

Potenzialanalysen und Bewertung des Umweltnutzens der windtechnischen Stromerzeugung in China und Indien

Von der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- Fachbereich 4 Wirtschafts- und Rechtswissenschaften -
genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

vorgelegt von

Astrid Aretz

geboren am 18. September 1974 in Meschede

Referent: Prof. Dr. rer. pol. W. Pfaffenberger

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. H.-J. Wagner

Tag der Disputation: 18. Dezember 2002

Danksagung

Die Dissertation entstand während meiner Tätigkeit am bremer energie institut im Rahmen der Arbeiten zu dem Verbundprojekt „Drehzahlvariable Generatorsysteme für den Netz- und Inselbetrieb“. Dem Senator für Bildung und Wissenschaft der Freien Hansestadt Bremen, der dieses Projekt gefördert hat, danke ich für die Bereitstellung der finanziellen Mittel.

Für die Möglichkeit, die Arbeit durchzuführen sowie die kontinuierliche Unterstützung während der Arbeit, ausgedrückt in konstruktiven Diskussionen, vielen wertvollen Anregungen und nicht zuletzt durch die Möglichkeit eines mehrmonatigen Aufenthalts in China, gilt Herrn Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger mein ganz besonderer Dank.

Herzlich bedanken möchte ich mich außerdem bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Herrmann-Josef Wagner für die Übernahme des Korreferats und für die hilfreichen und weiterführenden Hinweise sowie das Entgegenkommen und die Zuverlässigkeit beim Abschluss des Verfahrens.

Meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen danke ich für die freundliche Arbeitsatmosphäre und die vielfältige Unterstützung und Hilfestellung.

Zuletzt - dafür aber mit besonderem Nachdruck - bedanke ich mich bei meinen Eltern und meinem Freund Sebastian Briem für ihre motivierende Unterstützung und ihr Verständnis während meiner Arbeit.

1	Einleitung	1
2	Motivation und Zielsetzung	3
3	Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	7
3.1	Politische Rahmenbedingungen	7
3.1.1	China	7
3.1.2	Indien	8
3.2	Der chinesische Elektrizitätsmarkt	11
3.2.1	Administrative Ebenen in China	11
3.2.2	Fünfjahrespläne in China	12
3.2.3	Chinesische Versorgungsstruktur	13
3.3	Der indische Elektrizitätsmarkt	15
3.3.1	Administrative Ebenen in Indien	15
3.3.2	Fünfjahrespläne in Indien	16
3.3.3	Indische Versorgungsstruktur	17
4	Berechnung des technischen Windenergiepotenzials	19
4.1	Methodische Vorgehensweise	19
4.2	Berechnung des technischen Potenzials	20
4.2.1	Referenztechnik	20
4.2.2	Energieertragsbestimmung	22
4.2.3	Ausschluss nicht geeigneter Gebiete	25
4.2.4	Flächenbedarf	29
4.3	Ergebnis	30
5	Berechnung des wirtschaftlichen Windenergiepotenzials	33
5.1	Methodische Vorgehensweise	33
5.2	Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials Chinas	33
5.2.1	Beschreibung der Förderinstrumente	33
5.2.2	Investitionsrechnung	35
5.2.3	Ergebnis	36
5.3	Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials Indiens	38
5.3.1	Beschreibung der Förderinstrumente	39
5.3.2	Investitionsrechnung	41
5.3.3	Ergebnis	42

