

Nachfolgend wird unter dem Begriff Entwicklungszusammenarbeit die öffentliche Entwicklungszusammenarbeit (ODA)¹ verstanden, die von öffentlichen Trägern geleistet wird. Auf Entwicklungszusammenarbeit durch Nichtregierungsorganisationen, Direktinvestitionen privater Unternehmen und privatwirtschaftliche Kredite an Entwicklungsländer wird in diesem Zusammenhang nicht eingegangen.

ODA beinhaltet die finanzielle und technische Hilfe, die von öffentlichen Trägern zur Verfügung gestellt wird. Hierzu zählen die Regierungen der Industrieländer, teilweise aber auch der OPEC-Staaten und anderer Entwicklungsländer. Entwicklungshilfe wird entweder direkt im Rahmen der bilateralen Zusammenarbeit oder über Entwicklungshilfeorganisationen, wie beispielsweise die Weltbank, im Rahmen der multilateralen Entwicklungszusammenarbeit zur Verfügung gestellt.²

Sie soll die Entwicklungsländer bei der wirtschaftlichen Entwicklung unterstützen und den Lebensstandard der Bevölkerung heben.³ Um als Entwicklungshilfe bezeichnet zu werden, sind günstigere Bedingungen als auf dem Kapitalmarkt⁴ und z. B. nach Kriterien des Ausschusses für Entwicklungshilfe der OECD (DAC)⁵ bei Darlehen ein Zuschubelement von mindestens 25 % erforderlich. Eine „Lieferbindung“, die Verpflichtung für das Empfängerland, nur Waren oder Dienstleistungen aus dem Geberland zu beziehen, ist möglich.⁶ Als eine Form der liefergebundenen Entwicklungshilfe kann die Lebensmittelhilfe angesehen werden.⁷ 1994 waren beispielsweise 22,1 %

1 ODA = Official Development Assistance
2 Vgl. Elkan, 1995, S. 125 und Cassen, 1990, S. 22
3 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. 171
4 Vgl. Elkan, 1995, S. 125
5 DAC = Development Assistance Committee
6 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. 170f
7 Vgl. Elkan, 1995, S. 127

der gesamten ODA der DAC-Länder⁸ gebundene Mittel, hiervon entfielen 14,4 % auf die technische Zusammenarbeit.⁹

Eine Begrenzung und der langfristige Abbau der liefergebundenen Entwicklungshilfekredite wird jedoch angestrebt. Im Rahmen des OECD-Konsensus haben sich die Mitgliedsländer 1992 darauf geeinigt, kommerziell lebensfähige Projekte, zu denen auch Kraftwerke gezählt werden, international auszusprechen, um langfristig Verzerrungen im internationalen Handel abzubauen. Ausgenommen hiervon sind Kredite, die unter einem Wert von 2 Mio. Sonderziehungsrechten liegen, ein Zuschußelement von mind. 80 % enthalten oder an die ärmsten Entwicklungsländer (LLDCs) gehen.¹⁰ Sowohl Energieprojekte als auch Erweiterungsinvestitionen zur Verbesserung der Umweltqualität, wie beispielsweise der Einbau von Rauchgasentschwefelungsanlagen, werden in der Regel als kommerziell tragfähig angesehen.¹¹ Entwicklungsländer, die aufgrund ihres vergleichsweise hohen Pro-Kopf-BSP keine langfristigen Darlehen mit einer Laufzeit von 17 bis 20 Jahren von der Weltbank erhalten, sollen ebenfalls keine liefergebundene Entwicklungshilfe bekommen, wenn diese nicht für bestimmte Bereiche wie u. a. für das Sozialwesen, Umweltmaßnahmen oder als Nothilfe eingesetzt wird.¹²

Nach der Art der Entwicklungshilfe wird unterschieden zwischen Projekthilfe, die, wie der Name aussagt, für ein konkretes Projekt, wie z. B. ein Wasserkraftwerk, gedacht ist, und Programmhilfe. Programmhilfe stellt vorwiegend Mittel für Maßnahmen zur Strukturanpassung, d. h. ordnungspolitische Maßnahmen mit dem Ziel der wirtschaftlichen Stabilisierung zur Förderung der Marktwirtschaft und der Liberalisierung des Außenhandels, zur Verfügung.¹³ Zur Programmhilfe werden alle Leistungen gezählt, die keine Projektaktivitäten betreffen, wie z. B. Zahlungsbilanzhilfe, allgemeine Budgethilfe oder Nahrungsmittelhilfe. So kann über sektorspezifische Programmhilfe gezielt auf einen bestimmten sozialen oder wirtschaftlichen Sektor, wie z. B. Bildung oder Umwelt, eingegangen werden. Unter diesem Begriff wird auch die Kombination von technischer Zusammenarbeit, Finanzierung von Investitionsprojekten und Programmhilfe im Rahmen einer

8 DAC = Development Assistance Committee, Ausschuß für Entwicklungshilfe der OECD

9 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. A42

10 Vgl. BMZ, 1997, S. 63 und OECD/DAC, 1997 (1), S. 149f

11 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. 42

12 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. 149f

13 Vgl. Elkan, 1995, S. 127 und Nuscheler, 1996, S. 541

einziges Maßnahme erfasst.¹⁴ Auch Misch- und Verbundfinanzierungen sind möglich, wenn die Entwicklungsorganisation zusätzlich zu den Mitteln der finanziellen Zusammenarbeit eigene Mittel am Kapitalmarkt aufnimmt.¹⁵

Außer der finanziellen und der Nahrungsmittelhilfe gibt es im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit auch die technische Zusammenarbeit. Hierzu zählen Ausbildungs- und Beratungsmaßnahmen sowie die Vermittlung von Verwaltungs- und technischen Kenntnissen.¹⁶ So machte bei allen OECD-Staaten insgesamt im Jahre 1995 die technische Zusammenarbeit rund 25 % der gesamten Entwicklungszusammenarbeit aus.¹⁷

Empfänger der öffentlichen Entwicklungshilfe werden, abhängig von dem jeweiligen Pro-Kopf-BSP, in verschiedene Einkommensgruppen aufgeteilt:

HIC ¹⁸	Entwicklungsländer mit hohem Einkommen	pro Kopf BSP > 9.386 US\$ ¹⁹
UMIC ²⁰	Entwicklungsländer mit mittlerem Einkommen (oberer Bereich)	pro Kopf BSP 3.036 - 9.385 US\$ ²¹
LMIC ²²	Entwicklungsländer mit mittlerem Einkommen (unterer Bereich)	pro Kopf BSP 766 - 3.035 US\$ ²³
LIC ²⁴	Entwicklungsländer der unteren Einkommensgruppe	pro Kopf BSP < 765 US\$ ²⁵
LLDC ²⁶	am wenigsten entwickelte Länder	Unterschreiten bestimmte Schwellenwerte hinsichtlich Volkseinkommen, wirtschaftlicher Diversifizierung, Sozialentwicklung ²⁷

14 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 104f

15 Vgl. BMZ 1997, S. 63f

16 Vgl. Elkan, 1995, S. 128f und 172

17 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. A31, gesamte ODA 58.894 Mio. US\$, davon technische Zusammenarbeit 14.311 Mio. US\$

18 HIC = High Income Countries

19 Vgl. World Bank, 1997 (2), S. 300

20 UMIC = Upper Middle-Income Countries

21 Vgl. World Bank, 1997 (2), S. 300

22 LMIC = Lower Middle-Income Countries

23 Vgl. World Bank, 1997 (2), S. 300

24 LIC = Low Income Countries

25 Vgl. World Bank, 1997 (2), S. 300

26 LLDC = Least Developed Countries

27 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. 169

6.2 Berücksichtigung von Umweltaspekten in der Entwicklungszusammenarbeit

6.2.1 Bilaterale Entwicklungszusammenarbeit

Hier wird ausschließlich auf die bilaterale Entwicklungszusammenarbeit der OECD-Länder mit Entwicklungsländern eingegangen. In der Veröffentlichung „Donor Assistance to Capacity Development in Environment“ formuliert der DAC, daß Unterstützung der Entwicklungsländer bei der Integration von Umweltaspekten in die allgemeine Politik und institutionellen Strukturen der Empfängerländer wünschenswert sei. Es wurde jedoch ausdrücklich betont, daß die Einflußmöglichkeiten der Geberländer bei diesem Prozeß limitiert sind und die Empfängerländer die Verantwortung für seine Umsetzung haben.²⁸

Als Maßstab, an dem sich die Entwicklungspolitik seiner Mitgliedsländer zukünftig orientieren soll, veröffentlichte der DAC die „DAC-Grundsätze für wirksame Entwicklungshilfe“, die das Ergebnis eines langfristigen Erfahrungsaustausches u. a. zwischen den Mitgliedsländern, Weltbank, UNDP und IWF sind.²⁹ Festgestellt wird hier u. a., daß im Rahmen einer erfolgreichen Entwicklungszusammenarbeit zusätzlich zu einzelnen Projekten Maßnahmen zur Optimierung des jeweiligen wirtschaftlichen Sektors gefördert werden sollten.³⁰ Zu den Grundorientierungen und zentralen Aufgaben des DAC für die Entwicklungszusammenarbeit in den neunziger Jahren gehören u. a. die Förderung nachhaltigen Wirtschaftswachstums und die Sicherung einer dauerhaft umweltverträglichen Entwicklung,³¹ wobei hier insbesondere auf die Tragfähigkeit eines Projektes Wert gelegt wird, also daß ein Projekt noch lange, nachdem die Unterstützung durch die Geberorganisation beendet wurde, erfolgreich weiterläuft.³² Neben Projekthilfe für umweltverträgliche Vorhaben kann auch über die Programmhilfe umweltfreundliche Politik in den Empfängerstaaten unterstützt werden. Für mögliche umweltrelevante Auswirkungen der Programmhilfe sind Analysen vorgesehen.³³ Im Rahmen der Projektvorbereitung und Vorprüfung wird die entwicklungspolitische Qualität von Projekten, die mit Entwicklungshilfe finanziert werden,

28 Vgl. OECD/DAC, 1995, S. 7, 10, 12

29 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 5

30 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 6

31 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 7, 13

32 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 43f

33 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 93

ermittelt. Neben wirtschaftlichen und technischen Aspekten wird hier auch die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) berücksichtigt.³⁴

Umweltaspekte von geplanten Projekten sollen im gesamten Planungsprozess im Rahmen dieser UVP berücksichtigt werden. Auch Spätfolgen und grenzüberschreitende Auswirkungen sollen dabei evaluiert werden. Letztendlich bleibt die Umweltverantwortung jedoch bei den Regierungen der Entwicklungsländer, bei grenzüberschreitenden Auswirkungen von Entwicklungsprojekten liegt diese bei den Verursacherstaaten.³⁵ Es wird als wünschenswert angesehen, auch nach Abschluß des Projektes die daraus resultierenden Umweltaspekte zu kontrollieren.³⁶

Bei bestimmten Projekten, wie z. B. Infrastrukturprojekten, ist grundsätzlich eine UVP erforderlich.³⁷ Hiermit sollen direkte und indirekte Umweltwirkungen festgestellt und bewertet sowie gegebenenfalls Schutz- oder Überwachungsmaßnahmen identifiziert und Projektalternativen untersucht werden. Weiterhin wird angestrebt, die tatsächlichen Umweltwirkungen zu erfassen und das Projekt nach Abschluß zu bewerten.³⁸

Eine Umwelterheblichkeitsprüfung (screening) soll als Vorabanalyse klären, ob eine UVP tatsächlich nötig ist. Bereits an dieser Stelle sollen Gesundheits- und Sicherheitsrisiken von möglicherweise gefährlichen Anlagen identifiziert, Projektalternativen geklärt sowie das Niveau der erforderlichen öffentlichen Sicherheit definiert werden. Projekte, bei denen die Umweltbelastung gegenüber dem erwarteten Nutzen unverhältnismäßig groß ist, können bereits in diesem Stadium identifiziert und gegebenenfalls abgelehnt werden. Zu Beginn der bei Bedarf anschließenden UVP wird dann der Untersuchungsrahmen festgelegt (Scoping-Verfahren). Screening- und Scoping-Verfahren können jedoch auch zusammengefaßt werden.³⁹ Eine externe und unabhängige Begutachtung der UVP, wenn möglich von Experten, die nicht nur mit den ökologischen Belangen befaßt sind, wird dem Empfängerland empfohlen.⁴⁰ Im Rahmen der UVP wird eine Monetarisierung der positiven und negativen Umweltwirkungen angestrebt, damit sie in die Wirtschaftlich

34 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 154

35 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 14f, 53

36 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 128

37 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 125

38 Vgl. BMZ, 1995, S. 6

39 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 129f

40 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 132f

keitsanalyse integriert werden und so später über das Verursacherprinzip weitergeleitet werden können.⁴¹ Die Ergebnisse der UVP sollen dann bei der Entscheidungsfindung, ob ein Projekt gefördert werden soll oder nicht, berücksichtigt werden.⁴²

Kritisch betrachtet wird die Wirksamkeit der UVP jedoch bei Großprojekten, insbesondere bei Energieprojekten, da hier eine Projektprüfung zu kurz greift und der gesamtgesellschaftliche und zum Teil auch der internationale Kontext berücksichtigt werden müßte.⁴³ Nachfolgend werden daher einige mögliche Kritikpunkte an Umweltverträglichkeitsprüfungen dargestellt.

In einer Veröffentlichung zur ökonomischen Analyse von Umweltauswirkungen, die auf den Erfahrungen der Asian Development Bank und der Weltbank beruhen,⁴⁴ wird auf einige mögliche Probleme hingewiesen, die bei der Monetarisierung von Umweltaspekten entstehen können. Am Beispiel des meines Erachtens nach größten Problems bei der Monetarisierung, der Wahl der Diskontierungsrate, werden diese kurz dargestellt. Zur Auswahl stehen hier verschiedene Ansätze, bei denen die Opportunitätskosten des Kapitals, die Kosten, die den Regierungen der Empfängerländer für zu leihendes Geld entstehen würden, oder aber die Berücksichtigung der Bedürfnisse zukünftiger Generationen für die Diskontierungsrate zugrunde gelegt werden.⁴⁵ Bei dem letzten Ansatz ist die Diskontierungsrate jedoch abhängig vom Zeithorizont der Personen, die sie bestimmen. Eine Berücksichtigung der Interessen zukünftiger Generationen wird also nur in dem Maße möglich, wie die Personen, welche die Diskontierungsrate festlegen, es zulassen. Diese Personengruppe hat jedoch eigene zeitliche Präferenzen, die sie bei der Festlegung berücksichtigen wird.⁴⁶ Insbesondere bei Projekten mit möglichen irreversiblen Umwelteinwirkungen⁴⁷ erscheint die Nutzungs

41 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 53

42 Vgl. OECD/DAC, 1994, S. 133

43 Vgl. Hein, 1992, S. 4

44 Vgl. Dixon, Scura, Carpenter, Sherman, 1995, Erstveröffentlichung 1986 durch Asian Development Bank, S. ix

45 Vgl. Dixon, Scura, Carpenter, Sherman, 1995, Erstveröffentlichung 1986 durch Asian Development Bank, S. 39f

46 Vgl. Dixon, Scura, Carpenter, Sherman, 1995, Erstveröffentlichung 1986 durch Asian Development Bank, S. 40, 104, 107

47 Irreversibel ist zum Beispiel bei der Kernenergienutzung als Energiequelle die unbegrenzte Strahlung, mit der nicht nur zukünftige Generationen in den nachfolgenden Jahrhunderten sondern auch weitaus spätere Generationen konfrontiert werden, oder die Überflutung großer Gebiete, wie sie z. B. bei dem geplanten chinesischen Drei-Schluchten-Staudamm geplant ist.

möglichkeit einer Diskontierungsrate fragwürdig und anmaßend zukünftigen Generationen gegenüber, auch wenn dabei über die Bereitschaft der heutigen Generationen, für einen späteren Verlust zu zahlen, gearbeitet wird,⁴⁸ da die Interessen der heutigen Generationen kaum die der später lebenden widerspiegeln können. Darüber hinaus erscheint fraglich, ob bei den Prämissen für die Monetarisierung der ideale, langfristig anzustrebende Zustand der Umwelt entsprechend berücksichtigt werden kann, oder ob eine Monetarisierung zum Teil nicht eher als Rechtfertigung für bestimmte, bevorzugte Energieoptionen dient.

Weitere Optimierungsmöglichkeiten einer UVP, die international einheitlich durchgeführt werden sollten,⁴⁹ lassen sich aus Kritikpunkten an diesem Verfahren ableiten. Sie betreffen die Fragen nach der ökologischen Kompetenz der Durchführenden, welchem Personenkreis die Ergebnisse zu welchem Zeitpunkt zugänglich gemacht werden, ob die Ergebnisse überprüfbar sein werden und welche Personen oder Organisationen gegebenenfalls Einspruch erheben könnten. Eine weiterhin mögliche Einflußnahme auch nach der Beendigung des Entwicklungsprojektes auf die Durchführung von Umweltmaßnahmen wird als wünschenswert angesehen.⁵⁰ Vorteilhaft wäre es, wenn beispielsweise im Rahmen der UVP bei einem Nachfrageüberhang nach Energie eine Entscheidung herbeigeführt werden kann, wenn sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Optionen zur Auswahl stehen, welche umweltverträglich umzusetzen sind und welcher Energieträger für eine Angebotsoption der umweltverträglichste wäre.⁵¹

Von deutscher Seite wird seit 1990 versucht, durch die Verwendung von sogenannten operationalen Prüfungskriterien für Stromprojekte im Rahmen der finanziellen Zusammenarbeit, welche die Entscheidungen bei der Projektvergabe beeinflussen, Signale an das ordnungspolitische Umfeld des Stromsektors der Empfängerländer zu geben. Strom in Entwicklungsländern sollte demnach zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten bereitgestellt werden.⁵² Für die Stromversorgung bedeutet dieses, daß über die

48 Vgl. Dixon, Scura, Carpenter, Sherman, 1995, Erstveröffentlichung 1986 durch Asian Development Bank, S. 109

49 Bisher wird die UVP nicht einheitlich durchgeführt, sondern unterscheidet sich abhängig von den jeweiligen Ländern, Organisationen, dem Kontext und den jeweiligen Absichten, vgl. Sadler, 1994, S. 6f

50 Vgl. Range, 1991, S. 39ff

51 Vgl. Sadler, 1994, S. 4

52 Vgl. KfW, 1994, S. 5ff und KfW, 1998, Anlage 1

Preise eine langfristige Signalwirkung an die Verbraucher abgegeben werden soll, d. h. die Strompreise mindestens den langfristigen Grenzkosten von Erzeugung, Verteilung und Übertragung entsprechen oder ihnen langfristig angenähert werden sollten. Gängige Umweltstandards müssen bei der Projektprüfung ebenfalls berücksichtigt werden.⁵³ Über die angestrebte Signalwirkung der Preise wird eine Internalisierung der externen Kosten angestrebt.⁵⁴ Bevorzugt werden umweltschonende Projekte, die, auch ohne daß der Umweltschutz im Vordergrund steht, wirtschaftlich sinnvoll wären, wie beispielsweise Maßnahmen zum Abbau von Subventionen im Energiesektor und technische Verbesserungen, um Netzverluste zu minimieren und die Wirkungsgrade der Kraftwerke zu erhöhen.⁵⁵

Es kann jedoch davon ausgegangen werden, daß Umweltschutzmaßnahmen aufgrund einer UVP immer auch Grenzen durch die anderen am Entwicklungsprojekt beteiligten Akteure, wie z. B. den mitarbeitenden Organisationen und Behörden vor Ort, gesetzt werden. Hinzu kommt, daß mit Ablauf des Projektes der Einfluß der Entwicklungsorganisation auf Umweltschutzmaßnahmen endet. Selbst wenn eine Geberorganisation ein Projekt aufgrund der zu erwartenden Umwelteinwirkungen ablehnt, kann ein Projekt möglicherweise immer noch verwirklicht werden, wenn das jeweilige Entwicklungsland sich an eine andere Entwicklungsorganisation wendet, deren Anforderungen an Umweltschutz- oder Kontrollmaßnahmen geringer sind. Um dieses zu vermeiden, bemüht der DAC sich, eine Harmonisierung bei der Projektbeurteilung der OECD-Geberländer zu bewirken. Langfristiges Ziel der Entwicklungsorganisationen bei der UVP kann also nur die Initiierung einer wirksamen Umweltpolitik in den Entwicklungsländern selbst sein.⁵⁶

Eine weitere Möglichkeit, Ressourcen zu schonen, ist der Kauf von Auslandsschulden der Entwicklungsländer durch Umweltschutzorganisationen, sogenannten Debt-For-Nature-Swaps. Dabei wird davon ausgegangen, daß ein direkter Zusammenhang zwischen Auslandsschulden und dem Raubbau an natürlichen Ressourcen in Entwicklungsländern existiert, da diese Devisen benötigen, um ihre Auslandsschulden tilgen zu können. Wenn die Entwicklungsländer bestimmte Ressourcen schonen, werden ihre Auslands

53 Vgl. KfW, 1994, Anlage 1, S. 5ff, 12ff

54 Vgl. KfW, 1994, Anlage 1, S. 11ff

55 Vgl. KfW, 1994, S. 38

56 Vgl. BMZ, 1995, S. 24ff

schulden von den Umweltschutzorganisationen reduziert.⁵⁷ Da sich dieses Mittel meines Erachtens nicht für eine umweltverträgliche Optimierung der Energiesektoren eignet, wird hierauf nicht weiter eingegangen.

6.2.2 Multilaterale Entwicklungszusammenarbeit

In diesem Abschnitt wird auf die Aktivitäten der größten multilateralen Entwicklungsorganisationen eingegangen, die sich mit Projekten in Asien befassen.