6 Entwicklung der Windenergienutzung	43
6.1.1 Entwicklung in China	43
6.1.2 Entwicklung in Indien	45
7 Berechnung des Einsparpotenzials an Ressourcen und umweltrelevanten Emissionen.....	47
7.1 Methodische Vorgehensweise.....	49
7.1.1 Zieldefinition und Beschreibung der Randbedingungen	51
7.1.2 Sachbilanz	52
7.1.2.1 Prozesskettenanalyse.....	52
7.1.2.2 Input-Output-Analyse.....	53
7.1.2.3 Hybrid-Ansatz	55
7.1.3 Wirkungsabschätzung	57
7.1.3.1 Kumulierter Energieaufwand	58
7.1.3.2 Treibhauseffekt.....	61
7.1.3.3 Versauerung	62
7.1.4 Auswertung.....	62
7.1.4.1 Bewertung durch Monetarisierung.....	63
7.1.4.2 CML-Methode	64
7.2 Ermittlung der Emissionen der Referenzkraftwerke in China und Indien	65
7.2.1 Festlegung und Ziel des Untersuchungsrahmens	69
7.2.2 Sachbilanz	72
7.2.3 Wirkungsanalyse	73
7.3 Ermittlung der Emissionen aus Windkraftanlagen in China und Indien	74
7.3.1 Festlegung und Ziel des Untersuchungsrahmens	75
7.3.2 Sachbilanz	75
7.3.3 Wirkungsanalyse	79
7.4 Darstellung des Einsparpotenzials in China und Indien	81

8 Vermeidungskosten	83
8.1 Methodische Vorgehensweise.....	84
8.2 Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen.....	86
8.3 Stromgestehungskosten der Referenzkraftwerke.....	90
8.4 Darstellung der Vermeidungskosten in China und Indien.....	92
8.5 Vermeidungskosten anderer Systeme.....	94
8.5.1 Vermeidungskosten anderer Systeme in China	95
8.5.2 Vermeidungskosten anderer Systeme in Indien	97
8.6 Einfluss durch den Handel mit Zertifikaten nach dem Kyoto-Abkommen.....	99
9 Zusammenfassung und Ausblick	105
10 Literaturverzeichnis	109
Anhang I	115
Anhang II	116
Anhang III	117
Anhang IV	119
Anhang V	121
Anhang VI	129

Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen und Abkürzungen

AFBC	Atmospheric Fluidized Bed Combustion
BOT	Build, Operate, Transfer
crore	1 Millionen (ind.)
ED	Electricity Department (ind.)
EEV	Endenergieverbrauch
EW	Einwohner
GEF	Global Environment Facility
GIS	Geographisches Informationssystem
HCl	Salzsäure
HF	Flusssäure
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IN	Indien
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KW	Kraftwerk
lakh	100.000 (ind.)
MNES	Ministry of Non-Conventional Energy Sources
MOEP	Ministry of Electric Power, Ministerium für Elektrische Industrie Chinas
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
PFBC	Pressurized Fluidized Bed Combustion
Re (sing.)	Indische Rupie (ind. Währung), (Wechselkurs: 1 € = 47,85 Rs,
Rs (plur.)	Stand Mai 2002)
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
RMB ¥	Renminbi Yuan (chinesische Währung), 1 ¥ = 10 Jiao = 100 Fen, (Wechselkurs: 1 € = 7,3 RMB, Stand Mai 2002)
SEB	State Electricity Board (ind.)
SEI	Stoffgebundener Energieinhalt
SETC	State Economic and Trade Commission
SPC	State Planning Commission, Staatliche Planungskommission Chinas
ü. G.	über Grund
VR China	Volksrepublik China