Europäische Union (Europäische Investitionsbank)

Der Schutz der globalen Umwelt ist eines der drei wichtigsten strategischen Ziele der Europäischen Union in der Zusammenarbeit im Energiesektor mit Asien.⁵⁸ Vor jeder Finanzierungsentscheidung prüft beispielsweise die Europäische Investitionsbank (EIB) Projekte auf ihre Übereinstimmung mit den von ihr vorgegebenen Umweltschutzmaßstäben.⁵⁹ Bis zum Ende des Jahres 1996 wurden Projekte zwischen Partnern in der EU und Asien und Lateinamerika, die sich mit Umweltschutz oder Technologietransfer befaßten, in der Höhe von insgesamt 652 Mio. ECU gefördert.⁶⁰ Gleichzeitig plant die Europäische Gemeinschaft jedoch, asiatische Atomprogramme zu unterstützen, mit denen eine friedliche und sichere Nutzung der Atomenergie geplant ist.⁶¹ Die Europäische Investitionsbank finanzierte seit Beginn ihrer Betätigung in Asien 1993 bis zum Jahre 1996 Projekte im Energiebereich in asiatischen Ländern in der Höhe von 300 Mio. ECU.⁶² Auf Energieprojekte in China entfielen hiervon 55 Mio. ECU, auf Indien ebenfalls 55 Mio. ECU und auf Indonesien 46 Mio. ECU.⁶³ Darüber hinaus unterstützt die Europäische Union die Zusammenarbeit mit den asiatischen Ländern im Energiesektor durch verschiedene Programme, wie z. B. die Verordnung Nr. 443/92 des

57 Vgl. Kuhn, 1997, S. 18f

58 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 1996, S. 12, siehe hierzu auch das Weißbuch „Eine Energiepolitik für die EG“, KOM(95) 682

59 Vgl. European Investment Bank, Webseite im Internet: <http://eib.eu.int/loans/info.htm> vom 04.04.1998

60 Vgl. European Investment Bank, ohne Angabe von Erscheinungsort und -jahr, S. 45

61 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 1996, S. 16

62 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 1996, S. 9

63 Vgl. European Investment Bank, ohne Angabe von Erscheinungsort und -jahr, S. 12, 45

Rates über die Zusammenarbeit mit den Ländern Asiens und Lateinamerikas, die Programme SYNERGY und SAVE.⁶⁴

Weltbank

Das finanzielle Volumen für Umweltprojekte der Weltbank stieg von 0,03 Mrd. US\$ im Geschäftsjahr 1986 auf 11,6 Mrd. US\$ im Geschäftsjahr 1997 an. Darüber hinaus müssen mittlerweile alle Projekte der Weltbank umweltverträglich sein. Dieses soll unter anderem mit der Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen, dem Environmental Assessment Process, gewährleistet werden. So wurden im Geschäftsjahr 1997 18 Projekte mit einem Gesamtvolumen von 2,9 Mrd. US\$ einer umfassenden Prüfung unterzogen, während weitere 82 Projekte mit einem Gesamtvolumen von insgesamt 6,1 Mrd. US\$ teilweise, jeweils abhängig von ihren möglichen Umweltwirkungen, geprüft wurden. Außerdem wurden Analysen zu Umweltwirkungen von Entwicklungsplänen, politischen Maßnahmen und Institutionen in den Sektoren Landwirtschaft, Energie und Transport durchgeführt. Eine Unterweisung der Verantwortlichen in umweltbezogenen Themengebieten und eine enge Zusammenarbeit mit anderen multilateralen und bilateralen Finanzierungsinstitutionen, Nichtregierungsorganisationen (NGOs), UN-Behörden, akademischen und privaten Institutionen gehören ebenfalls zu den Maßnahmen. Umweltverträgliche Investitionen, wie beispielsweise im Energiesektor für Photovoltaikanlagen, sollen außerdem über Initiativen angeregt werden, an denen sowohl privatwirtschaftliche Unternehmen als auch NGOs und Finanzierungsinstitutionen, die in der Entwicklungszusammenarbeit tätig sind, zusammenarbeiten. Um die Umweltverträglichkeit der Entwicklungszusammenarbeit weiter zu verbessern, werden die Erfahrungen aus den bisher durchgeführten Projekten ausgewertet.⁶⁵ Um eine umweltverträgliche Energieversorgung in Asien zu fördern, wurde in Zusammenarbeit mit verschiedenen Organisationen wie UNDP, EU und verschiedenen bilateralen Entwicklungsorganisationen die „Asia Alternative Energy Unit“ eingerichtet.⁶⁶ Gemeinsam mit der deutschen GTZ koordiniert die Weltbank das Projekt „Environmental Manual for Power Development“, ein Planungsinstrument für Entwicklungsländer, die ihren Energiesektor optimieren

64 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 1996, S. 8, 24

65 Vgl. World Bank, ohne Jahresangabe, S. 24ff

66 Vgl. World Bank, Internet Homepage der Asia Alternative Energy Unit, The World Bank Group, Stand 1996: <http://www.worldbank.org/astae/reports/pvbest/astae.htm>

wollen, mit dem zukünftige Stromversorgungsstrategien auf ihre Umweltwirkungen und Wirtschaftlichkeit hin geprüft werden können.⁶⁷

Das Gemeinschaftsprojekt von UNDP, Weltbank und verschiedenen bilateralen Gebern „Energy Sector Management Assistance Programme“ (ESMAP) wird gegenwärtig von der Weltbank durchgeführt. Ziel dieses Programmes ist es, Durchführbarkeitsstudien zur Investitionsvorbereitung und Reform des Energiesektors zu erstellen und so in den Entwicklungsländern die Einführung von umweltverträglicher Energienutzung zu initiieren.⁶⁸

Gemeinsam mit den deutschen Entwicklungsorganisationen erstellte die Weltbank außerdem eine Studie, die für den Bereich „ländliche Elektrifizierung“ Ursachen für Erfolg und Mißerfolg untersucht, um daraus Empfehlungen für Reformen im Elektrizitätssektor ableiten zu können.⁶⁹

Organisationen der Vereinten Nationen

Auch die verschiedenen UN-Organisationen beschäftigen sich, je nach Organisationsart, mit unterschiedlichen Projekten zu umweltverträglicher Energieversorgung.⁷⁰ So betätigt sich z. B. die UN Economic Commission for Asia and the Pacific (ESCAP) mit Energieprojekten.⁷¹ Die UNDP⁷² beschäftigte sich bisher hauptsächlich mit konventioneller Energieversorgung und -planung sowie mit Energiepolitik und nur in geringerem Ausmaß, z. B. über das UNDP Energy Account, ESMAP und die GEF,⁷³ mit Projekten zu umweltverträglicher Energieerzeugung.⁷⁴ Zu ihrer Unterstützung wurde mittlerweile die Initiative für umweltverträgliche Energie (UNISE)⁷⁵ der UNDP eingerichtet, um die bisherige Arbeit der UN im Energiebereich und die Zusammenarbeit mit anderen Organisationen um umweltverträgliche Aspekte zu ergänzen.⁷⁶ Die UNEP⁷⁷ hingegen beschäftigt sich ausschließlich mit umweltverträglichen Entwicklungsprojekten. So wurden beispiels

67 Vgl. BMZ, 1997, S. 47, 62

68 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 67 und BMZ, 1997, S. 46

69 Electric Power Utility Efficiency Improvement Study (EPUES), vgl. BMZ, 1997, S. 46

70 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 74

71 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 60

72 UNDP = United Nations Development Programme

73 GEF = Global Environment Facility

74 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 58, 74f

75 UNISE = UNDP Initiative for Sustainable Energy

76 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 2, 58ff

77 UNEP = United Nations Environment Programme

weise verschiedene umweltverträgliche Fallstudien im asiatischen Energiesektor von der UNEP kontrolliert: „Environmentally Sound Energy Development of Environmental Considerations in Energy Planning“ in Indien und „Environmentally Sound Energy Development“ in China.⁷⁸

Gemeinsam mit der Weltbank, dem US-amerikanischen Department of Energy und den Niederlanden unterstützt die UNDP das Projekt FINESSE⁷⁹, das über die Entwicklungsbanken, privaten Kreditinstitute, NGOs, Energieversorger und andere in den Entwicklungsländern Kredite für Kleinverbraucher von Energie vergibt.⁸⁰

Die UNIDO⁸¹ hat die Aufgabe, die Industrialisierung der Entwicklungsländer über den Technologietransfer und die industrielle Zusammenarbeit zu fördern⁸² und fördert beispielsweise verschiedene Projekte, die sich mit modernster Kohletechnologie, der Nutzung erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerungen bei der industriellen Energienutzung, insbesondere auch in China, beschäftigen. Außerdem wurden Konzepte für die umweltverträgliche Stromversorgung abgelegener Gebiete, unter anderem für China und Indonesien, erarbeitet.⁸³ Zusätzlich unterstützt die UNIDO verschiedene Institutionen wie das International Centre for Application of Solar Energy (CASE), das Hangzhou International Centre for Small Hydro Power in China (HIC) und das International Centre for Hydrogen Energy Technologies (ICHET), die sich mit der Verbreitung erneuerbarer Energien befassen.⁸⁴

Globale Umweltfazilität (GEF)

Das Gemeinschaftsprojekt von Weltbank, UNDP und UNEP hat die Aufgabe, Umweltschutzmaßnahmen von globalem Interesse in Entwicklungsländern zu fördern.⁸⁵ Hierzu zählen u. a. Maßnahmen zur Unterstützung von Technologien aus erneuerbaren Energien,⁸⁶ die Unterstützung von Maßnahmen zu Energieeinsparung und effizienter Energienutzung⁸⁷ sowie die

78 Vgl. UNEP, 1995, S. 118

79 FINESSE = Financing Energy Services for Small-Scale Energy Users

80 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 66

81 UNIDO = United Nations Industrial Development Organisation

82 Vgl. UNIDO, 1995, S. 7

83 Vgl. UNIDO, 1997, S. 17

84 Vgl. UNIDO, 1997, S. 41

85 Vgl. GEF, 1997 (2), S. 1

86 Vgl. GEF, 1997 (1), S. 6-1ff

87 Vgl. GEF, 1997 (1), S. 5-1ff

Kostenreduktion von Technologien, deren Treibhausgasemissionen vergleichsweise gering sind.⁸⁸ Weitere Schwerpunkte sind z. B. der Erhalt der Artenvielfalt und der Schutz des Regenwaldes.⁸⁹

Asiatische Entwicklungsbank (Asian Development Bank/ADB)

Auch die Projekte und Programme der ADB werden auf ihre Umweltwirkungen hin untersucht. Zusätzlich zu den Umweltverträglichkeitsuntersuchungen besuchen Vertreter der ADB die Projektstandorte und diskutieren mögliche Auswirkungen des Projektes mit Behördenvertretern und den weiteren Beteiligten und bemühen sich so, die von dem Projekt oder Programm betroffene Bevölkerung in die Projektplanung einzubeziehen. Über die Auswertung diesbezüglicher Ergebnisse wird versucht, die umweltverträgliche Gestaltung zukünftiger Programme und Projekte zu optimieren. Die ADB unterstützt die Regierungen ihrer Mitgliedsländer im Rahmen der technischen Zusammenarbeit bei der Implementierung von Umweltschutzmaßnahmen in Projekte und bei der Optimierung der Umweltpolitik. Der Anteil umweltbezogener Programme und Projekte am gesamten Kreditvolumen steigt stetig an.⁹⁰

Umweltprojekte werden in zwei verschiedene Kategorien aufgeteilt: Projekte mit mehr als 50 % umweltbezogenen Kosten und Projekte mit mehr als 20 % umweltbezogenen Projektkosten. Ein Projekte der ersten Kategorie ist z. B. das Projekt „BAPEDAL Regional Network“⁹¹ in Indonesien, das unter anderem über eine Verbesserung der personellen Kapazität regionale Umweltstandards einführen, Unterstützung bei der Einführung von Umweltmanagement bieten und das Umweltbewußtsein in der Bevölkerung stärken soll. Projekte der zweiten Kategorie sind beispielsweise ein Projekt in China zur Steigerung der Energieeffizienz und Implementierung von Umweltschutzmaßnahmen im industriellen Sektor und ein Projekt in Indien, das sich mit den Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energieträger beschäftigt. Für beide Projektkategorien wurden in 1996 je 368 Mio. US\$, zusammen also 736 Mio. US\$, bewilligt, das entsprach einer Steigerung von 17 % zum Vorjahr.⁹² Im Energiesektor unterstützt die ADB ihre Mitgliedsstaaten insbeson

88 Vgl. GRF, 1997 (1), S. 7-1ff

89 Vgl. GEF 1997 (1)

90 Vgl. Asian Development Bank, 1997, S. 101f

91 Badan Pengendalian Dampak Lingkungan - Environment Impact Management Agency, vgl. Asian Development Bank, 1997, S. 117

92 Vgl. Asian Development Bank, 1997, S. 117f

dere bei Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bei Energieproduktion und -nachfrage und über die Motivation der privaten Unternehmen zur Finanzierung großer Energieprojekte.⁹³

6.3 Bilaterale und multilaterale Entwicklungszusammenarbeit im Bereich Energie mit China, Indien und Indonesien

Die Maßnahmen in der Entwicklungszusammenarbeit im Energiebereich lassen sich grob auf folgende Bereiche aufteilen:

- Analysen der Verwaltungs- und Politikstruktur und das Aufzeigen möglicher Verbesserungen
- Investitionen im Infrastrukturbereich, konventionelle Technologie und Bau moderner Kraftwerke
- Energiesparmaßnahmen und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung im Angebots- und Nachfragebereich
- Förderung der Markteinführung von Technologien, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden
- Informationsmaßnahmen⁹⁴

Eine genaue Abgrenzung der Energieprojekte auf den einen oder anderen Bereich läßt sich jedoch nicht immer vornehmen, da sowohl die Programm- als auch die Projekthilfe zum Teil bereichsübergreifend gestaltet sind. Wie bereits im vorherigen Kapitel gezeigt, räumen alle bilateral oder multilateral tätigen Organisationen dem Umweltschutz, d. h. hier insbesondere der umweltverträglichen Energieversorgung, einen hohen Stellenwert ein, der zukünftig noch an Priorität gewinnen soll.

Im Jahre 1994 entfielen im Rahmen der bilateralen Entwicklungszusammenarbeit der DAC-Mitgliedsstaaten 7,8 % der Gesamtleistungen auf den Energiesektor. Die Zahlungen für die Programmhilfe, die 4,9 % der Gesamtleistungen ausmachte, wurde nicht nach Sektoren spezifiziert.⁹⁵ Im gleichen Zeitraum entfielen 0,6 % der multilateralen Gesamtleistungen der OECD-Mitgliedsstaaten auf den Energiesektor und 17,5 % auf die Programmhilfe.⁹⁶

93 Vgl. Asian Development Bank, 1997, S. 109

94 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 74 und World Bank, ohne Jahresangabe, S. 154ff

95 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. A38

96 Vgl. OECD/DAC, 1997 (1), S. A38

Die bilaterale öffentliche Entwicklungshilfe der OECD-Länder für den chinesischen Energiesektor belief sich für den Zeitraum 1992 bis 1996 auf 2.685,8 Mio. US\$, rund einem Fünftel der gesamten bilateralen öffentlichen Entwicklungshilfe von 13.898,1 Mio. US\$.⁹⁷ An Indien wurde im gleichen Zeitraum die Summe von 11.210,4 Mio. US\$ gezahlt, davon 3.206,6 Mio. US\$, also rund 30 %, für den Energiesektor. Indonesien erhielt 1.781,2 Mio. US\$, rund ein Achtel der gezahlten öffentlichen bilateralen Entwicklungshilfe von 14.446,6 Mio. US\$, für Optimierungen im Energiesektor.⁹⁸

Die gesamten Zahlungen der multilateralen Entwicklungsorganisationen für den Energiesektor in den Ländern China, Indien und Indonesien sind schwer feststellbar, da es keine kumulierten Zahlen der Organisationen gibt. Die einzelnen multilateralen Organisationen sind zum Teil unabhängig voneinander, zum Teil gemeinsam, wie beispielsweise über die GEF und gemeinsam mit bilateralen Organisationen, tätig.

Die Kommission der Europäischen Union geht von einem Kapitalbedarf von jährlich 100 Mrd. US\$ für den Ausbau des gesamten asiatischen Energiesektors aus. Gleichzeitig erwartet sie von Seiten der Weltbank und der Asiatischen Entwicklungsbank, die als größte Kapitalgeber im Bereich der multilateralen Entwicklungszusammenarbeit gelten, zusammen aber nur ein Investitionsvolumen von insgesamt 5 Mrd. ECU pro Jahr,⁹⁹ das entspricht ca. 5,4 Mrd. US\$.¹⁰⁰

Eine Analyse der Jahresberichte 1992 bis 1997 von Weltbank und Asiatischer Entwicklungsbank ergaben folgende Zahlungen an China, Indien und Indonesien für Energieprojekte und Maßnahmen im Energiebereich, wobei bei den Energieprojekten in der Regel begleitende Maßnahmen durchgeführt wurden:

97 Vgl. OECD/DAC, 1997 (2), S. 78

98 Vgl. OECD/DAC, 1997 (2), S. 115f

99 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 1996, S. 6

100 Umrechnung ECU in US\$ zu 1,0790 per 07.04.1998, telefonische Auskunft der Devisenabteilung der Hamburger Sparkasse

Tabelle 42: Kumulierte genehmigte Zahlungen für Energieprojekte und Maßnahmen im Energiebereich von Weltbank und Asiatischer Entwicklungsbank (ADB) in den Jahren 1992 bis 1997 in Mio. US\$ im Vergleich zum Gesamtbetrag der Projekte

	China	Indien	Indonesien	Gesamt
Weltbank	4.252,00 (26,62 %)	2.150,00 (22,93 %)	1.645,50 (31,66 %)	8.047,50 (26,34 %)
Gesamtbetrag der Projekte mit Weltbankbeteiligung	15.974,90	9.376,00	5.197,60	30.548,50
ADB	1.468,00 (33,23 %)	1.792,00 (25,34 %)	1.452,00 (33,88 %)	4.712,00 (29,87 %)
Gesamtbetrag der Projekte mit Beteiligung der ADB	4.417,06	7.071,40	4.286,10	15.774,56
Gesamte Zahlungen von Weltbank und ADB	5.720,00 (28,05 %)	3.942,00 (23,97 %)	3.097,50 (32,66 %)	12.759,50 (27,54 %)
Gesamtes Volumen der Projekte mit ADB- und Weltbankbeteiligung	20.391,96	16.447,40	9.483,70	46.323,06
jährl. Durchschnitt 1992-1997 der gesamten Zahlungen von Weltbank und ADB	953,33	657,00	516,25	2.126,58
jährl. Durchschnitt 1992 - 1997 des Gesamtvolumens	3.398,66	2.741,23	1.580,62	7.720,51

Quelle: World Bank, Annual Reports 1992-1997 und Asian Development Bank, Annual Reports 1992-1997,¹⁰¹ eigene Berechnungen

Verglichen mit den Zahlungen von Weltbank und Asian Development Bank von 1992 bis 1997 sind die kumulierten Zahlungen der UNDP im Zeitraum von 1974 bis 1994 für die Region Asien & Pazifik mit insgesamt 208 Mio. US\$ für den Energiesektor eher gering. Die größten Anteile der UNDP-Zahlungen wurden für die Bereiche Energieplanung (34 %), den Bereich Öl und Erdgas (29 %) und den Stromsektor (16 %) ausgegeben.¹⁰²

Die Weltbank führt teilweise die von ihr unterstützten Energieprojekte in Asien auch als „Umweltprojekte“ auf.¹⁰³ Dieser Kategorisierung kann je

101 World Bank, Annual Reports, ohne Angabe des Erscheinungsjahres, Asian Development Bank, Annual Reports, Erscheinungsjahr jeweils anschließend an das Jahr des Annual Reports

102 Vgl. UNDP u.a., 1996, S. 73

103 Vgl. World Bank, 1997 (3), S. 87ff

doch nur eingeschränkt zugestimmt werden, da es fraglich erscheint, ob z. B. aufgrund der Umsiedelung von rund 30.000 Menschen, wie beim Bau des chinesischen Wasserkraftwerkes Ertan II, die Kategorisierung dieses Projektes als „Umweltprojekt“ zu rechtfertigen ist.¹⁰⁴ Gleichwohl spricht eine derartige Kategorisierung innerhalb der Organisationen für eine gestiegene Sensibilisierung in Umweltfragen.

Eine detaillierte Analyse der Energieprojekte hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit, verglichen mit der eigenen o. g. Kategorisierung, war aufgrund der Informationspolitik der Organisationen nicht möglich. Wie sich diese Sensibilisierung für Umweltprobleme in den tatsächlich durchgeführten Projekten auswirkt und ob nicht auch Energieprojekte, die lediglich um End-of-Pipe-Technologie ergänzt wurden, hier hinzugezählt wurden, ist daher nicht feststellbar.

6.4 Wirksamkeit der bisherigen entwicklungspolitischen Maßnahmen im Hinblick auf eine zukünftige umweltverträgliche Energieversorgung in China, Indien und Indonesien

Unter dem Begriff „Wirksamkeit“ wird in diesem Kapitel nicht die Wirksamkeit einzelner Energieprojekte verstanden. Derartige Untersuchungen werden von den einzelnen Entwicklungsorganisationen für ihre eigenen Projekte nach den von ihnen selbst festgelegten Kriterien durchgeführt und bedürfen detaillierter interner Kenntnisse der einzelnen Projekte, die im hierfür benötigten Umfang jedoch nicht an Externe weitergegeben werden.

So beinhalten beispielsweise auch die Kriterien für den Projekterfolg, die die deutschen Entwicklungsorganisationen KfW und GTZ in den von ihnen durchgeführten Wirksamkeitsanalysen verwenden, die Aspekte „Wirkungen auf die Umwelt“ und „Nachhaltigkeit“.¹⁰⁵

In diesem Kapitel geht es vielmehr um die Feststellung, ob die bi- und multi-lateralen entwicklungspolitischen Maßnahmen als Ganzes gesehen der Energiewirtschaft in den jeweiligen Ländern den notwendigen Impuls geben können, um eine zukünftige umweltverträgliche Energieversorgung wirksam anzustoßen.

104 Vgl. World Bank, 1997 (3), S. 94

105 „Bessere“ Zielerreichung hier definiert als „im Vergleich zu einer Situation ohne Entwicklungszusammenarbeit“, vgl. Hemmer, 1995, S. 1ff

Für die Beurteilung der Wirksamkeit von Maßnahmen der bi- und multilateralen Entwicklungszusammenarbeit für die umweltverträgliche Optimierung der Energiesektoren in China, Indien und Indonesien ist die Betrachtung verschiedener Aspekte wichtig. Hierzu zählt auch der erforderliche Investitionsbedarf für die Optimierung der Energiewirtschaft in den jeweiligen Ländern. Da es sich hier nicht nur um den Zubau von Kraftwerkskapazität und Optimierung alter Kraftwerke, sondern auch um nachfrageseitige Maßnahmen und eine erforderliche Reorganisation des Energiesektors handelt, kann der nachfolgend dargestellte, geschätzte Investitionsbedarf für die Energiesektoren der Länder nur einen Richtwert darstellen, der die Größenordnung des benötigten Kapitals ahnen läßt.

Tabelle 43: Erwarteter Kapazitäts- (MW) und gesamter Investitionbedarf (Mio. US\$) in der Elektrizitätswirtschaft von China, Indien und Indonesien für das Jahr 2010

	Kapazitätsbedarf (MW)	Investitionsbedarf 1996-2010 in Mio. US\$	
		jährlicher Durchschnitt	gesamt
China	442.287	27.329,00	409.933,00
Indien	244.594	16.048,00	240.718,00
Indonesien	48.638	3.414,00	51.204,00
Gesamt	735.519	46.791,00	701.855,00

Quelle: Razavi, Tippee, Smock, Gas and Power in the Developing World, 1996, S. 42, 46, 84

Die nachfolgende Tabelle verdeutlicht das Verhältnis vom prognostizierten, jährlichen Investitionsbedarf der Energiewirtschaften in China, Indien und Indonesien zu den bisherigen Zahlungen der bilateralen Entwicklungsorganisationen der OECD-Länder und der größten multilateralen Entwicklungsorganisationen, der Weltbank und der Asiatischen Entwicklungsbank.

Tabelle 44: Zahlungen der bi- und multilateralen Entwicklungsorganisationen und erwarteter durchschnittlicher Investitionsbedarf (in Mio. US\$) in den Elektrizitätswirtschaften von China, Indien und Indonesien¹⁰⁶

	China	Indien	Indonesien	Gesamt
geschätzter durchschnittl. jährl. Investitionsbedarf 1996-2010	27.329,00	16.048,00	3.414,00	46.791,00
jährl. Durchschnitt 1992-1997 der gesamten Zahlungen von Weltbank und ADB	953,33	657,00	516,25	2.126,58
jährl. Durchschnitt 1992-1997 des Gesamtvolumens mit Weltbank- und ADB-Beteiligung	3.398,66	2.741,23	1.580,62	7.720,51
jährl. Durchschnitt 1992-1996 der gesamten bilateralen Zahlungen der OECD-Staaten	537,00	641,32	356,24	1.534,56
gesamte durchschnittliche jährl. Zahlungen der OECD-Staaten, Weltbank und ADB	1.490,33	1.298,32	872,49	3.661,14

Quelle: World Bank, Annual Reports 1992-1997 und Asian Development Bank, Annual Reports 1992-1997,¹⁰⁷ Razavi, Tippee, Smock, Gas and Power in the Developing World, 1996, S. 42, 46, 84, OECD/DAC, Geographical Distribution of Financial Flows to Aid Recipients, Disbursements, Commitments, Country Indicators, 1992-1996, 1997, S. 78, 115f; eigene Berechnungen

Wenn hier berücksichtigt wird, daß die gesamte jährliche, bilaterale Entwicklungszusammenarbeit der OECD-Länder und die der beiden größten Entwicklungsorganisationen Weltbank und Asiatischer Entwicklungsbank in den letzten Jahren rund 12 % des prognostizierten, zukünftigen Investitionsbedarfs in den Energiesektoren von China, Indien und Indonesien ausmachen, kann davon ausgegangen werden, daß insofern das Ziel der Organisationen, zur umweltverträglichen Optimierung der Energiesektoren in China, Indien und Indonesien beizutragen, dann erfüllt wurde, wenn die jeweiligen Maßnahmen ohne Unterstützung durch die Entwicklungsorganisationen gar nicht durchgeführt worden wären.

Wenn nun der prognostizierte jährliche Investitionsbedarf von 46.791,00 Mio. US\$ dem durchschnittlichen jährlichen Anteil von Weltbank und ADB an den Energieprojekten der Jahre 1992 bis 1997 von 2.126,58 Mio. US\$

106 Siehe Tabellen Kapitel 6.3 und 6.4

107 Vgl. World Bank, Annual Reports, ohne Angabe des Erscheinungsjahres, Asian Development Bank, Annual Reports, Erscheinungsjahr jeweils anschließend an das Jahr des Annual Reports

und den Zahlungen der bilateralen Entwicklungsorganisationen der OECD-Länder von jährlich durchschnittlich 1.534,56 Mio. US\$ in den Jahren 1992-1996, insgesamt also 3.661,14 Mio. US\$, gegenübergestellt wird, zeigt sich jedoch, daß die Entwicklungsorganisationen über die Finanzierung von modernsten Kraftwerken für Demonstrationszwecke und die Unterstützung bei der ordnungspolitischen Optimierung der Energiesektoren lediglich Anregungen für eine umweltverträglichere Energieversorgung liefern können.

Werden der Investitionsbedarf für die Energiesektoren Chinas, Indiens und Indonesiens und die bisherigen bi- und multilateralen Transferleistungen gegenübergestellt, zeigt sich, daß alle Projekte, die zur Optimierung des jeweiligen Energiesektors beitragen, diesen umweltverträglicher als bisher, aber nicht umweltverträglich machen konnten, da die Diskrepanz zwischen Investitionsbedarf und Investitionsmöglichkeiten auf diesem Wege nicht überbrückt werden kann. Zu berücksichtigen ist hier auch, daß der finanzielle Bedarf für ordnungspolitische Maßnahmen nur schwer monetarisiert werden kann.

Deutlich wird auch, daß ohne ein starkes eigenes Engagement der Länder für eine umweltverträgliche Optimierung ihrer Energiewirtschaft dieser Wandel nicht möglich erscheint und daß Anreize für Investitionen im Rahmen der wirtschaftlichen Zusammenarbeit in der Zukunft verstärkt werden müssen, wenn die Länder ihre ehrgeizigen Pläne für den Ausbau der Energiesektoren beibehalten wollen. Dieses gilt auch, wenn der Ausbau der Energiesektoren aufgrund eines verringerten wirtschaftlichen Wachstums möglicherweise bescheidener ausfallen wird.

7 Optimierungsmöglichkeiten der Entwicklungszusammenarbeit für die Umsetzung einer umweltverträglichen Energieversorgung in China, Indien und Indonesien

7.1 Hemmnisse für eine umweltverträgliche Optimierung der Energiesektoren in China, Indien und Indonesien

Wie im vorherigen Kapitel dargestellt, betonen alle Entwicklungsorganisationen ihr Engagement hinsichtlich umweltverträglicher Projekte und führen Umweltverträglichkeitsprüfungen bei Projekten durch, die möglicherweise zu Umweltbelastungen führen könnten. Die Ergebnisse dieser Prüfungen können nicht nur die Entscheidung beeinflussen, ob die Projekte durchgeführt werden, sie werden auch als Möglichkeit angesehen, für spätere Projekte Erfahrungen zu sammeln, da auch projektbegleitend evaluiert wird. Die Entwicklungsorganisationen streben aufgrund der gemachten praktischen Erfahrungen nach einem kontinuierlichen Verbesserungsprozeß in Entscheidungsprozessen und der Durchführung von Energieprojekten.¹

Selbst wenn jedoch die Verantwortlichen der Entwicklungshilfeorganisationen für die Energieprojekte ihre Projekte als sehr erfolgreich bezeichnen würden, ist dieses abhängig von den Kriterien zu sehen, die hierfür angesetzt wurden. Die Sichtweise des Gebers und des Entwicklungslandes hinsichtlich der Wirksamkeit werden sich vermutlich unterscheiden, wenn in dem jeweiligen Entwicklungsland andere Prioritäten als in der Entwicklungshilfeorganisation hinsichtlich der Bedeutung von Wirkungsgraden und Umweltverträglichkeit gesetzt wurden.²

So ist Kritik an der UVP zwar möglich, Defizite bei der Gestaltung der UVPs sind jedoch nicht das, was meines Erachtens nach einen konsequenten Technologietransfer hemmt. Da das finanzielle Volumen für Energieprojekte im Verhältnis zum Investitionsbedarf der Länder relativ gering ist, obwohl es einen der größten Posten bei den Zahlungen der Entwicklungsorganisationen

1 Telefonat mit Herrn Friedrich Klein, GTZ, 20.01.1998

2 Telefonat mit Herrn Friedrich Klein, GTZ, 20.01.1998

ausmacht, können die entwicklungsfinanzierten Energieprojekte in den Ziel-ländern aufgrund der Investitionsintensivität des Sektors nur einen geringen Teil der notwendigen zu tätigen Investitionen ausmachen.

Hinsichtlich des Volumens der Entwicklungshilfe erwarteten alle befragten Personen langfristig gesehen einen Rückgang der Entwicklungshilfe für Energieprojekte,³ da von einer erforderlichen Zunahme privatwirtschaftlichen Engagements ausgegangen wird.⁴ Allein die Höhe der Entwicklungshilfe kann jedoch nicht als ausschlaggebend für die Wirksamkeit der Maßnahmen angesehen werden. Die Kapazität eines Landes, die Gelder absorbieren zu können, wird als maßgeblich angesehen. Hierfür sind verschiedene Faktoren, wie beispielsweise ausreichend technisches Personal, eine entsprechende Infrastruktur und das politische Klima, wichtig.⁵

Eine Unterstützung der Länder für eine verbesserte Ausbildungs- und Informationspolitik, die der Bevölkerung nicht nur den Zugang zur neuesten Technologie ermöglicht, sondern auch das Bewußtsein für Umweltzerstörungen erhöht,⁶ sind daher ebenso wichtig wie die Unterstützung der Länder über Beratungsleistungen und preiswertere moderne Technologie im Energiesektor.⁷

Die tatsächlichen Hemmnisse für eine umweltverträgliche Energiewirtschaft in China, Indien und Indonesien liegen daher nicht in dem hierfür zu geringen Volumen der Entwicklungshilfe, sondern in einer Kombination aus verschiedenen Faktoren. Hierzu zählen das verständliche Bedürfnis der Entwicklungsländer, die wirtschaftliche Entwicklung in möglichst kurzer Zeit durchzuführen, ineffiziente Energiepolitik und die Bevorzugung konventioneller, erprobter Technik zu möglichst niedrigen Preisen.⁸ Bei den Optionen der umweltverträglicheren Energieerzeugung, wie z. B. den modernsten Kohlekraftwerken, mangelt es hierfür jedoch nicht nur an den fehlenden

3 Gespräch mit Herrn Kyaw Kyaw Shane (persönliche Meinung des Befragten), United Nations, 12.09.1997

4 Gespräch mit Herrn Horst Höfling, GTZ, 12.05.1998

5 Vgl. Roy, Chandra, Yyugandhara, 1993, S. 272

6 Gespräch mit Herrn Kyaw Kyaw Shane (persönliche Meinung des Befragten), United Nations, 12.09.1997 und Gespräch mit Frau Shazia Z. Rafi, Parliamentarians for Global Action, 12.09.1997 und Gespräch mit Herrn John O'Brien, UNDP, 12.09.1997

7 Gespräch mit Herrn Jens Soth, EPEA Internationale Umweltforschung GmbH, 04.12.1997

8 So geht z. B. Frau Shazia Z. Rafi davon aus, daß in den asiatischen Entwicklungsländern preiswertere Technologien auch in Zukunft immer bevorzugt werden, Gespräch mit Frau Shazia Z. Rafi, Parliamentarians for Global Action, 12.09.1997 und Gespräch mit Herrn Kyaw Kyaw Shane (persönliche Meinung des Befragten), United Nations, 12.09.1997

Jahren Betriebserfahrung,⁹ sondern auch an den moderaten Preisen, um sie in größerem Umfang in näherer Zukunft für den Ausbau der Kapazitäten in den Entwicklungsländern zu verwenden.

Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Asien bevorzugen bewährte, erprobte Technologie und haben eine eher kurzfristige, am eigenen Markt orientierte Sichtweise. Obwohl ihre Entscheidungen sich bisher nicht an den langfristigen Auswirkungen der globalen CO₂-Emissionen orientiert haben, wird doch davon ausgegangen, daß die asiatischen EVU langfristig gesehen marktorientierten Lösungen zur Optimierung der Energiesektoren zugänglich sein werden.¹⁰

Über die Möglichkeit, modernste Kraftwerke vor Ort in Asien für die dortigen Energiewirtschaften zu fertigen, gingen in den Expertengesprächen die Meinungen hinsichtlich des Zeithorizonts für den Aufbau einer eigenen Produktion und den Vermarktungsmöglichkeiten relativ weit auseinander. Einerseits ist man davon ausgegangen, daß die Länder in kurzer Zeit in der Lage sein werden, modernste Energietechnologie zu produzieren, insbesondere sobald mit den jeweiligen Firmen in den Industrieländern entsprechende Abkommen abgeschlossen werden.¹¹ Aufgrund des geringeren Lohnkostenniveaus in Entwicklungsländern, wie beispielsweise in China, wird von niedrigeren Produktionskosten als bei einer Fertigung in den Industrieländern ausgegangen.¹² Andererseits wird davon ausgegangen, daß potentielle Abnehmer in den Nachbarstaaten und in den Ländern selbst aus Qualitätsgründen die teureren Kraftwerkskomponenten der Industrieländer bevorzugen würden, soweit es die knappen Ressourcen zulassen.¹³

Aber auch das Unverständnis den Industrieländern gegenüber, wo zwar die Technik weiterentwickelt ist und z. B. effizienter Strom erzeugt wird sowie über die Reduktion von Treibhausgasemissionen allgemeine Einigkeit herrscht, die hierfür notwendigen Aktionen jedoch seit geraumer Zeit auf verschiedensten Konferenzen diskutiert werden, ohne daß Fortschritte

9 Telefonat mit Herrn Joachim Müller-Kirchenbauer, Forschungszentrum Jülich, 24.07.1998

10 Gespräch mit Herrn Kyaw Kyaw Shane (persönliche Meinung des Befragten), United Nations, 12.09.1997

11 Für Indien und China: Telefonat mit Herrn Rudolf de Millas, KfW, 04.06.1998, für Indonesien: Gespräch mit Herrn Horst Höfling, GTZ, 12.05.1998, für Indien: Telefonat mit Herrn Joachim Müller-Kirchenbauer, Forschungszentrum Jülich - STE, 24.07.1998

12 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 33

13 Telefonat mit Herrn Rudolf de Millas, KfW, 04.06.1998, Telefonat mit Herrn Joachim Müller-Kirchenbauer, Forschungszentrum Jülich - STE, 24.07.1998

erkennbar wären, zählt m. E. nach zu den Hemmnissen, die Notwendigkeit, eine konsequente Umorientierung im eigenen Energiesektor zu beginnen, in den Entwicklungsländern zu erkennen. Wobei in den Industrie- und Entwicklungsländern die Vorgehensweise ähnlich erscheint: in den Industrieländern werden Maßnahmen für eine umweltverträgliche Energieversorgung unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit betrachtet, in den Entwicklungsländern hat der Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten zu moderaten Preisen oftmals Vorrang vor der konsequenten Neustrukturierung des Energiesektors und der Investition in umweltverträgliche Technologie und Maßnahmen des Demand-Side-Managements.

Die derzeitige Struktur der Energiewirtschaften in den betrachteten Ländern wurde von allen befragten Vertretern der Entwicklungsorganisationen als wichtigster Hinderungsgrund für eine wirksame Entwicklungszusammenarbeit zur umweltverträglichen Umgestaltung der Energiebereiche angesehen.¹⁴

Alle diese Maßnahmen sind mit Unsicherheiten verbunden. Die Neustrukturierung des Energiesektors ist ein sehr zeitaufwendiger Schritt, bei dem es zu Interessenkonflikten innerhalb des Landes kommen kann. Die Investition in modernste Technologie ist aus eigener Kraft zum heutigen Zeitpunkt mit den vorhandenen finanziellen Mitteln nicht im gewünschten Ausmaß möglich. Die Vorteile von Maßnahmen im Rahmen des Demand-Side-Management leuchten zwar ein, sind aber auch in den Industrieländern bisher schwer zu monetarisieren, da einer Summe X für nachfrageseitige Maßnahmen kein verhindertes Kraftwerk mit der Kapazität Y zu einem bestimmten Preis gegenübergestellt werden kann.

Alle drei Länder verfügen über die Möglichkeit, ihre eigenen Ressourcen, Kohle und zum Teil auch Kernkraft, nutzen zu können. Es ist meines Erachtens daher nur eine Frage der Zeit bis sie ohne Rücksicht auf die Auswirkungen auf das Weltklima ihre wirtschaftliche Entwicklung, die nicht unerheblich vom Ausbau des Energiesektors abhängt, mit „minderwertigerer“ Technik als in den Industrieländern zur Zeit genutzt wird, im Energiesektor durchführen werden, wenn von Seiten der Industrieländer nur unzureichend

14 Beispielsweise im Gespräch mit Herrn Horst Höfling, GTZ, 12.05.1998, im Gespräch mit Herrn Lothar Zimmer, BMZ, 13.05.1998, im Gespräch mit Herrn Hans-Jürgen Schäfer, BMZ, 14.05.1998, im Telefonat mit Herrn Dr. Karl Kirchhof, BMZ, 19.05.1998 und im Telefonat mit Frau Marianne Bailey (persönliche Meinung der Befragten), US Environmental Protection Agency, 20.10.1997

die Bereitschaft signalisiert wird, zumindest die globalen CO₂-Emissionen durch gemeinsame Maßnahmen zu vermindern.

7.2 Gestaltungsmöglichkeiten entwicklungspolitischer Maßnahmen für eine umweltverträglichere Energieversorgung in China, Indien und Indonesien

In der Literatur wird diskutiert, ob der bisherige entwicklungspolitische Ansatz bei den bevölkerungsreichen Ländern und Ländern mit hohem Wirtschaftswachstum, welches zum Teil erheblich höher als in den Industrieländern ist, mittlerweile möglicherweise überholt ist. Als Argument wird hier angeführt, daß diese Länder zwar nach den hierfür festgelegten sozialen und wirtschaftlichen Indikatoren noch als Entwicklungsländer gelten mögen, sich nach ihrem eigenen Selbstverständnis jedoch aufgrund des bisherigen wirtschaftlichen Wachstums, des zukünftigen Wachstumspotentials und ihres Bevölkerungsreichtums nicht als Entwicklungsländer, sondern als zukünftige Akteure in der Weltpolitik sehen und daher insbesondere im Rahmen der bilateralen Zusammenarbeit der wirtschaftlichen Zusammenarbeit den Vorzug vor der Entwicklungszusammenarbeit geben würden.¹⁵

Eine Kombination von Wirtschaftlicher Zusammenarbeit und Entwicklungszusammenarbeit erscheint daher insbesondere dort vielversprechend, wo der Privatsektor noch zögert, in Infrastrukturmaßnahmen der jeweiligen Länder zu investieren. Hier wäre beispielsweise eine verstärkte Unterstützung von BOT-/BOO-¹⁶ oder ähnlichen Betreibermodellen bei Vorhaben möglich, die eine vergleichsweise geringe Rentabilität erwarten lassen, wie es z. B. bei solarthermischen Kraftwerken der Fall ist. Auch ein Ausbau der sogenannten „Twinning Arrangements“ im Rahmen der Technischen Zusammenarbeit, bei denen Energieversorgungsunternehmen aus Industrie- und Entwicklungsländern langfristige Kooperationen zum Know-How-Transfer eingehen, erscheint für die möglichen Effizienzsteigerungen in den jeweiligen Kraftwerken optimal.¹⁷

Zum Schutz des globalen Ökosystems, welcher von beiden Seiten, also sowohl von Industrie- als auch von Entwicklungsländern betrieben werden muß, wird in der Literatur auch auf die mögliche Rolle der Entwicklungs-

15 Vgl. Radke, 1996, S. II, 18f

16 BOT - Build Operate Transfer, BOO - Build Own Operate

17 Vgl. BMZ, 1997, S. 59, 62

zusammenarbeit bei diesem Prozeß verwiesen. So scheint es beispielsweise möglich, zukünftig nicht mehr die Interessen der Entwicklungsländer, sondern das globale Ökosystem bei der Entwicklungszusammenarbeit in den Vordergrund zu stellen. Dieses würde bedeuten, daß die Länder, in denen Projekte durchgeführt werden, keine direkten Vorteile mehr von den Projekten selbst haben, sondern nur noch von der Stabilisierung des globalen Ökosystems.¹⁸

Zusätzlich zur Entwicklungszusammenarbeit empfiehlt die OECD die Einrichtung privatwirtschaftlicher Finanzierungsinstrumente in den Entwicklungsländern, wie z. B. spezielle Investitionsfonds, um Geld für Umweltschutzinvestitionen für den industriellen Sektor zur Verfügung zu stellen¹⁹ und die Einrichtung von Banken, die als Makler von Patenten fungieren könnten, um so gezielt umweltverträgliche Investitionen zu fördern.²⁰

In die gleiche Richtung zielt ein Vorschlag für das Instrumentarium der deutschen Entwicklungszusammenarbeit zur Förderung von Infrastruktur- und Umweltfonds im Rahmen der finanziellen Zusammenarbeit in den Entwicklungsländern, um Finanzierungsengpässe in diesen Bereichen ausgleichen zu können.²¹

In diesem Zusammenhang wird auch auf eine im Idealfall stärkere Beteiligung der privaten Wirtschaft hingewiesen, um die Entwicklungszusammenarbeit noch wirkungsvoller gestalten zu können. Dieses wurde vereinzelt bei Infrastrukturprojekten, z. B. im Rahmen von sogenannten „Public-Private-Partnerships“ (PPPs) mit der deutschen Wirtschaft, bereits durchgeführt.²² Für die Entwicklungspolitik werden bei dieser speziellen Form der Zusammenarbeit mit der Privatwirtschaft der Geberländer verschiedene positive Auswirkungen angeführt, wie beispielsweise der Transfer von Kapital, Technologie, Know How und Managementwissen. Bei PPPs wird davon ausgegangen, daß das Interesse des Unternehmens am Partnerland langfristig und nicht nur auf einen Auftrag bezogen ist.²³

Generell werden positive Synergieeffekte im Aufbau institutioneller und personeller Kapazitäten bei kombinierter privater und öffentlicher Finanzierung