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1: Bundes- und Landesgrenzen der Volksrepublik China.....	8
Abbildung 3.2: Bundes- und Landesgrenzen Indiens	9
Abbildung 3.3: Installierte Leistung nach Bundesländern in Indien	16
Abbildung 4.1: Leistungskennlinie der Windkraftanlagen E-40 und E-66	21
Abbildung 4.2: Jahresmittlere Volllaststunden in Indien, berechnet auf Grundlage der Windkraftanlage Enercon E-40	24
Abbildung 4.3: Jahresmittlere Volllaststunden in China, berechnet auf Grundlage der Windkraftanlage Enercon E-66	25
Abbildung 4.4: Bevölkerungsdichte Indiens	27
Abbildung 4.5: Bevölkerungsdichte Chinas	28
Abbildung 4.6: Aufstellvarianten für Windkraftanlagen mit und ohne bevorzugter Windrichtung	30
Abbildung 5.1: Betrachtete Bundesländer Indiens.....	38
Abbildung 6.1: Entwicklung der installierten Leistung in China.....	43
Abbildung 6.2: Aufteilung des chinesischen Herstellermarktes im Jahre 2000	44
Abbildung 6.3: Entwicklung der installierten Leistung in Indien	45
Abbildung 6.4: Anteile des indischen Herstellermarktes im Jahre 2000	46
Abbildung 7.1: Bilanzierungsrahmen eines Energiebereitstellungssystems.....	48
Abbildung 7.2: Bestandteile einer Lebenszyklusanalyse	51
Abbildung 7.3: Schema eines Materialstammbaums.....	53
Abbildung 7.4: Methodik der Lebenszyklusanalyse mit dem Hybrid-Ansatz.....	56
Abbildung 7.5: Anteile der in 1998 verstromten Energieträger in China und Indien	65
Abbildung 7.6: Merit order des chinesischen Kraftwerkparcs	66
Abbildung 7.7: Merit order des indischen Kraftwerkparcs.....	66
Abbildung 7.8: Spezifische CO ₂ -Emissionen von Steinkohlekraftwerken als Funktionen des Wirkungsgrades	67
Abbildung 7.9: Festlegung der Bilanzgrenze für das Referenzkraftwerk	70
Abbildung 7.10: Methodische Vorgehensweise zur Vergleichsrechnung mit Backup- System	71
Abbildung 7.11: Sachbilanzen für die Emissionen der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in China und Indien	73
Abbildung 7.12: Sachbilanz für die Ressourcenentnahme der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in China und Indien	73

Abbildung 7.13: Wirkungspotenziale der Steinkohlekraftwerke in China und Indien	74
Abbildung 7.14: Verbrauch von Primärenergieträgern	74
Abbildung 7.15: Materialflussdiagramm der Windkraftanlage Enercon E-66.....	76
Abbildung 7.16: Materialflussdiagramm der Windkraftanlage Enercon E-40.....	76
Abbildung 7.17: Sachbilanzen für die Strombereitstellung aus Windkraftanlagen in China für drei Standorte mit 2.000, 2.200 und 2.400 Volllaststunden.....	78
Abbildung 7.18: Sachbilanzen für die Strombereitstellung aus Windkraftanlagen in Indien für drei Standorte mit 1.600, 1.800 und 2.000 Volllaststunden	79
Abbildung 7.19: Versauerungs- und Treibhauspotenzial der Stromherstellung aus Windkraftanlagen in China für drei Standorte	79
Abbildung 7.20: Wirkungspotenziale der Stromherstellung aus Windkraftanlagen in Indien für drei Standorte	80
Abbildung 7.21: Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in China durch die Windkraftnutzung	81
Abbildung 7.22: Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in Indien durch die Windkraftnutzung	82
Abbildung 8.1: Stromgestehungskosten der Windstromerzeugung in China nach volkswirtschaftlichem Ansatz in Abhängigkeit von den Volllaststunden und Realzinssätzen von 2 % bis 7 %.....	89
Abbildung 8.2: Stromgestehungskosten der Windstromerzeugung in Indien nach volkswirtschaftlichem Ansatz in Abhängigkeit von den Volllaststunden und Realzinssätzen von 2 % bis 7 %.....	90
Abbildung 8.3: Stromgestehungskosten aus Kohlekraftwerken in China und Indien nach volkswirtschaftlichem Ansatz	91
Abbildung 8.4: CO ₂ -Vermeidungskosten in China berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins	92
Abbildung 8.5: CO ₂ -Vermeidungskosten in China berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins	93
Abbildung 8.6: CO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins	93
Abbildung 8.7: CO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins	94
Abbildung 8.8: CO ₂ -Vermeidungskosten ausgewählter Energieeinsparoptionen in China	96
Abbildung 8.9: CO ₂ -Vermeidungskosten der Windenergienutzung in China nach statischem Berechnungsverfahren	97
Abbildung 8.10: CO ₂ -Vermeidungskosten ausgewählter Energieeinsparoptionen in Indien	98