18 Vgl. Radke, 1996, S. 21

19 Vgl. OECD, 1995, S. 75ff

20 Vgl. OECD, 1995, S. 79

21 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. VI

22 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. VII, 2

23 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. 2

im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit bei Infrastruktur- und Umweltprojekten erwartet. Außerdem wird davon ausgegangen, daß bei dieser Art der Finanzierung eine Entlastung staatlicher Mittel erfolgen und die jeweiligen Leistungen kostenbewußter erbracht würden. So könnte z. B. ein Langzeitberater als Mittler zwischen Außen- und Entwicklungspolitik und als Koordinator der verschiedenen PPP-Instrumente eingesetzt werden.²⁴ Auch von Seiten der Entwicklungsländer werden die Möglichkeiten des Technologie- und Wissenstransfers über die Zusammenarbeit mit Unternehmen und Kooperationen von Fachverbänden als hoch eingeschätzt.²⁵

Die gleichen Argumente werden auch für eine stärkere Einbindung der privaten Wirtschaft in Aus- und Weiterbildungsprogramme, wie sie beispielsweise in Deutschland von der Carl Duisburg Gesellschaft (CDG) durchgeführt werden, angeführt. Als effektiv wird hier eine Technologiekooperation angesehen, die von der Wirtschaft selbst durchgeführt wird.²⁶ In diesem Zusammenhang wird auch auf den zusätzlich möglichen Know-How-Transfer bei einem vermehrten Einsatz von Fachkräften im Rahmen des Senior Experten Service (SES) oder durch das Centrum für internationale Migration und Entwicklung (CIM) bei Unternehmen in den Entwicklungsländern, die bereits mit deutschen Unternehmen zusammenarbeiten und eine mögliche Einbindung von CDG, SES und CIM in das PPP-Programm hingewiesen.²⁷ Wichtig ist jedoch die genaue Abstimmung auf die jeweiligen personellen Bedürfnisse des Landes, da beispielsweise im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit die Ausbildung von Fachkräften ohne nachfolgende entsprechende Aufgaben in den Entwicklungsländern sinnlos erscheint.²⁸ Auch detaillierte fachliche Übersetzungen von Betriebsanleitungen und Handbüchern sind für die weitere Unterstützung der Betriebe vor Ort wichtig, wenn z. B. Maschinen aus dem Ausland verwendet werden.²⁹

Ein anderer Vorschlag, der im Zusammenhang mit umweltverträglicher Produktion gemacht wurde, ist der Zusammenschluß verschiedener bilateraler Entwicklungshilfeorganisationen zu einem „Cleaner Production Center“, was m. E. nach so auch auf den Energiesektor einer Weltregion übertragen wer

24 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. 5, 20f

25 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. 30

26 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. 35

27 Vgl. Foerster, Wolff, 1997, S. 39f

28 Gespräch mit Herrn Günter Scholz, BMWi, 02.12.1997

29 Gespräch mit Herrn Rolf W. Chr. Petersen, Natur und Technik Beratungs- und Forschungsgesellschaft mbH, 22.08.1997

den könnte. Dann würde sich die Entwicklungsorganisation des Landes A mit der Ausbildung der Trainer in Land W, die Organisation in Land B mit der umweltverträglichen Optimierung politischer Maßnahmen in Land X, die Organisation in Land C mit dem Technologietransfer nach Land Y und die Organisation in Land D mit der Installation von Demonstrationsprojekten in Land Z beschäftigen. Durch die Zusammenführung in einem Zentrum wäre es dann möglich, von den Erfahrungen der jeweils anderen, auf einen bestimmten Bereich spezialisierten, bilateralen Organisationen zu profitieren und diese gemeinsam auch bei der Durchführung von Maßnahmen in weiteren Ländern umzusetzen.³⁰ In die gleiche Richtung zielt ein Vorschlag, die bilaterale Zusammenarbeit beispielsweise von 3 Industrieländern mit den Interessen von 3 Entwicklungsländern zu kombinieren, um so die Hilfe intensiver gestalten zu können und bei der Bevölkerung in den Industrieländern ein Problembewußtsein und ein größeres Interesse für die Belange im jeweiligen Partnerland zu wecken.³¹

Im Rahmen der Klimarahmenkonvention in Kyoto im Dezember 1997 wurde beschlossen, zur Reduktion der Treibhausgasemissionen Investitionen der Industrieländer in den Entwicklungsländern im Rahmen von „Joint Implementation“ (JI) zu fördern. Mit diesem Instrument soll es möglich werden, daß ein Industrieland die positiven Effekte von Investitionen für Treibhausgasreduktionsmaßnahmen, die in einem Gastland³² durchgeführt werden, in der Form von Emissionsreduktionseinheiten (ERE) angerechnet bekommt.³³ Die Durchführung von JI-Maßnahmen ist sowohl bi- als auch multilateral möglich.³⁴

Es wird davon ausgegangen, daß sich Maßnahmen in Entwicklungsländern kostengünstiger durchführen lassen als in Industrieländern, mit den gleichen Mitteln also ein größeres Reduktionspotential erschlossen werden kann. Bisher wurde JI als Instrument zugelassen, für die nächste Vertragsstaatenkonferenz ist eine detaillierte Ausarbeitung der Regelungen geplant. Dann kann

30 Vgl. Bardouille, 1996, S. 84f

31 Dieser Vorschlag orientiert sich an den guten Erfahrungen mit dem System der „Partnerstädte“ in verschiedenen Ländern, Gespräch mit Frau Shazia Z. Rafi, Parliamentarians for Global Action, 12.09.1997

32 Als „Gastland“ ist hier nicht „Entwicklungsland“ zu verstehen, da diese Maßnahmen vorerst nur zwischen Annex-I-Ländern möglich sind, Erläuterung hierzu siehe nächsten Absatz

33 Vgl. Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 6 und 12, in: Simonis, 1998

34 Vgl. Dutschke, Michaelowa, 1998 (2), S. 9

JI zwischen den sogenannten Annex-I-Ländern durchgeführt und auch angerechnet werden. Zu den Annex-I-Ländern zählen neben den Ländern der OECD und der EU auch die Transformationsländer aus Ost- und Mitteleuropa. Ab dem Jahre 2000 sollen auch ERE der JI-Maßnahmen, die in allen anderen Ländern durchgeführt werden, anrechenbar sein, dann also auch in Entwicklungsländern.³⁵ Außerdem wurde beschlossen, eine Finanzierungsfazilität (Clean Development Mechanism/CDM) einzurichten, aus der Maßnahmen in Entwicklungsländern finanziert werden sollen, die besonders von den Auswirkungen des Treibhauseffektes betroffen sind. Diese Finanzierung soll durch Gebühren, die bei den letztgenannten JI-Maßnahmen erhoben werden, gewährleistet werden.³⁶ Außerdem wurde in Artikel 11 des Protokolls festgelegt, daß die Industrie- und Transformationsstaaten die zusätzlichen Kosten, die den Entwicklungsländern durch Klimaschutzmaßnahmen entstehen werden, diesen ersetzen müssen.³⁷ Darüber hinaus ist geplant, zukünftig einen Markt für den Handel mit Emissionszertifikaten zu schaffen.³⁸

Von der Weltbank wurde bereits eine „Global Carbon Initiative“ eingerichtet, um marktorientierte Mechanismen für die Reduktion von Treibhausgasemissionen, einen weltweiten ERE-Handel sowie den Technologie- und Kapitaltransfer von privaten Unternehmen für diese Zwecke zu fördern. Hierzu zählt auch die Entwicklung von Carbon Investment Funds, die nach verschiedenen Schwerpunkten ausgerichtet sind, um so das Kapital der Investoren für Projekte zu binden.³⁹

Obwohl mit der Umsetzung dieser Instrumente eine Reduktion der Treibhausgasemissionen möglich scheint, sind sich die Vertragsstaaten weder über die genaue Ausgestaltung einig, noch über die Vorgaben an die einzelnen Länder, welche Mengen an Treibhausgasen tatsächlich eingespart werden sollen.⁴⁰

35 Vgl. KfW/Gamperl, 1998, S. 1f

36 Vgl. Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 12, in: Simonis, 1998

37 Vgl. Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 11, in: Simonis, 1998

38 Vgl. Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 16, in: Simonis, 1998

39 Vgl. World Bank, Internet-Homepage der Global Carbon Initiative: <http://www-esd.worldbank.org/cc/GCI.html>, Stand 17.03.1998

40 Vgl. Breier, 1998, S. 37ff

Außer dem Ausgleich der Kosten, die den Entwicklungsländern für Klimaschutzmaßnahmen entstehen, könnten weitere Vorteile für die Umwelt, u. a. durch Know-How-Transfer und die verbreitetere Nutzung moderner Technologie, also auch geringere lokale Schadstoffemissionen in den Entwicklungsländern selbst entstehen.⁴¹ Langfristig und bei einem entsprechenden Volumen wird auch die Möglichkeit gesehen, daß JI/CDM die bisherigen Aktivitäten der GEF ablösen könnte. Die GEF soll jedoch nur Veränderungen im Energiesektor anregen, die Initiative muß letztlich vom Entwicklungsland selbst ausgehen. Das die GEF daher auch in großem Stil mit einer größeren Ausstattung an finanziellen Mitteln ohne diese Eigeninitiative der Entwicklungsländer erfolgreich sein könnte, wurde bezweifelt.⁴² Allerdings wird auch darauf aufmerksam gemacht, daß die Kraftwerkskapazitäten, die mit der Hilfe von CDM geschaffen werden könnten, nicht überschätzt werden sollten, und CDM vermutlich eher in kleineren Entwicklungsländern eine Rolle im Energiesektor spielen könnte.⁴³ Als eines der Gegenargumente wird angeführt, daß aufgrund der Umsetzung von JI-Maßnahmen möglicherweise weniger geforscht wird, da die Notwendigkeit weiterer Innovationen aufgrund der preiswerter möglichen Durchführung von Emissionsreduktionsmaßnahmen nicht mehr gesehen wird.⁴⁴ Auch wird befürchtet, daß die JI-Aktivitäten möglicherweise auf Kosten der bisherigen Entwicklungszusammenarbeit ausgeweitet werden würden.⁴⁵

Einen Handel mit Emissionszertifikaten wurde in den von mir durchgeführten Befragungen vielfach für die ökonomisch beste Lösung gehalten,⁴⁶ da so auch technische Innovationen angeregt würden.⁴⁷ Viele der von mir befragten Entwicklungsexperten hielten diese politisch jedoch für schwer bzw. nicht durchsetzbar.⁴⁸ Ein Argument hierfür war beispielsweise das unterschiedliche Verantwortungsbewußtsein hinsichtlich globaler Umweltprobleme in

41 Vgl. KfW/Gamperl, 1998, S. 2

42 Gespräch mit Herrn John O'Brien, UNDP, 12.09.1997 in New York City, NY., USA

43 Telefonat mit Herrn Holger Liptow, GTZ, 28.05.1998

44 Vgl. Dutschke, Michaelowa, 1998 (1), S. 17

45 Vgl. Rösch, Bräuer, 1997, S. 64

46 „In my survey of the available studies, trade in emissions certificates was in many cases held to be the economically best solution“, Gespräch mit Herrn Prof. T. N. Srinivasan, Yale University, 25.09.1997

47 Gespräch mit Herrn Prof. Robert E. Evenson, Yale University, 25.09.1997

48 Telefonat mit Herrn Rudolf de Millas, KfW, 04.06.1998, Gespräch mit Herrn Lothar Zimmer, BMZ, 13.05.1998, Gespräch mit Herrn Jens Soth, EPEA Internationale Umweltforschung GmbH, 04.12.1997, Telefonat mit Herrn Christian Thomsen, KfW, 19.05.1998 und Telefonat mit Herrn Michael Wenzel, KfW, 08.12.1997

Industrie- und Entwicklungsländern.⁴⁹ Transparente und überprüfbare Kontrollmechanismen wären für einen Handel mit Emissionszertifikaten wichtig, ihre genaue Ausgestaltung erscheint jedoch schwierig. Als Problem wird aber nicht nur die fehlende Kontrollmöglichkeit sondern auch die Gefahr einer Überdimensionierung der maximal zulässigen, emittierbaren Menge CO₂ angesehen.⁵⁰

49 Telefonat mit Herrn Friedrich Klein, GTZ, 20.01.1998, Telefonat mit Herrn Christian Thomsen, KfW, 19.05.1998 und Gespräch mit Herrn Günter Scholz, BMWi, 02.12.1997

50 Gespräch mit Herrn Jens Soth, EPEA Internationale Umweltforschung GmbH, 04.12.1997

8 **Schlußbetrachtung**¹

Die Notwendigkeit einer umweltverträglichen Energieversorgung rückt insbesondere angesichts der Diskussion um die CO₂-Emissionen und die Klimaproblematik zunehmend in den Vordergrund bei der Gestaltung einer auf Wachstum ausgerichteten Wirtschaftspolitik.

Die Industrieländer konnten sich bereits zu einer Zeit wirtschaftlich entwickeln, als die Prioritäten bei der Industrialisierung im Energiebereich hauptsächlich auf den Ausbau der Kapazitäten gerichtet waren. Erst danach wurden die Kapazitäten zur Energieerzeugung unter Umwelt- und Wirtschaftlichkeitsaspekten gesehen und Maßnahmen für Effizienzsteigerungen und Emissionsminderungen getroffen. Mittlerweile ist die Energieintensität der wirtschaftlichen Produktion aufgrund technischer Innovationen in den Industrieländern gesunken. Der Energieverbrauch in den Industrieländern ist jedoch u. a. aufgrund des im internationalen Vergleich hohen Lebensstandards immer noch hoch. Eine Übertragung dieses Wirtschaftsmodells auf die hier betrachteten Länder Asiens ist daher ohne tiefgreifende strukturelle Veränderung nicht sinnvoll.

Die Entwicklungsländer, die sich einige Jahrzehnte später in einer ähnlichen Situation wirtschaftlichen Wachstums befinden, können ebenfalls versuchen, das zusätzliche Energieangebot für ihr Wirtschaftswachstum über den Bau zusätzlicher Kraftwerke bereitzustellen. Insbesondere die bevölkerungsreichen Entwicklungsländer mit vergleichsweise hohen Wachstumsraten stehen jedoch unter internationalem Druck, ihre Energieversorgung umweltverträglich zu optimieren.

Dort wird vielfach jedoch davon ausgegangen, daß in erster Linie die Industrieländer für das Klimaproblem verantwortlich sind. Es wird von ihnen eine Vorreiterrolle bei den Bemühungen um die Reduktion von CO₂-Emissionen erwartet.² Auch für eine mögliche Zusammenarbeit im Rahmen zukünftiger Joint Implementation-Projekte ist man in China beispielsweise der Meinung, daß von Seiten der Industrieländer für derartige Projekte

1 Fußnoten erscheinen in diesem Kapitel nur bei neu hinzu kommenden Aussagen, ansonsten wird auf die jeweiligen Kapitel verwiesen

2 Vgl. Fischer, Holtrup, 1998, S. 269 und ZhongXiang, 1997, S. 292

geworben werden sollte, da Joint Implementation in China noch weitgehend unbekannt ist. Das Ausmaß an Kooperationswillen für die Umsetzung von Joint Implementation-Projekten wird in China u. a. abhängig gemacht von einer wissenschaftlichen Untermauerung der bisherigen Untersuchungen über die Klimaproblematik.³

Auch in Indien ist man aufgrund der bisherigen Ungleichheit beim Energieverbrauch der Industrie- und Entwicklungsländer vielfach der Meinung, daß Länder wie Indien mit Transferzahlungen durch die Industrieländer unterstützt werden sollten. Diese würden sozusagen als Kompensationszahlungen für die langjährigen CO₂-Emissionen der Industrieländer angesehen und sind u. a. als Ausgleich für die zu tätigen Investitionen gedacht, die aufgrund der Klimaproblematik getätigt werden müssen, ohne die Klimaproblematik aber anderen Maßnahmen zur Entwicklung des Landes hätten zugeführt werden können.⁴

Im Rahmen dieser Arbeit wurde nun zunächst in Kapitel 2 aufgezeigt, welche Optionen für die Energieversorgung zur Verfügung stehen, wobei sowohl auf die Technik als auch auf die Umweltwirkungen der verschiedenen Optionen und auf moderne Verkehrskonzepte eingegangen wurde. Dann wurden in Kapitel 3 die regional und global möglichen Auswirkungen der Energienutzung dargestellt, um die umweltverträglichen Optionen anhand bestimmter Kriterien identifizieren zu können. Hier zeigte sich bereits am Beispiel von Java/Indonesien, daß für stark bevölkerte und industrialisierte Regionen ein Ausbau der Kapazitäten zur Energieerzeugung einen starken Anstieg der lokal wirksamen Schadstoff-emissionen bewirken würde, auch wenn vergleichsweise moderne Technik genutzt werden würde.

Als Kriterium für die Umweltverträglichkeit verschiedener Energieoptionen wurde hier das langfristige Ausmaß der aus ihrer Nutzung resultierenden Veränderungen der Umweltmedien angesehen. Als umweltverträglich wurde eingestuft, was zu einer Verminderung der Eingriffe in das Ökosystem beiträgt, keine Schadstoffe emittiert und keine Langzeitwirkungen verursacht, mit denen die nachfolgenden Generationen in den nächsten Jahrzehnten und Jahrhunderten würden leben müssen, obwohl sie keinerlei Einfluß auf die Gestaltung dieser energiewirtschaftlichen Maßnahmen nehmen konnten.

3 Vgl. ZhongXiang, 1997, S. 292

4 Vgl. Parikh, Bhattacharya, Reddy, Sudhakar, Parikh, 1997, S. 93

Als eindeutig umweltverträglich eingestuft werden konnten folgende Maßnahmen:

- Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bei der Energieerzeugung und -verwendung,
- politische Maßnahmen zur Optimierung und marktwirtschaftlichen Gestaltung der Energiewirtschaft,
- Kraftwerke zur Energieerzeugung, die nur geringfügige Auswirkungen auf die unmittelbar benachbarte Umwelt haben und weitgehend ohne Emissionen arbeiten,
- alle Optimierungen der Verkehrskonzepte, die zu geringeren Emissionen führen,
- aber auch politische Maßnahmen, welche die Attraktivität dieser Konzepte und Antriebsstoffe erhöhen

Umweltverträglichere Maßnahmen als bisher zur Energieerzeugung genutzt, wurden dann angenommen, wenn bei dem Bau zusätzlicher Angebotskapazitäten moderne Technologie verwendet wird.

Als eindeutig nicht umweltverträglich identifiziert wurden:

- ein Ausbau der Energieerzeugungskapazitäten mit fossilen Energieträgern, solange nicht die modernste Technologie verwendet wird,
- eine Beibehaltung der bisherigen Energiepolitik, wenn keine Optimierungsmaßnahmen zur Effizienzsteigerung oder Verminderung von Emissionen sowie nachfrageseitige Maßnahmen durchgeführt werden,
- große Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke aufgrund ihrer Langzeitwirkungen⁵

Wie sich bereits in Kapitel 2 gezeigt hat, sind jedoch die Maßnahmen für eine nach dieser Definition umweltverträglicheren oder umweltverträglichen Energieversorgung verhältnismäßig teuer und zum Teil, wie beispielsweise bei den Energiesparoptionen, nicht so konkret planbar, daß eine bestimmte Investitionssumme in jedem Fall einem bestimmten Ergebnis zugeordnet werden kann. Ähnliches gilt auch für strukturelle Änderungen im Energiebereich.

5 Bei Wasserkraftwerken ist dieses u. a. die Umgestaltung der Landschaft, bei Kernkraftwerken neben dem Gefahrenpotential auch die bisher immer noch ungelöste Frage der Entlagerung aktiver Stoffe, siehe hierzu Kapitel 2

Nach der Untersuchung von Energieträgern und verschiedenen Technologien zu ihrer Nutzung sowie der Identifizierung umweltverträglicher, umweltverträglicherer und nicht umweltverträglicher Maßnahmen erfolgte in Kapitel 4 eine Darstellung von möglichen Szenarien für die Entwicklung des globalen Energieverbrauchs. Hier wurde deutlich, daß sich in dem als Beispiel gewählten Referenzfall B des Weltenergieverbrauches aufgrund von Bevölkerungswachstum und wirtschaftlicher Entwicklung der weltweite Energieverbrauch bis zum Jahre 2050 verdoppeln würde, wobei sich der Anteil am gesamten Energieverbrauch deutlich von den Industrieländern in 1990 zu den Entwicklungsländern im Jahre 2050 verschiebt, die dann mehr als das doppelte des bis dahin erwarteten Energieverbrauchs der Industrieländer verbrauchen würden.

Auch von den CO₂-Emissionen wird erwartet, daß sie zunehmen werden. Bis zum Jahre 2050 wird im Referenzfall B eine Zunahme von fast 70 % zum Basisjahr 1990 erwartet. In den Entwicklungsländern wird sogar eine Verdreifachung der CO₂-Emissionen angenommen. Der Anstieg, der dort bis zum Jahre 2100 erwartet wird, entspräche einer Verdoppelung der vorindustriellen CO₂-Konzentration und würde, nach heutigem Wissensstand, die globalen Temperaturen im Durchschnitt um 2° C ansteigen lassen, was zu einem Anstieg des Meeresspiegels um einen halben Meter führen könnte. Außerdem wird ein starker Anstieg der Innenraum- und Luftverschmutzung insbesondere in den Städten der Entwicklungsländer erwartet.

Die in dieser Arbeit betrachteten Länder China, Indien und Indonesien sind neben den USA drei der vier bevölkerungsreichsten Länder der Welt und haben sich in den vergangenen Jahren vergleichsweise schnell entwickelt. Aufgrund eines zum Teil starken Nachfrageüberhangs ist hier die Entwicklung innovativer Energiestrategien ein zentraler Punkt für die umweltverträgliche Entwicklung der Wirtschaft. Im Falle Indonesiens hat sich die Situation in der jüngeren Vergangenheit aufgrund der Kapazitätsausweitung im Kraftwerksbereich und der wirtschaftlichen Krise etwas verändert. Bei einer weiteren wirtschaftlichen Entwicklung wird sich diese Problematik jedoch ebenfalls wieder stellen.