Abbildung 8.11: CO ₂ -Vermeidungskosten der Windenergienutzung in Indien nach statischem Berechnungsverfahren	99
Abbildung 8.12: Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in China in Abhängigkeit von den Volllaststunden und einem Realzinssatz von 2 % bis 7 % mit 50 % Kapazitätseffekt	103
Abbildung 8.13: Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in Indien in Abhängigkeit von den Volllaststunden und einem Realzinssatz von 2 % bis 7 % mit 50 % Kapazitätseffekt	104

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Installierte Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in China	15
Tabelle 3.2:	Installierte Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Indien	18
Tabelle 4.1:	Datenbasis für die GIS-Anwendung	20
Tabelle 4.2:	Parameter der Referenz-Windenergieanlagen	22
Tabelle 4.3:	Umrechnungsfaktoren für die Extrapolation der Windgeschwindigkeiten.....	24
Tabelle 4.4:	Ausschlusskriterien für das technische Windenergiepotenzial	26
Tabelle 4.5:	Flächennutzungsgrad	29
Tabelle 5.1:	Vergütung der Windenergie nach Bezirken im Vergleich mit den durchschnittlichen Strompreisen.....	34
Tabelle 5.2:	Investitions- und Betriebskosten für Windkraftanlagen in China.....	36
Tabelle 5.3:	Wirtschaftliches Windenergiepotenzial in China	37
Tabelle 5.4:	Förderbedingungen der betrachteten Bundesländer	40
Tabelle 5.5:	Investorprofil in den Staaten Tamil Nadu und Gujarat, 1996	41
Tabelle 5.6:	Investitions- und Betriebskosten für Windkraftanlagen in Indien	42
Tabelle 7.1:	Zusammensetzung und Heizwert der Referenzkohlen in China und Indien	68
Tabelle 7.2:	Allokation bei der Elektrizitätserzeugung aus Kohlekraftwerken	70
Tabelle 8.1:	Kenndaten der Windkraftanlagen	88
Tabelle 8.2:	Kenndaten der Kohle-Referenzkraftwerke.....	91
Tabelle 8.3:	Hierarchie der angestrebten Energieeinsparoptionen zusammengestellt von der indischen Regierung.....	98
Tabelle 8.4:	Überblick über Abschätzungen möglicher Reduktionsvolumina für CDM-Projekte im Jahr 2010	101
Tabelle 8.5:	Überblick über Preise handelbarer Emissionszertifikate.....	102
Tabelle 10.1:	Charakterisierungsfaktoren zur Berechnung des Treibhauspotenzials bezogen auf einen Zeithorizont von 100 Jahren.....	115
Tabelle 10.2:	Charakterisierungsfaktoren zur Berechnung des Versauerungspotenzials.....	116
Tabelle 10.3:	Ausgewählte Sachbilanzen und Wirkungspotenziale für das Steinkohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 39 % in China und Indien	117
Tabelle 10.4:	Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in China durch die Windkraftnutzung	118

Tabelle 10.5:	Ausgewählte Sachbilanzen und Wirkungspotenziale für das Steinkohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 40 % und einer Rauchgasentschwefelungsanlage in China und Indien	119
Tabelle 10.6:	Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in China durch die Windkraftnutzung	120
Tabelle 10.7:	CO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	121
Tabelle 10.8:	CO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	121
Tabelle 10.9:	CO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	122
Tabelle 10.10:	CO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	122
Tabelle 10.11:	Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	123
Tabelle 10.12:	Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	123
Tabelle 10.13:	Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	124
Tabelle 10.14:	Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	124
Tabelle 10.15:	SO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	125
Tabelle 10.16:	SO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	125
Tabelle 10.17:	SO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	126
Tabelle 10.18:	SO ₂ -Vermeidungskosten in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	126

Tabelle 10.19: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	127
Tabelle 10.20: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	127
Tabelle 10.21: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	128
Tabelle 10.22: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	128
Tabelle 10.23: CO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	129
Tabelle 10.24: CO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	129
Tabelle 10.25: CO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	130
Tabelle 10.26: CO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	130
Tabelle 10.27: Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb.....	131
Tabelle 10.28: Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb.....	131
Tabelle 10.29: Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb.....	132
Tabelle 10.30: Vermeidungskosten für CO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb.....	132
Tabelle 10.31: SO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	133
Tabelle 10.32: SO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb	133

Tabelle 10.33: SO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	134
Tabelle 10.34: SO ₂ -Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb	134
Tabelle 10.35: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb.....	135
Tabelle 10.36: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb.....	135
Tabelle 10.37: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb.....	136
Tabelle 10.38: Vermeidungskosten für SO ₂ -Äquivalente in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb.....	136

1 Einleitung

China und Indien sind die bevölkerungsreichsten Staaten der Erde und bereits heute leben mehr als ein Drittel der Weltbevölkerung in diesen Ländern, für die auch zukünftig eine positive Wachstumsrate prognostiziert wird. Der Bevölkerungsanstieg trägt mit anderen Faktoren wie raschem wirtschaftlichen Wachstum und industrieller Expansion, Verstädterung und der Substitution nicht kommerzieller und regenerativer durch kommerzielle und meist fossile Energieträger zu einem stetigen Anstieg des nicht-regenerativen Energieverbrauchs bei. Die Strommärkte in China und Indien sind vor allem durch hohe Defizite bei der Deckung von Lastspitzen und bei der Bewältigung der Stromnachfrage gekennzeichnet. In diesen Staaten wird daher in den kommenden Jahren ein massiver Ausbau der Kraftwerkskapazitäten erwartet. Für China wird der weltweit größte Zuwachs von 5,5 % pro Jahr des Verbrauches elektrischer Energie prognostiziert, Indien folgt mit 3,9 % pro Jahr. [EIA01]

Die Bereitstellung von Energieträgern und elektrischer Energie ist unmittelbar mit Wirkungen auf die Umwelt verbunden. Die dynamisch wachsenden Entwicklungsländer tragen deshalb in erheblichem Maße zur Erhöhung der Kohlendioxid- sowie anderer umweltrelevanter Emissionen bei. Waren die OECD-Länder 1997 für 51 % der weltweiten CO₂-Emissionen, die Entwicklungsländer für 38 % und die Reformländer für 11 % verantwortlich, werden auf die Entwicklungsländer bis 2020 50 %, auf die OECD-Länder 40 % und auf die Reformstaaten 10 % entfallen. China und Indien tragen stark zum Anstieg der durch Entwicklungsländer verursachten Emissionen bei. Allein die projizierten CO₂-Emissionen Chinas steigen um 3,3 Milliarden t/a, während die gesamten OECD-Länder 2,8 Milliarden t/a zusätzlich erzeugen [IEA01].

Vor dem Hintergrund der sich andeutenden globalen Klimaveränderungen kommt deshalb der langfristig angelegten Förderung einer umweltverträglichen Energieversorgung durch die Reduktion und Vermeidung von Treibhaus- und anderen umweltrelevanten Gasen ein erhöhter Stellenwert zu. Obwohl der größte Zubau von Kraftwerkskapazitäten in Indien und China voraussichtlich auf konventionellen Energieträgern basieren wird, werden hier auch für die regenerativen Energien aussichtsreiche Anwendungspotenziale erwartet.

In kaum einem Land der Erde sind die Umweltprobleme so gravierend wie in China. Im Zuge des rapiden Industrialisierungsprozesses der 80er und 90er Jahre hat sich die Situation für das Ökosystem in dramatischer Weise verschärft. Die zunehmende Verschmutzung der Luft in den Industrieregionen wird zu einer wachsenden gesundheitlichen Bedrohung für die Bevölkerung. Zu den zehn am meisten belasteten Städten der Welt gehören mittlerweile sechs chinesische Städte. Die Emissionen von Schwefeldioxid steigen seit den 90er Jahren kontinuierlich an. Hauptemittenten sind die zur Befriedigung des Energiebedarfs der wachsenden Wirtschaft errichteten Kohlekraftwerke. Eine gesetzliche Regelung schreibt die Ausstattung neu erbauter Kraftwerke mit Entschwefelungsanlagen vor, doch bezieht sich dies nicht auf die Modernisierung alter Kraftwerke. Als einen Ausweg sieht die Regierung die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, vor allem der Windenergie, an, die sie in dem aktuellen Fünfjahresplan als Ziel definiert hat.