Alle drei Länder verfügen über ausreichende Primärenergievorkommen, um auch zukünftig die Energieversorgung ohne Energieimporte gewährleisten zu können. Es stellt sich also lediglich die Frage, wie der Energiebereich optimiert werden könnte, um für die Zukunft eine umweltverträgliche Energieversorgung gewährleisten zu können. Da es sich um einen investitionsinten

siven Sektor handelt, bei dem Entscheidungen über den Zubau von Kapazitäten die nächsten Jahrzehnte betreffen werden, erscheint es gerade zum heutigen Zeitpunkt wichtig, zwischen den verschiedenen Optionen abzuwägen.

China, Indien und Indonesien verfügen außer ihrer hohen Bevölkerungszahl und einer zunehmenden Verstädterung über weitere Gemeinsamkeiten. In allen drei Ländern gibt es große Energiesparpotentiale aufgrund vieler veralteter Kraftwerke und hohe Übertragungs- und Verteilungsverluste aufgrund technischer Mängel der Netze. Aber auch im industriellen Sektor und bei den privaten Haushalten, hier insbesondere bei der Beleuchtung, existieren große Energiesparpotentiale. Auch bieten alle drei Länder große Potentiale für die Nutzung regenerativer Energien zum Teil in Inselnetzen, aber auch für die Einspeisung in ein Verbundnetz. Die Verwaltung der Energiewirtschaften birgt darüber hinaus aufgrund ihrer vergleichsweise ineffizienten Arbeitsweise Möglichkeiten zur Neustrukturierung. Die Energiepreise werden zum Teil subventioniert, so daß die Energieversorger aufgrund der Regulierung und einer nicht kostendeckenden Preisgestaltung aus eigener Kraft weder die eigenen Kraftwerke und Netze optimieren, noch effektive Anreize zum Energiesparen für die Verbraucher bieten können. Berücksichtigt man das verständliche Bedürfnis der Länder, die wirtschaftliche Entwicklung in möglichst kurzer Zeit durchzuführen, die ineffiziente Energiepolitik und die Bevorzugung konventioneller, erprobter Technik zu möglichst niedrigen Preisen, wird jedoch deutlich, daß es selbst bei einer Ausweitung der Kapazitäten aufgrund veralteter Netze zu so hohen Übertragungsverlusten kommen würde, daß der Gesamtwirkungsgrad von Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung weiterhin niedrig bliebe. Auch die Möglichkeit, langfristig gesehen die verwendeten Energieträger durch umweltverträglichere wie beispielsweise Erdgas zu substituieren, erscheint dann nicht sinnvoll, wenn die Verluste im Netz derart hoch sind und diese Energieträger zudem teurer und nicht im gleichen Ausmaß verfügbar sind. Hinzu kommt, daß über die bisherige Preispolitik an den Verbraucher keine Anreize zur rationellen Energieverwendung gegeben werden. Wichtig ist daher auch die Reihenfolge, in der die jeweiligen Maßnahmen durchgeführt werden.

Allen Ländern ist ebenfalls gemeinsam, daß sie bisher für ihre wirtschaftliche Entwicklung fast ausschließlich auf den Zubau konventioneller Kapazitäten zur Stromerzeugung gesetzt haben. Die Optimierungsmöglichkeiten aufgrund der Effizienzsteigerungen sind zwar bekannt, wurden jedoch bisher weitgehend vernachlässigt. Auch wurde die Notwendigkeit der Umstrukturi-

rierung der Energiesektoren erkannt. Bisher wurden jedoch kaum Maßnahmen ergriffen, um diese auch durchzuführen. Im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit bestünde daher die Möglichkeit, mit der Hilfe von Fachkräften aus den Industrieländern eine Neustrukturierung dieses Bereiches durchzuführen. Über die Einführung ordnungspolitischer Maßnahmen, wie z. B. von Standards und Regulierungsinstrumenten wie Steuern, Auflagen, Subventionen oder einer entsprechenden Preispolitik, ist jedoch auch die konsequente Einhaltung dieser Maßnahmen wichtig. Da es sich bei den hier vorgeschlagenen Maßnahmen hauptsächlich um Veränderungen der Strukturen und Effizienzsteigerungen handelt, erscheint m. E. die Bewertung der Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Aspekte, wie beispielsweise auf die weitere wirtschaftliche Entwicklung oder auf die Preisentwicklung, nicht möglich.

Ähnliches gilt für die Transportsektoren der Länder. Der Bau von schienengebundenen Verkehrsmitteln, wie sie auch in den Industrieländern genutzt werden, könnte langfristig gesehen zu einer Verminderung des Privatverkehrs führen. Mittelfristig finanzierbar und für die schadstoffbelasteten Innenstädte der Metropolen kurz- und mittelfristig wirksamer als derartige Großprojekte wären jedoch innovative Konzepte für den ÖPNV, wie beispielsweise separate Busspuren und moderne Busse, die über einen kostendeckenden Fahrpreis finanziert werden könnten. Subventionen für bestimmte Teile der Bevölkerung wären hier jedoch möglicherweise ebenso angebracht wie in den Industrieländern. Auch hier könnten China, Indien und Indonesien über den Know-How-Transfer von den Erfahrungen der Industrieländer profitieren. Aber auch ein Zusammenschluß von China, Indien und Indonesien für entsprechende wirtschaftliche Produktions- und Forschungsk Kooperationen könnte für die Energiebereiche möglicherweise aufgrund ähnlicher Bedingungen vorteilhaft sein.

Wie dann anschließend in Kapitel 6 gezeigt wurde, beinhalten die entwicklungspolitischen Maßnahmen im Energiebereich folgende Bereiche:

- Analysen der Verwaltungs- und Politikstruktur und das Aufzeigen möglicher Verbesserungen
- Investitionen im Infrastrukturbereich, konventionelle Technologie und Bau moderner Kraftwerke
- Energiesparmaßnahmen und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung im Angebots- und Nachfragebereich
- Förderung der Markteinführung von Technologien, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden
- Informationsmaßnahmen.

Da die Projekte jedoch zum Teil bereichsübergreifend gestaltet sind, läßt sich eine genaue Abgrenzung der Energieprojekte auf den einen oder anderen Bereich nicht immer vornehmen.

Alle bilateral oder multilateral tätigen Organisationen räumen dem Umweltschutz, hier insbesondere der umweltverträglichen Energieversorgung, einen hohen Stellenwert ein. Bei der anschließenden Betrachtung der Entwicklungspolitik hinsichtlich ihrer Wirksamkeit für die Umsetzung einer umweltverträglichen Energieversorgung in China, Indien und Indonesien in Kapitel 6.4 zeigte sich in Kapitel 7.1 aber, daß z. B. nicht die Tatsache, ob Umweltverträglichkeitsprüfungen durchgeführt werden oder nicht für diese Fragestellung ausschlaggebend ist, sondern das Projektvolumen, verglichen mit dem für den Kapazitätsausbau benötigten Investitionsvolumen.

Die gesamte jährliche bilaterale Entwicklungszusammenarbeit der OECD-Länder und der beiden größten Entwicklungsorganisationen Weltbank und Asiatischer Entwicklungsbank entsprach in den letzten Jahren ca. 12 % des prognostizierten, zukünftigen Investitionsbedarfs in den Energiesektoren von China, Indien und Indonesien. Es kann also davon ausgegangen werden, daß die Organisationen bisher zur umweltverträglichen Optimierung der Energiesektoren in China, Indien und Indonesien beigetragen haben, da ohne die bereitgestellten Mittel die jeweiligen Maßnahmen möglicherweise nicht durchgeführt worden wären. Es zeigt jedoch auch, daß die Entwicklungsorganisationen über die Finanzierung von modernsten Kraftwerken für Demonstrationszwecke und die Unterstützung bei der ordnungspolitischen Optimierung der Energiesektoren lediglich Anregungen für eine umweltverträglichere Energieversorgung liefern können.

Die Entwicklungsprojekte, die zur Optimierung des jeweiligen Energiesektors beitragen, können diesen zwar umweltverträglicher als bisher, aber nicht umweltverträglich machen, da die Diskrepanz zwischen Investitionsbedarf und Investitionsmöglichkeiten auf diesem Wege nicht überbrückt werden kann. Zu berücksichtigen ist hier auch, daß der finanzielle Bedarf für ordnungspolitische Maßnahmen nur schwer monetarisiert werden kann. Ein starkes eigenes Engagement der Länder für eine umweltverträgliche Optimierung ihrer Energiewirtschaft ist daher genauso ausschlaggebend wie Anreize für die wirtschaftliche Zusammenarbeit mit den Industrieländern, um über den notwendigen Know-How-Transfer an den dort gesammelten Erfahrungen hinsichtlich marktwirtschaftlicher Strukturen und moderner Technologie für eine rationellere Energieverwendung partizipieren zu können.

Gleichzeitig wird auch deutlich, daß die großen Potentiale für eine umweltverträgliche Energieversorgung in China, Indien und Indonesien nicht innerhalb kürzester Zeit erschlossen werden können. Wichtig erscheinen daher entsprechend radikale Energiesparmaßnahmen in den Industrieländern, um außer der so möglichen Reduktion der CO₂-Emissionen ihre Bereitschaft und die Notwendigkeit derartiger Maßnahmen in einem globalen Kontext zu verdeutlichen, zumal es sich bei der Neustrukturierung des Energiesektors um einen zeitaufwendigen Schritt handelt, bei dem es auch zu Interessenkonflikten innerhalb des Landes kommen kann. Auch könnten derartige Maßnahmen in den Industrieländern die Glaubwürdigkeit von gemeinsamen Projekten in China, Indien und Indonesien vor dem Hintergrund der Klimaproblematik erhöhen.

Wichtig erscheint jedoch in jedem Fall die Berücksichtigung der verschiedenen Mentalitäten, Wertesysteme und finanziellen Ressourcen der Bevölkerung. So wie die Energieversorgung nicht getrennt von den verschiedenen Sektoren, wie beispielsweise der Industrie oder den privaten Haushalten, gesehen werden sollte, gilt das gleiche auch umgekehrt. Eine Industriepolitik in den Entwicklungsländern müßte demnach auch ihre Auswirkungen im Energiebereich berücksichtigen. Eine optimale umweltverträgliche Energiewirtschaft für China, Indien und Indonesien kann daher m. E. nur vor Ort neu erfunden werden, indem unter Beachtung der Erfahrungen, die in den Industrieländern gemacht wurden, die verschiedenen Optionen unter den dortigen Gegebenheiten daraufhin untersucht werden, ob sie von den Verbrauchern angenommen werden würden.

Optimierungsmöglichkeiten der Entwicklungszusammenarbeit für die Umsetzung einer umweltverträglichen Energieversorgung in China, Indien und Indonesien sind insofern möglich, als daß die Länder, die die Entwicklungszusammenarbeit finanzieren, ihre Vorreiterrolle für eine umweltverträgliche Weltenergiepolitik mit radikalen Energiesparmaßnahmen demonstrieren könnten. Indem Mittel für die bi- und multilaterale Entwicklungszusammenarbeit bereitgestellt werden, wird lediglich guter Wille und die Anteilnahme an den Lebensbedingungen anderer, weniger entwickelter Volkswirtschaften demonstriert. Die Mitverantwortung für eine zukünftige Reduktion der globalen CO₂-Emissionen wird jedoch auf ein vergleichsweise geringes Maß an Technologie- und Know-How-Transfer im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit beschränkt. Die Einrichtung einer Global Environment Facility, die über die Entwicklungsorganisationen von den Industrieländern finanziert

wird, bietet beispielsweise nicht die Möglichkeit, das Problem der globalen CO₂-Emissionen zu lösen. Es ist lediglich ein Medium für das Aufzeigen von Möglichkeiten zur umweltverträglicheren Energieversorgung. Die GEF kann aufgrund ihrer vergleichsweise geringen finanziellen Ausstattung nur Anregungen bieten.⁶

Betrachtet man zudem die unterschiedliche Einkommensverteilung auf der Welt, wo die reichsten 20 % der Weltbevölkerung 80 % des Wertes aller weltweiten Waren und Dienstleistungen produzieren und konsumieren und 55 % der Energie verbrauchen,⁷ und die Langfristigkeit der Auswirkungen von Entscheidungen, welche in den kommenden Jahren über die zukünftige Struktur der weltweiten Energieversorgung getroffen werden,⁸ wird meines Erachtens die Dringlichkeit eines globalen Konsens für die Energieversorgung der Industrie- und Entwicklungsländer deutlich. Bei dem Tempo, mit dem diesbezügliche Veränderungen diskutiert werden, stellt sich jedoch die Frage, ob sich an der bisherigen Sichtweise der Beteiligten und der Geschwindigkeit der Entscheidungen erst etwas ändern wird, wenn eine weitere Umweltkatastrophe, wie vor einigen Jahren der Reaktorunfall in Tschernobyl, passiert.

Außer den Maßnahmen in den Industrieländern selbst wären daher weiterhin intensive entwicklungspolitische Maßnahmen für die Umstrukturierung der Energiewirtschaften in den Entwicklungsländern und die Demonstration innovativer Techniken, aber auch eine Intensivierung der wirtschaftlichen Zusammenarbeit und Kombinationen hiervon, wie sie in den verschiedenen Beispielen in Kapitel 7.2 gezeigt wurden, sinnvoll.

Die in dieser Arbeit dargestellten Informationen über die nutzbaren Energieoptionen, deren Umweltverträglichkeit, der erwarteten Entwicklung der Weltenergienachfrage, der bisherigen und geplanten Energiestrategien Chinas, Indiens und Indonesiens und den bisherigen entwicklungspolitischen Maßnahmen im Bereich Energie, ergeben zwingend einen dringenden Handlungsbedarf für die Zukunft. Eine Fortsetzung der bisherigen internationalen Energiestrategien hätte kaum absehbare Folgen für die Umwelt. Wie in dieser Arbeit gezeigt wurde, ist eine Optimierung der Entwicklungszusammenarbeit für eine umweltverträgliche Energieversorgung in China, Indien und Indone

6 Eine ähnliche Meinung vertrat z. B. Herr John O'Brien, UNDP, 12.09.1997

7 Vgl. World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995, S. 12f

8 Vgl. Meadows, Meadows, Randers, 1992, S. 277

sien möglich. Sie kann jedoch nur erfolgreich sein, wenn die jeweiligen Entwicklungsländer diese Maßnahmen mit entsprechenden strukturellen Reformen unterstützen und die Industrieländer, die diese Maßnahmen finanzieren und eine umweltverträgliche Energieversorgung in Entwicklungsländern anmahnen, als Vorbild entsprechende Initiativen vorleben.

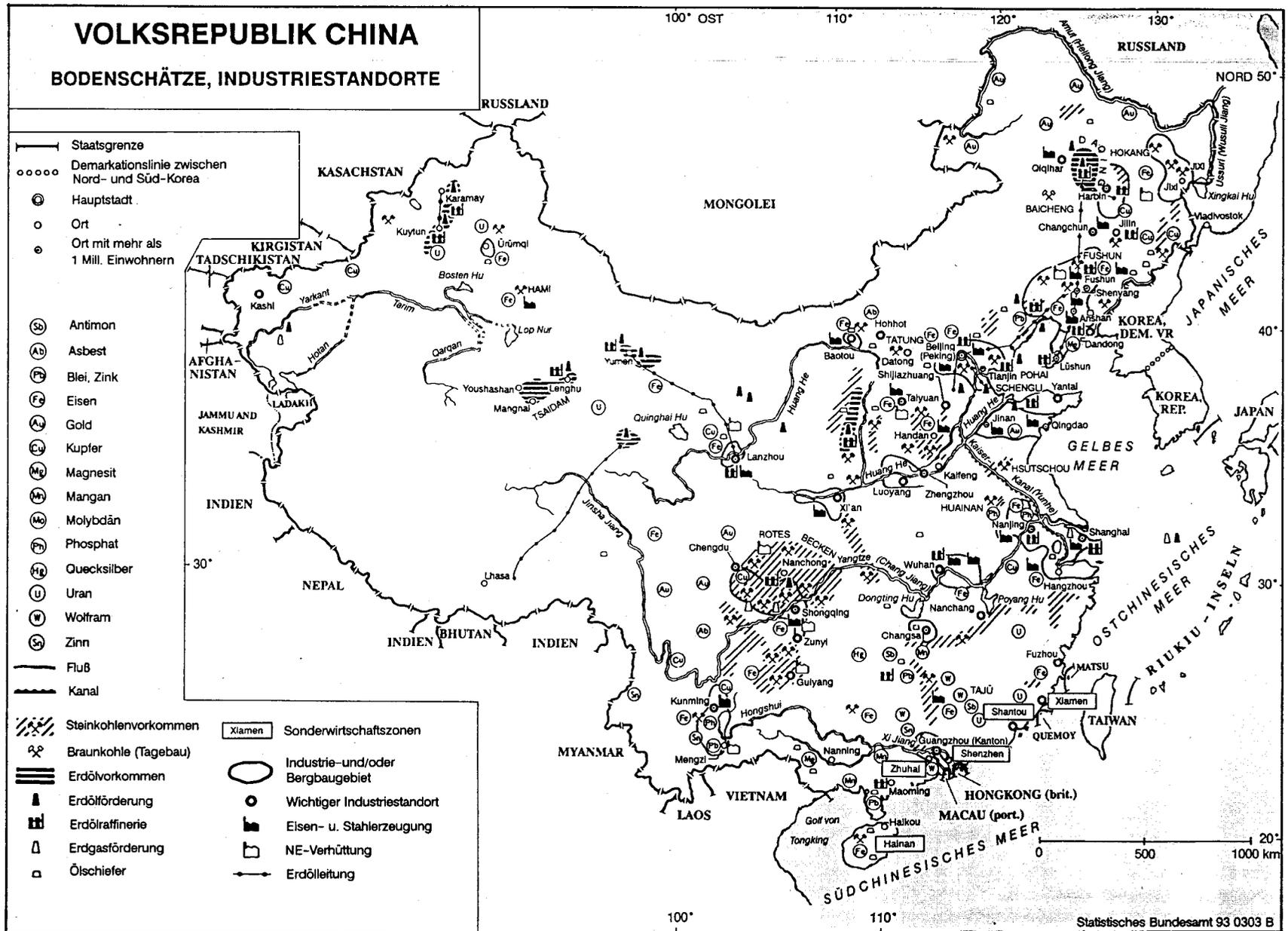


Abb. 1: Bodenschätze und Industriestandorte Chinas. Quelle: BfAI. VT China: Energiewirtschaft 1994, 1995

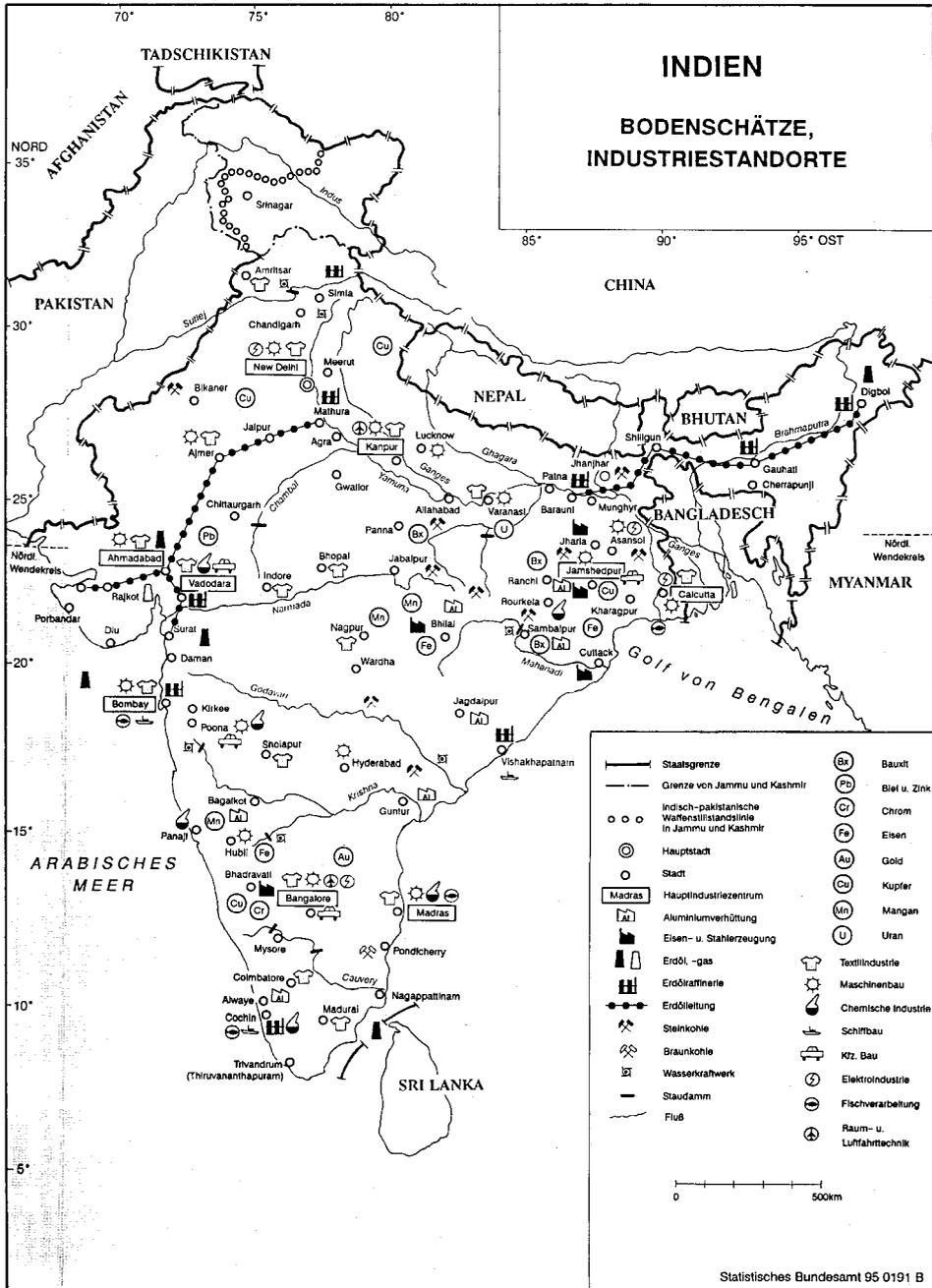


Abb. 2: Bodenschätze und Industriestandorte Indiens. Quelle: BfAI, Indien: Energiewirtschaft 1994/95, 1996 (3)