Aufgrund der sich in Indien abzeichnenden grundsätzlich ähnlichen Problematik strebt auch dieser Staat eine weitere verstärkte Nutzung der Windenergie an. Derzeit steht Indien weltweit auf Rang 5 der installierten Leistung von Windenergieanlagen und ist führend unter den Entwicklungsländern.

2 Motivation und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund der globalen Klimaveränderung sowie der Umweltverschmutzung in den Staaten China und Indien wird in diesen Staaten nach Strategien gesucht, die Beiträge zu einer Lösung der Umweltprobleme leisten sollen. Ein wichtiges Aktionsfeld ist, neben der rationellen Energieumwandlung und der Steigerung der Energieeffizienz, die in China und Indien noch große Potenziale bergen, die Förderung erneuerbarer Energien. In diesem Zusammenhang spielt die Windenergie eine wichtige Rolle, weil beide Länder über große Potenziale verfügen.

Das Ziel der Arbeit ist das Aufzeigen der Möglichkeiten einer Elektrizitätsgewinnung aus Windenergie in China und Indien, die quantitative Bewertung des Umweltnutzens sowie die Ermittlung der mit dieser Technik verbundenen Kosten, mit denen sich die spezifischen Vermeidungskosten für ausgewählte Wirkungskategorien bestimmen lassen.

Zunächst wird das natürliche Energieangebot des Windes bezüglich der räumlichen und zeitlichen Variation analysiert. Zur Abschätzung der technischen Grenzen einer Windkraftnutzung erfolgt eine detaillierte Untersuchung der Flächen, auf denen Windkraftanlagen installiert werden können. Die Flächen werden unter Berücksichtigung geographischer, ordnungspolitischer, demographischer sowie politischer Erschließungsmöglichkeiten untersucht. Die installierbare Leistung sowie deren Energieertrag werden mit Hilfe einer Referenzanlage berechnet.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen wird das wirtschaftliche Potenzial bestimmt. Hierbei werden die Flächen des technischen Potenzials aus betriebswirtschaftlicher Sicht analysiert. Unter Berücksichtigung der gültigen Fördermöglichkeiten werden sie dahingehend bewertet, ob ein ökonomischer Betrieb möglich ist. Dazu werden Referenzberechnungen durchgeführt, mit denen eine Aussage über die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Energieausbeute getroffen werden kann. Das wirtschaftliche Potenzial setzt sich aus den Flächen zusammen, die dieses Kriterium erfüllen.

In der Vergangenheit wurden einige Potenzialuntersuchungen für China und Indien durchgeführt. Flächendeckend für ganz China fertigte das National Meteorological Bureau und das Meteorology Institute für China eine viel zitierte Studie an, in der sie das theoretische Potenzial auf 3,226 TW bezifferten und das ausschöpfbare Potenzial auf 253 GW. [ChEnv02]. Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Windgeschwindigkeiten hatten eine Nabenhöhe von 10 m über Grund. Des weiteren gibt es einige Studien, die einzelne Landstriche sehr detailliert untersucht haben und die auf geographisch hoch aufgelösten Messwerten aufbauen. [Elliott02]

In Indien wurden ebenso von unterschiedlichen Institutionen Potenzialuntersuchungen durchgeführt, die sich hinsichtlich ihrer Ergebnisse stark unterscheiden. Das Ministry of Non-Conventional Energy Sources gab in den 80er Jahren ein technisches Potenzial von 20 GW an. Grundlage für diese Berechnungen waren Windmessungen in 30 m Höhe über Grund. Spätere Analysen führten zu einem Wert von 45 GW bei einer Nabenhöhe von 50 m. [Tata02] Nach Abschätzungen des worldwatch institute verfügt Indien über ein Windenergiepotenzial von 80 GW. [World96]

Die in dieser Arbeit angestrebte flächendeckende Potenzialanalyse für China und Indien soll unter Berücksichtigung der heute verfügbaren Technik angefertigt werden. Das erfordert zum

einen Berechnungen mit Winddaten mit einer höheren Nabenhöhe als bspw. in den Untersuchungen für China zu Grunde gelegt wurden. Des weiteren fließen aber auch die technischen Eigenschaften der heute verfügbaren Windkraftanlagen durch ihre Leistungskennlinie in die Berechnungen ein.