Selected Industrial Activity

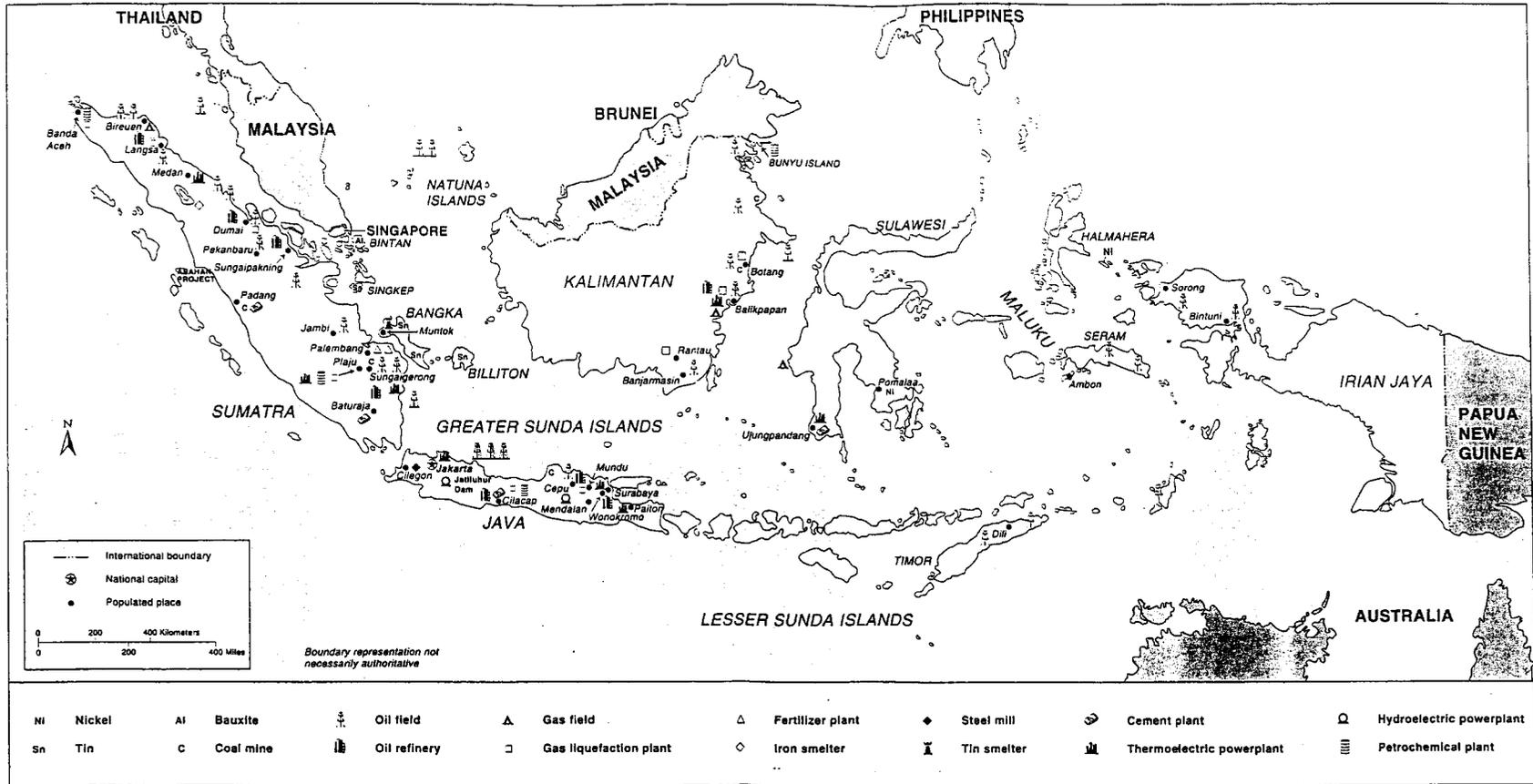


Abb. 3: Ausgewählte industrielle Aktivitäten. Quelle: Figure 8, Selected Industrial Activity, 1992, in: Frederick, Wordon (Hrsg.), Indonesia: A Country Study, 1993, S. 194

Zitierte Gesprächspartner

- ADRIAN, Michael, Projektleiter, „Renewable Energies Indonesia“, TÜV Rheinland Sicherheit und Umweltschutz GmbH, Agency for Assessment and Application of Technology of Indonesia (BPPT), Gespräch am 05.10.1994 in Jakarta, Indonesien
- BAILEY, Marianne, Asia Program Manager, US Environmental Protection Agency, Telefonat am 20.10.1997
- BAUMEISTER, Dr. Hartmut, Advisor to the Minister of State for Research and Technology, Agency for Assessment and Application of Technology of Indonesia (BPPT), Republic of Indonesia, Gespräch am 05.10.1994 in Jakarta, Indonesien
- EVENSON, Prof. Robert E., Director International and Development Economics Program, Yale University, Gespräch am 25.09.1997 in New Haven, Ct., USA
- HIDAJAT, Ir. S., General Manager, ATC Group, Marketing Division, PT. Guna Elektro, Gespräch am 25.10.1994 in Jakarta, Indonesien
- HÖFLING, Horst, Technischer Berater, Abteilung für Energie und Transport, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, Gespräch am 12.05.1998 in Eschborn
- KIRCHHOF, Dr. Karl, Referatsleiter Südasiens, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, Telefonat am 19.05.1998
- KLEEMANN, Dr.-Ing. Manfred, Projektleiter Deutschland, Environmental Impacts of Energy Strategies for Indonesia, 1993, Agency for Assessment and Application of Technology of Indonesia (BPPT), Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), Telefonat am 16.09.1994
- KLEIN, Friedrich, Senior Officer Regional Group China, Mongolia (205), Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, Telefonat am 20.01.1998
- LIPTOW, Holger, Projektleiter „Maßnahmenumsetzung der Klimarahmenkonvention“, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, Telefonat am 28.05.1998

- MARPAUNG, Ir. Parlindungan, Head of Energy Efficiency Assessment, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Mines and Energy, Republic of Indonesia, Gespräch am 07.10.1994 in Jakarta, Indonesien
- DE MILLAS, Rudolf, Hauptabteilung Technik (Energie), Kreditanstalt für Wiederaufbau, Telefonat am 04.06.1998
- MÜLLER-KIRCHENBAUER, Joachim, Forschungszentrum Jülich - STE, Telefonat am 24.07.1998
- MUNAF, Dr. Yusran M., Industrial Resources and Pollution Control, Agency for Industrial Research and Development, Ministry of Industry, Gespräch am 06.10.1994 in Jakarta, Indonesien
- O'BRIEN, John, Consultant der Global Environment Facility für die UNDP, Gespräch am 12.09.1997 in New York City, NY., USA
- PETERSEN, Rolf W. Chr., Geschäftsführer Natur und Technik Beratungs- und Forschungsgesellschaft mbH, (Tätigkeitsbereich u. a. Projektbegleitung in Indonesien), Gespräch am 22.08.1997 in Timmerhorn
- RAFI, Shazia Z., Generalsekretärin der Parliamentarians for Global Action, Gespräch am 12.09.1997 in New York City, NY., USA
- SCHÄFER, Hans-Jürgen, Ländersachbearbeiter China, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, Gespräch am 14.05.1998 in Bonn
- SCHOLZ, Günter, Länderbereich China, Bundesministerium für Wirtschaft, Gespräch am 02.12.1997 in Hamburg
- SHANE, Kyaw Kyaw, Division for Sustainable Development, Department for Policy Coordination and Sustainable Development, United Nations, Gespräch am 12.09.1997 in New York City, NY., USA
- SOTH, Jens, Geschäftsführer EPEA Internationale Umweltforschung GmbH, Gespräch am 04.12.1997 in Hamburg
- SRINIVASAN, Prof. T. N., Director Economic Growth Center, Yale University, Gespräch am 25.09.1997 in New Haven, Ct., USA
- THOMSEN, Christian, Abteilungsdirektor für Indonesien, Philippinen, Pazifik, East Asia and Pacific 1, Kreditanstalt für Wiederaufbau, Telefonat am 19.05.1998

WENZEL, Michael, Abteilungsdirektor, China und Mongolei, East Asia and Pacific 3, Kreditanstalt für Wiederaufbau, Telefonat am 08.12.1997

ZIMMER, Referatsleiter Südostasien, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, Gespräch am 13.05.1998 in Bonn

Literaturliste

1. BIMSCHV, Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionschutzgesetzes (Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen - 1. BImSchV) vom 15.07.1988, BGBl. I S. 1059-1066 und BGBl. III 2129-8-1-1-2
 13. BIMSCHV, 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungsanlagen - 13. BImSchV) vom 22.06.1983, BGBl. I, S. 719-730 und BGBl. III, 2129-8-1-4, 2129-8-1-5, 2129-8-1-13
- ACHANTA, Amrita N., BHATTACHARJEE, S., CHANDRASEKAR, G., DADHICH, Pradeep, JAITLY, Akshay, Technology Transfer in the Indian Context, S. 51-74, in: Bhandari, Preeti, Pachauri, R. K., Climate Change in Asia and Brazil, The Role of Technology Transfer, Neu Delhi, 1994
- ALLEGRI, P., BARBIER, E., The Geothermoelectric Generation in Italy: Planning Strategies, Experience Gained During the Operation and Cost Analysis, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), Regenerative Energien, Betriebserfahrungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen der Anlagen in Europa, Tagung vom 16.-17.03.1993 in München; Düsseldorf, 1993, S. 123-139
- ASIAN DEVELOPMENT BANK, Annual Reports 1992 bis 1997, Manila, Erscheinungsjahr jeweils anschließend an das Jahr des Annual Reports
- ASIAN DEVELOPMENT BANK, Energy Indicators of Developing Member Countries of ADB, Manila, 1994
- ASIAN DEVELOPMENT BANK, Asia Development Outlook 1996 and 1997, New York, 1996
- AUSAID, Australian Aid, Country Environment Profile of China, ohne Ortsangabe, 1996
- BANERJEE, Rangan, Electricity Pricing, Policies and DSM in India, S. 109-122, in: Shukla, P. R. (Hrsg.), Energy Strategies and Greenhouse Gas Mitigation, Neu Delhi, 1997
- BANK INDONESIA (HRSG.), Report for the Financial Year 1993/94, Jakarta, 1994

- BANK INDONESIA (HRSG.), Report for the financial year 1995/96, Jakarta, 1996
- BARAL, Susant Kumar, Energy Conservation: Vital for Economic Development and Environmental Protection S. 149-155, in: Subudhi, R. N. (Hrsg.), Energy, Environment and Economy, Neu Delhi, 1996
- BARANTHAN, Sharmila, Energy and Environment Policies: The Case of India, S. 529-542, in: Hake, J.-Fr., Kugeler, K., Pfaffenberger, W., Wagner, H.-J. (Hrsg.), Energieforschung aus technischer, ökonomischer, ökologischer und politischer Sicht, Jülich, 1995
- BARDOUILLE, Pepukaye, Donor-funded Cleaner Production Programmes in Developing Countries, Lund, 1996
- BARNES, Philip, Indonesia, The Political Economy of Energy, Oxford, 1995
- BAUM, Herbert, Finanzierung und Förderung von verkehrsplanerischen und verkehrsbaulichen Maßnahmen in Kommunen, S. 77-84, in: Lukner, Christian (Hrsg.), Umweltverträgliche Verkehrskonzepte in Kommunen, Bonn, 1994
- BECKER, Udo J., Verkehrsökologie: Wozu führt denn das?, S. 139-148, in: Internationales Verkehrswesen, Nr. 50, 4/1998
- BENNEWITZ, Jürgen, Energie für die Zukunft, Düsseldorf, 1991
- BEYER, Ulrich, Stromerzeugung aus regenerativen Energien, S. 135-144, in: Energietechnische Gesellschaft (Hrsg.), ETG-Fachbericht 51, Elektrische Energieerzeugung der nächsten Generation, Vorträge der ETG-Fachtagung am 27. und 28.04.1994 in Nürnberg, Berlin, Offenbach, 1994
- BFAI, Kurzmerkblatt Indonesien, Köln, 1992
- BFAI, Indonesien: Forschung, Technologie und Umweltschutz 1993, Bonn, 1994 (1)
- BFAI, Indonesien: Energiewirtschaft 1992/93, Köln, 1994 (2)
- BFAI, VR China: Energiewirtschaft 1994, Köln, 1995
- BFAI, Indien: Energiewirtschaft 1995/96, Köln, 1996 (1)
- BFAI, Länderreport Indien: Wirtschaftstrends zum Jahreswechsel 1996/97, Köln, 1996 (2)
- BFAI, Indien: Energiewirtschaft 1994/95, Köln, 1996 (3)

- BHATTACHARYYA, Subhes C., An Overview of Problems and Prospects for the Indian Power Sector, S. 795-803, in: Energy, Vol. 19, Nr. 7/1994
- BLICK DURCH WIRTSCHAFT UND UMWELT, Zeitschrift für Ressourcenmanagement und strategische Planung, Sonderausgabe Stromwirtschaft in Deutschland, 1993
- BMZ, BMZ aktuell, Heft 021, Förderung erneuerbarer Energie in Entwicklungsländern, Bonn, 1992
- BMZ, Journalisten-Handbuch Entwicklungspolitik 1994, Bonn, 1994
- BMZ, Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei Vorhaben der Entwicklungszusammenarbeit, Bonn, 1995
- BMZ, Energie in der deutschen Entwicklungszusammenarbeit, Bonn, 1997
- BMZ, REFERAT 100, Länderbericht Indonesien, Bonn, Oktober 1996, Länderdatenblatt 1994
- BMZ/SCHÄFER, Hans-Jürgen, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, Development-Policy Cooperation with the People's Republic of China in the Environmental Sector, Arbeitspapier von Schäfer, Hans-Jürgen, Ländersachbearbeiter China, Juni 1997
- BOEKSTIEGEL, C., LEUCHTNER, J., Photovoltaik-Marktübersicht, Freiburg, 1991
- BORSCH, Peter, HAKE, Jürgen-Friedrich, Treibhauseffekt und Energieversorgung, S. 118-172, in: Borsch, Peter, Hake, Jürgen-Friedrich, Klimaschutz, Landsberg am Lech, 1998
- BOSE, Kunal, Reform Power Progress, in: The Financial Times, 21.01.1998
- BREIER, Siegfried, Die Rolle der Europäischen Union bei der dritten Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention in Kyoto, S. 36-39, in: Europa-Blätter 2/1998, Beilage zum Bundesanzeiger Nr. 85a vom 08. Mai 1998
- BRENNDÖRFER, Michael, DREINER, Klaus, KALTSCHMITT, Martin, SAUER, Norbert, Energetische Nutzung von Biomasse, Darmstadt, 1994
- BROCKMÖLLER, A., Dezentraler Einsatz von Photovoltaikanlagen in Gebäuden, Frankfurt/M., 1992
- BUNDESVERKEHRSMINISTERIUM (HRSG.), Verkehr in Zahlen 1995, Bonn, Berlin, 1995

- CADA, Glenn F., FRANCFORT, James E., Mitigation of Environmental Impacts at Hydroelectric Power Plants in the United States, S. 223-234, in: Sterret, Frances S., *Alternative Fuels and the Environment*, Boca Raton, 1995
- CAO, Zhengyan, Improving Energy Efficiency in China, S. 43-46, in: OECD/IEA, *Energy Efficiency Improvements in China*, Conference Proceedings, Peking, 3. - 4.12.1996, Paris, 1997
- CARUSO, Guy F., CHEN, Xavier, Experiences of Electricity-Sector Restructuring in Asia, S. 1-16, in: *The Journal of Energy and Development*, Vol. XXII, Nr. 1, Herbst 1996
- CASSEN, Robert, *Entwicklungszusammenarbeit*, Bern, Stuttgart, 1990
- CHAO YANG, Peng, *Challenges to China's Energy Security*, Adelaide, 1996
- CHEN, Wenqi, China's Investment Market for Renewable Energies, S. 385-391, in: OECD/IEA, *Energy Efficiency Improvements in China*, Conference Proceedings, Peking, 3. - 4.12.1996, Paris, 1997
- CLARKE, Rosemary, WINTERS, L. Alan, Energy pricing for sustainable development in China, S. 200 - 235, in: Goldin, Ian, Winters, L. Alan, *The Economics of Sustainable Development*, Cambridge, 1995
- DAI, Huizhu, CHEN, Shuyong, WU, Xueguang, CAI, Jingpeng, *Grid Connected Wind Power in China: Development, Problems and Solutions*, S. 353-363, in: OECD/IEA, *Energy Efficiency Improvements in China*, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.19
- DEUTSCHE BP (HRSG.), *Das Buch vom Erdöl*, Hamburg, 5. Aufl., 1989
- DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR DIE VEREINTEN NATIONEN E.V. (HRSG.), für das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), *Bericht über die menschliche Entwicklung 1996*, Bonn, 1996
- DIMITRIOU, Harry T., *A Development Approach to Urban Transport Planning, an Indonesian Illustration*, Aldershot, Brookfield, 1995
- DIW, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, *Die Entwicklung des Straßenverkehrs in der Volksrepublik China bis zum Jahre 2000*, Berlin, 1992
- DIXON, John A., SCURA, Louise Fallon, CARPENTER, Richard A., SHERMAN, Paul B., *Economic Analysis of Environmental Impacts*, Nachdruck der

2. Auflage, London, 1995, Erstveröffentlichung 1986 durch Asian Development Bank, S. ix
- DONGSOON, Lim, Environmental Investment for Fuel Substitution in Electric Utilities: A Case Study for the Chinese Global Warming Policy, S. 29-60, in: Journal of Industrial Competitiveness, Nr. 3, 1997, 2
- DOWDESWELL, Elizabeth, HTUN, Nay, United Nations Environment Programme, Clean Coal for Sustainable Development, S. 89-92, in: World Coal Institute, Coal for Development, 23.-26.03.1993, Conference Proceedings, London, 1993
- DRENCKHAHN, W., Technik und Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen, S. 153-165, in: Wendt, Hartmut, Plzak, Wojtech, (Hrsg.), Brennstoffzellen, Düsseldorf, 1990
- DRENCKHAHN, Wolfgang, LEZUO, Alex, Entwicklungsstand und Einsatzmöglichkeiten der Brennstoffzellen-Technik, S. 145-157, in: Energietechnische Gesellschaft (Hrsg.), ETG-Fachbericht 51, Elektrische Energieerzeugung der nächsten Generation, Vorträge der ETG-Fachtagung 27.-28.04.1994 in Nürnberg; Berlin, Offenbach, 1994
- DUNKEL, Monika, KAMP, Matthias, Ende einer Dynastie, S. 37-41, in: Wirtschaftswoche, Nr. 36, 27.08.1998
- DUTSCHKE, Michael, MICHAELOWA, Axel, Creation and Sharing of Credits through the Clean Development Mechanism under the Kyoto Protocol, Hamburg, 1998 (1)
- DUTSCHKE, Michael, MICHAELOWA, Axel, Interest Groups and Efficient Design of the Clean Development Mechanism under the Kyoto Protocol, Hamburg, 1998 (2)
- ELIASSON, Einar T., ARMANNSSON, Halldor, FRIDLEIFSSON, Ingvar B., GUNNARSDOTTIR, Maria J., BJORNSSON, Oddur, THORHALLSSON, Sverrir, KARLSSON, Thorbjorn, Space and District Heating, S. 73 - 107, in: Dickson, Mary H., Fanelli, Mario (Hrsg.), Geothermal Energy, Chichester, 1995
- ELKAN, Walter, An Introduction to Development Economics, Herfordshire, 2. Aufl., 1995
- ENQUETE-KOMMISSION „SCHUTZ DES MENSCHEN UND DER UMWELT“ DES DEUTSCHEN BUNDESTAGES (HRSG.), Die Industriegesellschaft gestal

- ten, Perspektiven für einen nachhaltigen Umgang mit Stoff- und Materialströmen, Bonn, 1994
- EUROMONEY PUBLICATIONS (HRSG.) IN ZUSAMMENARBEIT MIT ASEA BROWN BOVERI LTD., INDUSTRIAL DEVELOPMENT BANK OF INDIA, CONFEDERATION OF INDIAN INDUSTRY, STATE BANK OF INDIA U. A., India Opening Up for Growth, Hongkong, 1993
- EUROPÄISCHE KOMMISSION, Richtlinie Nr. 70/220/EWG des Rates vom 20. März 1970 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maßnahmen der Verunreinigung der Luft durch Abgase von Kraftfahrzeugmotoren mit Fremdzündung, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 13. Jg., Nr. L 76, 06.04.1970, S. 1-22
- EUROPÄISCHE KOMMISSION, Richtlinie Nr. 88/77/EWG des Rates vom 03. Dezember 1987 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maßnahmen gegen die Emissionen gasförmiger Schadstoffe aus Dieselmotoren zum Antrieb von Fahrzeugen, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 31. Jg., Nr. L36, 09.02.1988, S. 33-61
- EUROPÄISCHE KOMMISSION, Richtlinie Nr. 91/441/EWG des Rates vom 26. Juni 1991 zur Änderung der Richtlinie 70/220/EWG, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 34 Jg., Nr. L242, 30.08.1991, S. 1-106
- EUROPÄISCHE KOMMISSION, Richtlinie Nr. 91/542/EWG des Rates vom 01. Oktober 1991 zur Änderung der Richtlinie 88/77/EWG, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 34. Jg., Nr. L295, 25.10.1991, S. 1-19
- EUROPÄISCHE KOMMISSION, Mitteilung der Kommission, Strategie der Zusammenarbeit zwischen Europa und Asien im Energiebereich, KOM(96) 308 endg., Brüssel, 18.07.1996
- EUROPE PUBLICATIONS LTD. (HRSG.), The Far East and Australasia 1996, 27. Aufl., London, 1996
- EUROPEAN INVESTMENT BANK, Webseite im Internet: <http://eib.eu.int/loans/info.htm> vom 04.04.1998
- EUROPEAN INVESTMENT BANK, Annual Report 1996, ohne Angabe von Erscheinungsort und -jahr

- EUROSTAT, Statistik kurzgefaßt, Umwelt, 1995/1, Straßenverkehr und Umwelt in der Europäischen Union, Luxemburg
- FASBENDER, Karl, Erhaltung des Regenwaldes und ländliche Migration: Zielkonflikte am Beispiel Indonesiens, S. 361-376, in: Hein, W., (Hrsg.), Umweltorientierte Entwicklungspolitik, 2. Aufl., Hamburg, 1992
- FELDMANN, Claudia, Mit BoA-Plus bei Braunkohle Spitze, S. 4, in: Stromthemen, Nr. 2, Februar 1998
- FESER, Kurt, SCHAEFER, Helmut, Stromtransport, Stromverteilung und Stromspeicherung, S. 123-139, in: Voß, Alfred (Hrsg.), Die Zukunft der Stromversorgung, Frankfurt/M., 1992
- FIEDLER, Joachim, Stop and Go, Wege aus dem Verkehrschaos, Köln, 1992
- FISCHER WELTALMANACH, Fischer Weltalmanach 1997, Frankfurt/Main, 1996, S. 112
- FISCHER, Wolfgang, HOLTRUP, Petra, Erfolge und Defizite der internationalen Klimaschutzpolitik, S. 243-292, in: Borsch, Peter, Hake, Jürgen-Friedrich (Hrsg.), Klimaschutz, Landsberg am Lech, 1998
- FOERSTER, Andreas, WOLFF, Peter, Öffentlich-private Partnerschaft in der Zusammenarbeit mit dynamischen Entwicklungsländern, Berlin, 1997
- FORUM FÜR ZUKUNFTSENERGIEN E. V. (HRSG.), Erneuerbare Energien - Ein Leitfaden für Städte und Gemeinden, Bonn, ohne Jahresangabe
- FREDERICK, W. H., WORDEN, R. L. (Hrsg.), Indonesia: A Country Study, Federal Research Division, Library of Congress, 5. Ausgabe, ohne Ortsangabe, 1993
- FREWER, Hans, MELIß, Michael, Stromerzeugung, Perspektiven der Kraftwerkstechnik, S. 49-120, in: Voß, Alfred, (Hrsg.), Die Zukunft der Stromversorgung, Frankfurt am Main, 1992
- FREY, R.L., CYSIN, C. H., LEU, Re. E., SCHASSMANN, N., Energie, Umweltschäden und Umweltschutz in der Schweiz, Baseler sozialökonomische Studien, Band 27, Grösch, 1985, zitiert in: Hohmeyer, O., Soziale Kosten des Energieverbrauchs, 2. Aufl., Berlin, 1989
- FRIEDMANN, Johann-Peter, Die sozio-ökonomische Bewertung von Verkehrsinfrastruktur: dargestellt am Beispiel vom Bau und Betrieb von Eisenbahnlinien in der Volksrepublik China, Baden-Baden, 1994

- FRISCHKNECHT, Rolf, KNOEPFEL, Ivo, HOFSTETTER, Patrick, SUTER, Peter, WALDER, Ernst, DONES, Roberto, Ökoinventare für Energiesysteme: Beispiel Erdöl- und Brenngassystem, S. 71-77, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, 47(1995), Nr. 3
- FRITSCH, Uwe R., LEUCHTNER, Jürgen, MATTHES, Felix C., RAUSCH, Lothar, SIMON, Karl-Heinz, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1., im Auftrage vom Hessischen Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Darmstadt, Freiburg, u. a., 1994
- FRITZ, Bernhard, Kraft-Wärme-Kopplung BHKW und Absorptionstechnik, Sonderdruck aus Klima Kälte Heizung, Heft 12/1992, 20. Jg., S. 474-480, Sonderdruck S. 1-8
- GEF, Global Environment Facility, Operational Programs, Washington, 1997 (1)
- GEF, Quaterly Operational Report, June 1997, Washington, 1997(2)
- GEFGUTG, Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter (GefGutG) vom 06.08.1975, BGBl. I S. 2121-2126, BGBl III 9241 - 23
- GILLI, P. G., GASTEIGER, G., Gas- und ölbefeuerte Kombi-Anlagen: Das Kraftwerkskonzept mit den international größten Zuwachsraten, S. 421-426, in: VGB-Kraftwerkstechnik, (74) 1994, Heft Nr. 5
- GOLDEMBERG, José, Energy, Environment and Development, London, 1996
- GOVERNMENT OF INDIA/PUBLICATIONS DIVISION, Ministry of Information and Broadcasting (Hrsg.), India 1994, Neu Delhi, 1995
- GOVERNMENT OF INDONESIA/BPPT, Agency for the Assessment and Application of Technology, Technical Implementation Unit - Energy Technology Laboratory (UPT-LSDE), Mobil Energi Indonesia, A Means to Ensure Proper Industrial Energy Use in the Future, ohne Orts- und Jahresangabe
- GOVERNMENT OF INDONESIA/BPPT, FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH GMBH/ KFA, Agency for Assessment and Application of Technology of Indonesia (BPPT), Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), Environmental Impacts of Energy Strategies for Indonesia, Final Summary Report, ohne Ortsangabe, 1993
- GOVERNMENT OF INDONESIA/CENTRAL BUREAU OF STATISTICS, Statistical Yearbook of Indonesia 1992, Jakarta, 1993

- GOVERNMENT OF INDONESIA/MINISTRY OF COMMUNICATION, Städtische Verkehrsentwicklungskonzepte für Jakarta, S. 147-171, in: Gocht, Werner, Schunk, Gerhard (Hrsg.), Energietechnik und Verkehrstechnik als Innovationsfelder der industriellen Entwicklung Indonesiens, 3. Deutsch-Indonesisches Technologie-Forum, 10.07.1992 in Aachen; Aachen, 1993
- GOVERNMENT OF INDONESIA/NATIONAL DEVELOPMENT INFORMATION OFFICE, Indonesia Source Book 1993, ohne Ortsangabe, 1993
- GOVERNMENT OF INDONESIA/CENTRAL BUREAU OF STATISTICS, Government of Indonesia/Central Bureau of Statistics, 1992 Environmental Statistics of Indonesia, Jakarta, 1993
- GOVERNMENT OF INDONESIA/CENTRAL BUREAU OF STATISTICS, Indonesian Economic Indicators, Monthly Statistical Bulletin, Jakarta, Dezember 1996
- GRAWE, Joachim, Zukunftsenergien, München, Landsberg, 1992
- GUTMANN, Franz, Energietechnik vom Kraftwerk bis zum Verbraucher, Renningen-Mahlsheim, 1994
- HÄGER, A., LÖWENSTEIN, V., Der Stand der Technik, S. 24, in: Sonnenenergie & Wärmetechnik 1/94
- HAMMER, Liv Kristine, Regulation of Tanker Oil Spills, Bergen, 1991
- HARDING, James, KYNGE, James, Slow-Burning Remedy, in: The Financial Times, 31.07.1998
- HARTMANN, Klaus, Optimale Lösung mit Absorption und BHKW, Sonderdruck aus CCI, Heft 9/1992
- HASSE, Dirk, Ökonomische Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes dezentraler Technologien in der Elektrizitätswirtschaft, Münster, Hamburg, 1994
- HAVENAAR, P., KOTSCHREUTHER, M., Das Kraftwerk Hemweg 8, S. 407-411, in VGB Kraftwerkstechnik, 1995, Heft 5
- HEIN, Wolfgang, Wachstum - Grundbedürfnisbefriedigung - Umweltorientierung: Zur Kompatibilität einiger entwicklungspolitischer Ziele, S. 3-36, in: Hein, Wolfgang (Hrsg.), Umweltorientierte Entwicklungspolitik, 2. Aufl., Hamburg, 1992

- HEINRICH, F., Heizkraftwerke in der kommunalen und industriellen Versorgungswirtschaft, S. 315-350, in: Leonhardt, W., Klopffleisch, R., Jochum, G. (Hrsg.), Kommunales Energie-Handbuch, 2. Aufl., Karlsruhe, 1991
- HEMMER, Hans-Rimbert, Zur Wirksamkeit von Entwicklungszusammenarbeit, Gießen, 1995, Vortrag vor dem Planungsausschuß der Konrad-Adenauer-Stiftung am 25.08.1995 in Cadenabbia
- HENNICKE, P., JOHNSON, J. P., SEIFRIED, D., Die Energiewende ist möglich, Frankfurt, 1985
- HERPICH, W., ZUCHTRIEGEL, T., SCHULZ, W., Least-Cost Planning in den USA, Darstellung und Bewertung eines neuen Unternehmens- und Regulierungskonzeptes in der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft, München, 1989
- HEUCK, Klaus, DETTMANN, Klaus-Dieter, Elektrische Energieversorgung, 3. Aufl., Braunschweig, Wiesbaden, 1995
- HINTE, Marion, Internationale Imperative und nationale Restriktionen in der Energiepolitik der VR China, Hamburg, 1995
- HIRST, E., DRIVER, B., BLANK, E, Integrated Resource Planning: A Model Rule, S. 25, in: Public Utilities Fortnightly, 15.03.1993
- HLUBEK, Werner, SCHILLING, Hans-Dieter, Potentiale der Forschung und Entwicklung in der Energietechnik, S. 6-14, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46. Jg. (1996), Heft 1/2
- HOFER, Roland, Technologiegestützte Analyse der Potentiale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung, München, 1994
- HÖHLEIN, Bernd, Neue Energieträger für den Verkehr, Jülich, 1991
- HOHMEYER, Olav, Soziale Kosten des Energieverbrauchs, 2. Aufl., Berlin, Heidelberg, 1989
- HÖRIG, Rainer, Wir gehen hier nicht weg, S. 20-23, in: Informationsdienst des Evangelischen Pressedienstes, epd Entwicklungspolitik 7/98
- HOUGHTON, J. T., MEIRA FILHO, C. G., BRUCE, J., LEO, HOESUNG, CALLANDER, B. A., HAITES, E., HARRIS, N., MASKELL, K., Climate Change 1994, Radiative Forcing of Climate Change and an Evaluation of the Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) IS92 Emission Scenarios, Cambridge, 1995

- HOUGHTON, J. T., MEIRA FILHO, L. G., CALLANDER, B. A., HARRIS, N., KATTENBERG, A., MASKELL, K., *Climate Change 1995 - The Science of Climate Change, Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC)*, Cambridge, 1996
- HUDSON, Roger B., *Electricity Generation*, S. 39-71, in: Dickson, Mary H., Fanelli, Mario (Hrsg.), *Geothermal Energy*, Chichester, 1995
- HULME, Mike, *Global Warming and the Implications for Asia and the Pacific*, S. 41-48, in: Europe Publications Ltd. (Hrsg.), *The Far East and Australasia 1996*, 27. Aufl., London, 1996
- IVERS-TIFFEE, E., DRENCKHAHN, W., GREINER, H., *Hochtemperatur-Brennstoffzelle: Werkstoffentwicklung heute für die Energieversorgung von morgen*, S. 115-122, in: *Energietechnische Gesellschaft (Hrsg.), ETG-Fachbericht 54, Entwicklungstrends in der Energietechnik, Vorträge der ETG-Fachtagung, 19.-20.10.1994 in München; Berlin, Offenbach, 1994*
- JAN, George P., *Environmental Protection in China*, S. 71-83, in: Dwivedi, O. P., Vajpeyi, Dharendra K., *Environmental Policies in the Third World*, London, Westport, 1995
- JHIRAD, David J., LANGER, Kenneth, *Accelerating China's Renewable Energy Program*, S. 419-430, in: OECD/IEA, *Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.1996, Paris, 1997*
- JIN, Liqun, *A Big Step Forward in the Cooperation between China and the World Bank in 1994*, S. 44-46, in: The Editorial Board of the *Almanac of China's Foreign Economic Relations and Trade (Hrsg.), Almanac of China's Foreign Economic and Trade 1995/96, Hongkong, 1995*
- JOHNSON, Todd M., JUNFENG, Li, ZHONGXIAO, Jiang, TAYLOR, Robert P., *China Issues and Options in Greenhouse Gas Emissions Control*, Washington, 1996
- JUDGE, Paramjit S., *Response to Dams and Displacement in Two Indian States*, S. 840-851, in: *Asian Survey*, Vol. XXXVII, No. 9, September 1997
- KANAYAMA, Hisahiro, *The Future Impact of Energy Problems in China*, Tokyo, 1994

- KAZMIN, Amy Louise, A Little Light Seen on the Horizon, in: The Financial Times, 21.01.1998
- KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE GMBH, GESELLSCHAFT FÜR REAKTORSICHERHEIT MBH, Umwelt-, Sicherheits- und Risikoaspekte von Verund Entsorgungseinrichtungen, Studie A.4.3.d., S. 1231-1368, in: Energie und Klima, Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, Band 5, Kernenergie, Bonn, Karlsruhe, 1990
- KFW, Wirtschaftliche Prüfungskriterien für Stromversorgungsprojekte, 2. Aufl., Frankfurt, 1994
- KFW, Finanzielle Zusammenarbeit mit China, Frankfurt/M., 1997
- KFW, Windkraft und Photovoltaik in Entwicklungsländern, Einschätzungen der Kreditanstalt für Wiederaufbau im Rahmen der deutschen finanziellen Zusammenarbeit, Frankfurt, März 1998
- KFW/GAMPERL, Josef, Joint Implementation und Handel mit Emissionsrechten, Diskussionspapier Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt, 1998
- KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN, Mitteilung der Kommission, Strategie der Zusammenarbeit zwischen Europa und Asien im Energiebereich, KOM(96) 308 endg., Brüssel, 18.07.1996
- KREIBICH, Rolf, Innerstädtische Mobilität und Lebensqualität, S. 13-42, in: Behrendt, Siegfried, Kreibich, Rolf (Hrsg.), Die Mobilität von morgen, Umwelt- und Verkehrsentslastung in den Städten, Weinheim, Basel, 1994
- KRETSCHMER, Rutger, Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeitwärmespeichern, Dresden, 1994
- KRIENER, Manfred, MEICHSNER, Irene, ROSENKRANZ, Gerd, Die neue Offensive der Atomwirtschaft, München, 1992
- KUHLMANN, Albert, Minderung von Umweltbelastungen mit Hilfe von kommunalen Verkehrskonzepten, S. 18-24, in: Lukner, Christian (Hrsg.), Umweltverträgliche Verkehrs-konzepte in Kommunen, Bonn, 1994
- KUHN, Marco, Entwicklungszusammenarbeit im Lichte neuer Tendenzen des internationalen Umweltschutzes, Bochum, 1997

- KUMAR, Rajesh, The Devopment of Strategic Alliances in a Chaotic Environment: Lessons from the Power Sector in India, S. 163-192, in: Urban, Sabine (Hrsg.), Europe in the Global Competition, Wiesbaden, 1997
- LARDY, M. (Hrsg.), Das Saarland zapft die Sonne an, Eschringen, 3. Aufl., 1992
- LAUE, H.-J., Wärmepumpen - Stand der Entwicklung und Anendung, S. 235-249, in: VDI-Gesellschaft Enerietechnik, (Hrsg.), VDI-Berichte 851, Regenerative Energien, Tagung in Kassel am 12. und 13.03.1991, Düsseldorf, 1991
- LAUFEN, Richard, Kraftwerke, Berlin, Heidelberg, 1984
- LEIDIGER, Klaus, SIEBOLD, Thomas, Bevölkerung und Verstädterung, S. 119-131, in: Hauchler, Ingomar, Messner, Dirk, Nuscheler, Franz (Hrsg.), Globale Trends 1998, Frankfurt/M., 1997
- LEONHARDT, W., HEINRICH, F., Heizkraftwerke mittlerer Leistung in der kommunalen und industriellen Versorgungswirtschaft, S. 163-197, in: Henicke, P., Alber, G. (Hrsg.), Handbuch für rationelle Energienutzung im kommunalen Bereich, Bonn, 1991
- LEPRICH, U., Least-Cost Planning - ein neues Regulierungskonzept für die Elektrizitätswirtschaft, Öko-Institut, Werkstattreihe Nr. 75, Freiburg, 1991
- LIN, Gan, The Shaping of Institutions in Global Environmental Policymaking: International Development Assistance and China, Roskilde, 1995
- MAAS, G., Bundesstelle für Außenhandelsinformation, Indoneien am Jahreswechsel 1993/94, Wirtschaftsloge, 1994
- MABEY, Nick, HALL, Stephen, SMITH, Clare, GUPTA, Sujata, Argument in the Greenhouse, London, New York, 1997
- MANHUI, Liui, Die Reform der Energiewirtschaft in der Volksrepublik China, Baden-Baden, 1997
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY, Energy Technology Availability: Review of Longer Term Scenarios for Development and Deployment of Climate-friendly Technologies, S. 13-43, in: OECD/IEA, Energy Technology Availability to Mitigate Future Greenhouse Gas Emissions, Conference Proceedings, Paris, 16.06.1997, Paris, 1997

- MEADOWS, Danella H., MEADOWS, Dennis L., RANDERS, Jørgen, Die neuen Grenzen des Wachstums, 2. Aufl., Stuttgart, 1992
- MEYERS, Lexikon der Technik und der exakten Naturwissenschaften, Mannheim, 1970
- MICHAELIS, Hans, SALANDER, Carsten (Hrsg.), Handbuch Kernenergie, Frankfurt am Main, 1995
- MÖLLER, H. H., Betriebserfahrungen mit Windenergie in Deutschland, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI Berichte 851, Regenerative Energien, Tagung in Kassel am 12. und 13.03.1991, Düsseldorf, 1991
- MONTAGNON, Peter, India State Power Regulator Praised, in: The Financial Times, 29.04.1998
- MÜLLER-KIRCHENBAUER, Joachim, WAGNER, Hermann-Josef, YANKAI, Ma, Kohlekraftwerke in China, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg. (1998), Heft 10
- MÜNCHER, T., KEMPKENS, W., Biogas und Blumenerde, in: Wirtschaftswoche Nr. 44, 23.10.1992, S. 59
- NATIONAL ENVIRONMENTAL ENGINEERING RESEARCH INSTITUTE, Solid Waste Management in Greater Bombay (sponsored by Metropolitan Environmental Improvement Programme, Government of Maharashtra, Bombay), Phase - I Report, Nehru Marg, Nagpur 440020, 1994
- NAVA, P., Status aktueller Projektentwicklungen für Parabolrinnenkraftwerke, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik, (Hrsg.), VDI Berichte 1200, Solarthermische Kraftwerke II, Tagung in Stuttgart, 11. und 12.10.1995, Düsseldorf, 1995
- NITSCH, J., MEYER, J., Photovoltaische Stromerzeugung, S. 255-265, in: Henicke, P., Alber, G., Handbuch für rationelle Energienutzung im kommunalen Bereich, Darmstadt, 1990
- NOHLEN, Dieter (Hrsg.), Lexikon Dritte Welt, Reinbek, 1993
- NUSCHELER, Franz, Lern- und Arbeitsbuch Entwicklungspolitik, Bonn, 1996
- O. V., The Ups and Downs of the First 23-Years of the Long Term Development Plan (1969-1991), S. 1, in: Indonesian Commercial Newsletter, No. 110, 26.10.1992
- O. V., Coal has good market prospects, S. 46, in: Indonesian Commercial Newsletter No. 102, 22.06.1992

- O. V., Eleven Geothermal Power Projects Scheduled to be Completed in Sixth 5-year Development Plan, S. 51, in: Indonesian Commercial Newsletter, Nr. 113, 07.12.1992
- O. V., Electricity in Indonesia, Its prospects towards 2000, S. 1, in: Indonesian Commercial Newsletter No. 109, 12.10.1992
- O. V., Synergie-Fassade soll der Photovoltaik den Weg ebnen, S. 22, in: Sonnenenergie & Wärmetechnik 2/93
- O. V., Blick durch Wirtschaft und Umwelt, Zeitschrift für Ressourcenmanagement und strategische Planung, Sonderausgabe, Stromwirtschaft in Deutschland, 1993
- O. V., Europa braucht immer mehr Erdgas, S. 23-31, in: Blick durch die Wirtschaft, Zeitschrift für Ressourcenmanagement und strategische Planung, Sonderausgabe, Energiepolitik in Europa, Stromwirtschaft in Deutschland, 1993
- O. V., Entsorgungsanlage seit 1991 in Betrieb, S. 4, in: Kristall aktuell, Nr. 1, März 1993
- O. V., Domestic Electricity Demand Up Steadily, S. 47f, in: Indonesian Commercial Newsletter No. 130, 23.08.1993
- O. V., Holz trocknen mit Solartechnik, in: Außenwirtschaft Aktuell, Industrie- und Handelskammer zu Detmold, IHK Spezial, Wirtschaftsinformation Indonesien, No. 16, Mai 1994, Bericht 16/5
- O. V., Stärkster CO₂-Anstieg in der Dritten Welt, dpa, S. 3, in: Stromthemen, 11. Jahrgang, Nr. 8, August 1994
- O. V., Neue Gasturbinenfamilie erreicht 38 % Wirkungsgrad, S. 86f, in: Brennstoff Wärme Kraft, (47), 1995, Heft 3
- O. V., GuD-Kraftwerk Tapada de Outeiro in Portugal im Bau, S. 358, in: Brennstoff Wärme Kraft, 47 (1995), Heft Nr. 9
- O. V., Größter Markt überhaupt, S. 36-41, in: Energie Spektrum 4/1996
- O. V., Erstickt die Erde in Autos?, S. 12, in: Nord-Süd Info-Dienst, Nr. 79, Oktober 1997
- O. V., Fahrradweg mit Rückenwind, S. 157, in: Wirtschaftswoche Nr. 52 vom 18.12.1997
- O. V., IWF rückt von seinen rigorosen Forderungen ab, in: Handelsblatt, 26.06.1998

- O. V., New Government Gives Momentum to Reform in India, S. 5, in: Power Economics, Juni 1998
- O. V., PLN Pinned Under Financial Problem, Power Consumption Down, S. 50-53, in: Indonesian Commercial Newsletter, Nr. 240, 30.03.1998
- O. V., Strommarkt wird geöffnet, in: Nachrichten für den Außenhandel, 09.06.1998
- O. V., Tandemzelle mit höherer Effizienz, S. 1, in: Stromthemen, Nr. 2, Februar 1998
- O. V., The Government to Form a Special Committee, PLN Facing Serious Financial Problem, S. 39-43, in: Indonesian Commercial Newsletter, Nr. 246, 29.06.1998
- O. V., Elektrizitätsversorger kündigt Vertrag, in: Nachrichten für den Außenhandel, 06.07.1998
- OECD, Promoting Cleaner Production in Developing Countries, The Role of Development Co-operation, Paris, 1995
- OECD, China in the 21st Century, Paris, 1996
- OECD/DAC, DAC-Grundsätze für wirksame Entwicklungshilfe, Entwicklungshilfe-Handbuch, Paris, 1994
- OECD/DAC, Donor Assistance to Capacity Development in Environment, Paris, 1995
- OECD/DAC, Entwicklungszusammenarbeit, Bericht 1996, Paris, 1997 (1)
- OECD/DAC, Geographical Distribution of Financial Flows to Aid Recipients, Disbursements, Commitments, Country Indicators, 1992-1996, Paris, 1997 (2)
- OECD/IEA, Asia Electricity Study, Paris, 1997 (1)
- OECD/IEA, Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.1996, Paris, 1997 (2)
- OESTERDIEKHOFF, Peter, Erneuerbare Energien in der Entwicklungszusammenarbeit, S. 29-50, in: Köllmann, Carsten, Oesterdiekhoff, Peter, Wohlmuth, Karl, Kleine Energieprojekte in Entwicklungsländern, Münster, Hamburg, 1993
- OESTERWIND, D., Sonne und Erdgas, eine umweltschonende Kombination, S. 359-361, in: Brennstoff Wärme Kraft, 47 (1995), Heft Nr. 9

- OHNE ANGABE DES VERFASSERS, Artikel in der International Herald Tribune, 10./11.08.1996, zitiert in: International Energy Agency/OECD, Asia Electricity Study, Paris, 197, S. 184
- ÖKO-INSTITUT E.V., Studie A.4., Nutzung der Kernenergie - Zusammenfassung, S. 1631-1759, in: Energie und Klima, Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, Band 5, Kernenergie, Bonn, Karlsruhe, 1990 (1)
- ÖKO-INSTITUT E.V., Studie A.4.3.a., Umwelt-, Sicherheits-, Entsorgungs und Akzeptanzprobleme der Kernenergienutzung, S. 419-915, in: Energie und Klima, Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, Band 5, Kernenergie, Bonn, Karlsruhe, 1990 (2)
- OSTEROTH, Dieter, Biomasse: Rückkehr zum ökologischen Gleichgewicht, Berlin, Heidelberg, 1992
- PAINULY, J. P., BHATTACHARYA, K., PARIKH, J., Joint Implementation for Carbon-Dioxide Reduction in India: An Analysis of Auxiliary Reduction in Power Plants, S. 275-285, in: International Journal of Global Energy Issues, Volume 9, Nr. 4 - 6, 1997
- PARIKH, Jyoti, BHATTACHARYA, Kankar, REDDY, B. Sudhakar, PARIKH, Kirit, Energy System: Need For New Momentum, S. 77-93, in: Parikh, Kirit S. (Hrsg.), India Development Report 1997, Neu Delhi, 1997
- PATMOSUKISMO, Suyitno, Pacific Growth and Energy Security in the 1990s: Indonesia's View, S. 265-272, in: The Indonesian Quarterly, The Asia-Pacific in the 1990s, Vol. XIX, No. 3, 3rd Quarter 1991
- PAUEN-HÖPPNER, Ursula, APEL, Dieter, Neue Verkehrskonzepte großer Städte, Berlin, 1992
- PAULUS, Stephan, Klimakonvention und nationale Energiepolitik: Das Beispiel Indien, Berlin, 1992 (1)
- PAULUS, Stephan, Wirtschaftswachstum, Strukturwandel und Umweltpolitik in Indien, Berlin, 1992 (2)
- PAULUS, Stephan, Umweltpolitik und wirtschaftlicher Strukturwandel in Indien, Frankfurt/Main, 1993
- PEARCE, Fred, Wenn sich die Flüsse rächen, S. 76-95, in: Geo, Nr. 9, 1997

- PEDERSEN, Maribo P., Die Entwicklung der Windenergietechnologie und ihre Anwendung in Holland und Dänemark, S. 85-91, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI Berichte 1024, Regenerative Energien, Betriebserfahrungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen der Anlagen in Europa, Tagung in München, 16.-17.03.1993, Düsseldorf, 1993
- PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA/NEPA, National Environmental Protection Agency, Report on the State of the Environment in China, 1996, ohne Ortsangabe
- PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA/STATE STATISTICAL BUREAU (HRSG.), China Statistical Yearbook 1995, Peking, 1995
- PERERA, Judith, 18 White Hot Rocks, S. 18-23, in: Energy World, Nr. 6, Februar 1998
- PERKINS, Dwight H., China's Future: Economic and Social Development Scenarios for the Twenty-first Century, S. 21-36, in: OECD, China in the 21st Century, Paris, 1996
- PETERSEN, Dietmar, Habibie sitzt auf einer Zeitbombe, in: Handelsblatt, 17.07.1998
- PETROLEUM ECONOMIST LTD. UND ERNST & YOUNG (HRSG.), World Energy Yearbook 1996, London, 1996
- PETROLEUM ECONOMIST LTD., ARTHUR ANDERSEN (HRSG.), World Power Yearbook, London, 1996
- PINSKE, Jürgen D., Elektrische Energieerzeugung, 2. Aufl., Stuttgart, 1993
- PLATE, Klaus (Hrsg.), Von der EGO-Mobilität zur Öko-Mobilität, Düsseldorf, 1994
- POLLERMANN, M., LITZOW, W., Energiequellen und Energietechnik, Monographien des Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, Band 4/1991
- PRAGINANTO, Unrest Ending Honeymoon for Habibie, in: The Nikkei Weekly, 29.06.98
- PRASAD, Y. S. R., Energy Mix to Keep the Lights On, S. 46-48, in: India Infrastructure, January - March, 1998
- PRIDDLE, Robert, China's Long-term Energy Outlook, S. 95-131, in: China in the 21st Century, Paris, 1996
- PROGNOS AG (HRSG.), Energieprognose bis 2010, Landsberg/Lech, 1990

- PROGNOS AG, EDUARD PESTEL INSTITUT (ISP), ÖKO-INSTITUT E.V., Endbericht, Ökologische und ökonomische Konsequenzen eines Verzichts auf die Kernenergie bei der Stromerzeugung und energiepolitische Alternativen in Niedersachsen, Gutachten für das Niedersächsische Umweltministerium, Basel, 1992
- RADKE, Detlef, Wirtschaftliche und entwicklungspolitische Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern, Berlin, 1996
- RAJGOPAL, Srinivas, Strom oder Askese - Die Erfahrungen Indiens, S. 59-85, in: Steger, Ulrich, Hüttl, Adolf (Hrsg.), Strom oder Askese?, Frankfurt, New York, 1994
- RAMANTHAN, R., Transport - A Crucial Infrastructure, S. 219-238, in: Parikh, Kirit S. (Hrsg.), India Development Report 1997, Neu Delhi, 1997
- RANGE, Ulrike, Umweltschutz und Entwicklungspolitik, Bochum, 1991
- RASKIN, Paul D., MARGOLIS, Robert M., Global Energy, Sustainability and the Conventional Development Paradigm, S. 363-383, in: Energy Sources, Vol. 20, 1998
- RATZESBERGER, Rainer, KALTSCHMITT, Martin, HUENGES, Ernst, Geothermie vor der Breitenanwendung, S. 63-66, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, Band 49, 1997, Nr. 3
- RAZAVI, Hossein, TIPPEE, Bob, SMOCK, Bob, Gas and Power in the Developing World, Tulsa, 1996
- REDDY, Amulya K. N., WILLIAMS, Robert H., JOHANSSON, Thomas B., Energy after Rio, Prospects and Challenges, Executive Summary, New York, 1997 (1)
- REDDY, Amulya K. N., WILLIAMS, Robert H., JOHANSSON, Thomas B., Energy After Rio, Prospects and Challenges, New York, 1997 (2)
- REPETTO, Robert, The „Second India“ Revisited, Jaipur, 1996
- RIEDER, J., HESSE, H.-G., Pöhler, F., SIGG, J., Kraftwerk Franken II, 3. Ausbau, Verbundblock mit 750 MW, S. 181-190, in: VGB Kraftwerkstechnik 75 (1995), Heft 3
- RÖSCH, Roland, BRÄUER, Wolfgang, Möglichkeiten und Grenzen von Joint Implementation im Bereich fossiler Kraftwerke am Beispiel der VR China, Mannheim, 1997

- ROY, Kartik Chandra, VADLAMUDI, Yyugandhara Rao, Does Larger Aid Necessarily Produce Greater Beneficial Impact? Some Comments on Australian Aid to Bangladesh and India, S. 259-275, in: *Economia Internazionale*, Vol XLVI, Genf, 1993
- SADLER, Barry, Environmental Assessment and Development Policymaking, S. 3-19, in: Goodland, Robert, Edmundson, Valerie (Hrsg.), *Environmental Assessment and Development*, Washington, 1994
- SAMERSKI, Lothar, Energie aus Biomasse, S. 66-70, in: Simon, Wieland (Hrsg.), *Blick durch Wirtschaft und Umwelt, Stromwirtschaft in Deutschland*, Sonderausgabe Juni 1993
- SANTUM, Ulrich van, Verkehr und Umwelt, S. 356-361, in: Junkernheinrich, Martin, Klemmer, Paul, Wagner, Rainer Gerd (Hrsg.), *Handbuch zur Umweltökonomie*, Berlin, 1995
- SASMODO, Saswinadi, SOEJACHMOEN, Moekti H., SIAGIAN, Ucok, Technology Transfer of Cogeneration Systems and Corresponding CO₂-Emission Reduction Opportunities in Indonesia, S. 75-110, in: Pachauri, R. K., Bhandari, Preety, *Climate Change in Asia and Brazil, The Role of Technology Transfer*, Neu Delhi, 1994
- SAUER, Hans Dieter, Problematischer Reichtum, S. 24-28, in: *Energie Spektrum*, 11/1996
- SAUER, Hans Dieter, Heizkraftwerk mit Stirlingmotor, S. 6, in *Stromthemen*, Nr. 7, Juli 1998
- SAWELL, Trish, A River Run Wilde, S. 18f, in: *Far Eastern Economic Review*, Vol. 161, Nr. 34, 1998
- SCHALLER, Thomas, *Kommunale Verkehrskonzepte*, Köln, 1993
- SCHIEL, W., Dish/Stirling-Systeme, S. 71-91, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik, (Hrsg.), *VDI Berichte 1200, Solarthermische Kraftwerke II, Tagung in Stuttgart, 11.-12.10.1995*, Düsseldorf, 1995
- SCHILLING, Gunther, China bemüht sich um „Entwicklung durch Stabilität“, in: *Blick durch die Wirtschaft*, 30.04.1998 (1)
- SCHILLING, Gunther, Indien spürt die Krise und verschäft sie, in: *Blick durch die Wirtschaft*, 09.07.1998 (2)
- SCHLAICH, J., KERN, J., Das Aufwindkraftwerk, S. 111-130, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik, (Hrsg.), *VDI Berichte 1200, Solarthermische*

- Kraftwerke II, Tagung in Stuttgart, 11. und 12.10.1995, Düsseldorf, 1995
- SCHULZ, Waldemar, Die thermische Abfallbehandlung und ihr Beitrag zur Stromerzeugung, S. 117-133, in: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), ETG Fachbericht 51, Elektrische Energieerzeugung der nächsten Generation, Vorträge der ETG-Fachtagung, 27.-28.04.1994 in Nürnberg, Offenbach, Berlin, 1994
- SEEMANN, T., WIECHMANN, R., Solare Hausstromversorgung mit Netzverbund, Berlin, Offenbach, 1993
- SEIDLITZ, Peter, Die Volksrepublik China spürt die Böen des asiatischen Taifuns, Handelsblatt, 03.06.1998
- SEIFRIED, D., Aufbau und Ziele eines Energiedienstleistungsunternehmens, S. 556-599, in: Henicke, P., Alber, G., (Hrsg.), Handbuch für rationelle Energienutzung im kommunalen Bereich, Darmstadt, 1990
- SEIFRITZ, W., Entsorgungsmöglichkeiten von Kohlendioxid, S. 645-737, in: Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des deutschen Bundestages, Band 6, Energiespeicherung und Energiesysteme, Studie A.5.3, Bonn, Karlsruhe, 1990
- SEN, Rajkumar, Environment Versus Development: the Indian Experience of Narmada and Baliapal, S. 113-133, in: Roy, Kartik, Tisdell, Clement A., Sen, Rajkumar (Hrsg.), Economic Development and Environment, A Case Study of India, Calcutta, 1992, 1995er Ausgabe
- SENGUPTA, Ramprasad, Energy and Development: Some Macroeconomic Constraints for Energy Planning in India, S. 279-315, in: Gupta, K. R., Issues in Indian Economy, Neu Delhi, 1996
- SENS, P. F., McMULLAN, J. T., WILLIAMS, B. C., Prospects for Zero Emission Coal Fired Power Plants, S. 271-297, in: IEA International Conference on Technology Responses to Global Environmental Challenges: Energy Collaboration for the 21st Century, Conference Proceedings, 06.-08.11.1991 in Kyoto, Paris, 1994
- SHAO, Shiwei, LU, Zhengyang, BERRAH, Nourredine, TENENBAUM, Bernard, ZHAO, Jianping, China: Power Sector Regulation in a Socialist Market Economy, Washington, 1997
- SHUKLA, P. R., Energy and Environment Modelling and Policies: Issues and Challenges for Developing Countries, S. 209-218, in: Shukla, P. R.

- (Hrsg.), *Energy Strategies and Greenhouse Gas Mitigation*, Neu Delhi, 1997 (1)
- SHUKLA, P. R., *Energy and Greenhouse Gas Emissions from India: An Overview and a Perspective on Policy Modelling*, S. 1-19, in: Shukla, P. R. (Hrsg.), *Energy Strategies and Greenhouse Gas Mitigation*, Neu Delhi, 1997 (2)
- SIMONIS, Udo Ernst, *Das „Kyoto-Protokoll“ Aufforderung zu einer innovativen Klimapolitik*, Berlin, 1998
- SIREGAR, Muchtaruddin, *Städtischer Personentransport und die Umwelt in Indonesien*, S. 173-192, in: Gocht, Werner, Schunk, Gerhard (Hrsg.), *Energietechnik und Verkehrstechnik als Innovationsfelder der industriellen Entwicklung Indonesiens*, 3. Deutsch-Indonesisches Technologie-Forum, 10.07.1992 in Aachen; Aachen, 1993
- SLESSER, Malcolm (Hrsg.), *Dictionary of Energy*, London, 1982
- SMITH, Thomas B., *India's Electric Power Crisis*, S. 376-392, in: *Asian Survey*, Vol. XXXIII, No. 4/1993
- SPREER, Frithjof, *Der kommunale Energiemarkt: Einsatzmöglichkeiten und -bedingungen verschiedener Energieträger*, S. 173-187, in: Leonhardt, Willy, Klopffleisch, Reinhard, Jochum, Gerhard, *Kommunales Energie-Handbuch*, 2. Aufl., Karlsruhe, 1991
- STATISTISCHES BUNDESAMT (HRSG.), *Statistisches Jahrbuch 1995 für die Bundesrepublik Deutschland*, Wiesbaden, 1995
- STATISTISCHES BUNDESAMT (HRSG.), *Statistisches Jahrbuch für das Ausland 1996*, Wiesbaden, 1996
- TA-LUFT, *Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft*, Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz, *Gemeinsames Ministerialblatt (GMBL.)*, Ausgabe A, 37. Jahrgang, Bonn 28.02.1986, Nr. 7, S. 95-143 und *GMBL.*, Ausgabe A
- TARLOWSKI, K.-D., SCHWENKE, J., *Final Report on the Project Energy Bus Indonesia*, Köln, 1994
- TATA ENERGY RESEARCH INSTITUTE, *Teri Energy Data Directory & Yearbook 1995/96*, Neu Delhi, 1995
- TORRENS, Ian M., STENZEL, William C., *Increasing Coal-Fired Power Generation Efficiency to Reduce Cost and Environmental Emissions*,

- S. 245-265, in: OECD/IEA, Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.1996, Paris, 1997
- TRIPATHI, Salil, MCBETH, John, Act of Desperation, S. 42-44, in: Far Eastern Economic Review, 19.03.1998
- UNDP U.A., UNDP Initiative for Sustainable Energy (UNISE), ohne Ortsangabe, 1996
- UNEP, Annual Report of the Executive Director, ohne Ortsangabe, 1995
- UNIDO, China Towards Sustainable Industrial Growth, Wien, 1992
- UNIDO, 30 Years of Industrial Development 1966-1996, London, 1995
- UNIDO, Annual Report UNIDO 1996, ohne Ortsangabe, 1997
- VABEN, W., WIESNER, W., NÖTZOLD, H., Photovoltaisches Testlabor im TÜV Rheinland, Regenerative Energien Indonesien, ohne Ortsangabe, 1992
- VDEW, Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 1 Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 6. Ausgabe, Frankfurt/M., 1990
- VDEW, Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1994, Frankfurt, 1995
- WEBER, Rudolf, Webers Taschenlexikon Energie und Umwelt, Vaduz, 1992
- WEBER, Rudolf, Webers Taschenlexikon Kernenergie, Oberbözing, 4. Aufl., 1988
- WEI, Guangyao, Upgrading Aged Thermal Power Plants and Enhancing Efficiency of Coal Use in China, S. 171-176, in: OECD/IEA, Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.1996, Paris, 1997
- WEIZSÄCKER, Ernst U. von, Erdpolitik, Darmstadt, 5. Aufl., 1997
- WEIZSÄCKER, Ernst U. von, Lovins, Armory B., Lovins, Hunter, Faktor vier, München, 1995
- WENDT, Hartmut, PLZAK, Vojtech, Brennstoffzellen: Typen, Daten, Entwicklungslinien, S. 1-24, in: Wendt, Hartmut, Plzak, Vojtech (Hrsg.), Brennstoffzellen, Düsseldorf, 1990
- WEST, Jim (Hrsg.), International Petroleum Encyclopedia, Tulsa, 1994
- WICKE, Lutz, Umweltökonomie, 2. Aufl., München, 1989

- WINKLER, W., Kraftwerke mit Brennstoffzellen als neue Kraftwerkskomponente, S. 509-515, in: VGB Kraftwerkstechnik 75 (1995), Heft 6
- WINTER, C. J., Sonnenenergie und Wasserstoff im Energiesystem der Welt, S. 453, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, Band 39, 1987, Nr. 10
- WINTER, C. J., Solarthermische Kraftwerke - wo hapert's?, S. 193-198, in: Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.), VDI Berichte 1200, Solarthermische Kraftwerke II, Tagung in Stuttgart, 11.-12.10.1995, Düsseldorf, 1995
- WINTER, C. J., NITSCH, J., Wasserstoff als Energieträger, Berlin, Heidelberg, 1986
- WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG BERGBAU, Das Bergbau Handbuch, Essen, 5. Aufl., 1994
- WOLF, Martin, Indonesia's Legacy, in: The Financial Times, 26.05.1998
- WORLD BANK, The World Bank Annual Reports 1992 bis 1997, Washington, ohne Jahresangabe
- WORLD BANK, Mainstreaming the Environment, The World Bank Group and the Environment Since the Rio Earth Summit, Fiscal 1995, Washington, ohne Jahresangabe
- WORLD BANK, Weltentwicklungsbericht 1992, Entwicklung und Umwelt, Washington, 1992
- WORLD BANK, Indonesia Sustaining Development, Washington, 1994
- WORLD BANK, The World Bank Atlas 1996, Washington, 1995
- WORLD BANK, Asia Alternative Energy Unit, The World Bank Group, Stand 1996, Internet Webseite: <http://www.worldbank.org/astae/reports/pvbest/astae.htm>
- WORLD BANK, Weltentwicklungsbericht 1996, Vom Plan zum Markt, Washington, 1996 (1)
- WORLD BANK, China Renewable Energy for Electric Power, Washington, 1996 (2)
- WORLD BANK, The World Bank Annual Report 1997(1), Washington, ohne Jahresangabe
- WORLD BANK, Weltentwicklungsbericht 1997, Der Staat in einer sich ändernden Welt, Washington, 1997 (2)

- WORLD BANK, Environment Matters at the World Bank, The World Bank and the Environment, Fiscal 1996, Washington, 1997 (3)
- WORLD BANK, Staff Appraisal Report Indonesia, Renewable Energy Small Power Report, Washington, 1997 (4)
- WORLD BANK, Global Carbon Initiative, Internet Webseite: <http://www-esd-worldbank.org/cc/GCI.html>, Stand 17.03.1998
- WORLD ENERGY COUNCIL, INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, London, 1995
- WORLD RESOURCES INSTITUTE, UNEP, UNDP, WORLD BANK (HRSG.), World Resources 1996-97, The Urban Environment, New York, Oxford, 1996
- WRIXON, Gerard T., ROONEY, Anne-Marie E., PALZ, Wolfgang, Renewable Energy - 2000, Berlin, Heidelberg, 1993
- WU, Chang-Iun, ZHOU, Huang, Ninth Five-Year Plan and Prospect of New and Renewable Energies in China Towards 2010, S. 313-316, in: OECD/IEA, Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.1996, Paris, 1997
- WU, Shiyu, Developing Coal Preparation Processing, Increasing Coal Utilization Efficiency & Reducing Pollution, S. 77-80, in: OECD/IEA, Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, Peking, 3.-4.12.1996, Paris, 1997
- WU, Zongxin, WEI, Zhihong, Technology Development of Cogeneration and Energy Saving Lighting in China: An Overview, S. 165-171, in: Pachauri, R. K., Bhandari, Preety, Climate Change in Asia and Brazil, The Role of Technology Transfer, Delhi, 1994
- YANKAI, Ma, Aspekte der Kraftwerkstechnik und des Kraftwerksbaus in der Volksrepublik China und der Bundesrepublik Deutschland, Jülich, 1998
- ZAIDI, Sadiq H., Asian Development Bank Assistance to Promote Private Sector Participation in Renewable Energy Development in India, S. 469-477, in: OECD/IEA, Energy Efficiency Improvements in China, Conference Proceedings, 3.-4.12.1996 in Peking; Paris, 1997

ZHA, Keming, Energie-Entwicklungspolitik in China unter besonderer Berücksichtigung der Elektrizitätswirtschaft, S. 1170-1179, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94, Heft 19/1995

ZHONGXIANG, Zhang, Operationalization and Priority of Joint Implementation Projects, S. 280-292, in: Intereconomics, Vol. 32, 1997