Über die in den genannten Studien angestellten Berechnungen hinaus soll in dieser Arbeit das aus der Sicht eines potenziellen Investors wirtschaftliche Potenzial ermittelt werden, das die derzeit gültigen Förderinstrumente berücksichtigt. Damit ist die Möglichkeit gegeben, Rückschlüsse über die Wirksamkeit der Förderinstrumente zu ziehen.

Der Einsatz erneuerbarer Energien dient den umweltpolitischen Zielen wie der Reduktion des Ausstoßes von Kohlendioxid, anderer treibhaus- und umweltrelevanter Gase und der Schonung nichterneuerbarer Energieressourcen, da sie während des Betriebes nahezu emissionsfrei Energie bereitstellen können. Jedoch verursacht jedes Produkt und jede Dienstleistung, über den gesamten Lebenszyklus betrachtet, Stoff- und Energieumsätze, die, je nach Art und Menge der verbrauchten bzw. emittierten Stoffe, unterschiedliche Umweltbelastungen verursachen. Dies trifft insbesondere auf Energieversorgungssysteme zu. Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien sind hierbei mit eingeschlossen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Nutzen für die Umwelt durch die Elektrizitätserzeugung aus Windkraft quantifiziert, indem die jeweiligen Quellen- und Senkenbelastungen entlang des Lebenszyklus, von der Herstellungs- über die Betriebs- bis hin zu der Entsorgungsphase, durch Energie- und Mengenbilanzen identifiziert und mit einem Referenzszenario, das bei Nichtberücksichtigung globaler Umweltbelange durchgeführt worden wäre, verglichen wird.

Bis heute existiert keine wissenschaftliche Grundlage über die Wirkungsbeziehungen zwischen der Erhöhung der anthropogenen Treibhaus- und anderen umweltrelevanten Gasen und den daraus resultierenden Klima- und Umweltfolgen. Es besteht jedoch Einigkeit darüber, dass die anthropogen verursachten Energie- und Stoffströme mit wesentlichen Auswirkungen für die Umwelt verbunden sein können und diese Auswirkungen bei der Beurteilung einer nachhaltigen Entwicklung berücksichtigt werden müssen. Die Ergebnisse der Analyse eines ganzen Lebenszyklus stellen somit eine Entscheidungshilfe für die zukünftige Stromversorgung dar.

In den Industrieländern sind Lebenszyklusanalysen von Stromerzeugungssystemen Gegenstand verschiedener Forschungsarbeiten. So wurde in Deutschland das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderte Projekt „Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken“ initiiert, um zukünftige Techniken hinsichtlich der mit ihnen verbundenen Stoffströme, den Lebenszyklusinventaren, zu untersuchen. Ähnliche Bestrebungen finden auch auf EU-Ebene mit dem Projekt „Environmental And eCological Life Cycle Inventories For Present And Future Power Systems In Europe (ECLIPSE)“ statt.

Lebenszyklusanalysen werden vor einem spezifischen zeitlichen, geographischen und technologischen Hintergrund durchgeführt. Untersuchungen für China und Indien liegen grundsätzlich andere Bedingungen als in Industrieländern zu Grunde, wie z. B. Techniken und Brennstoffe. Da die Bundesregierungen beider Länder mittelfristig eine heimische Produktion von Windkraftanlagen anstreben, ist die Analyse von inländisch produzierten Anlagen von

besonderem Interesse. Durch diese Annahme wird auch der zeitliche Rahmen festgelegt, der in dieser Arbeit die Zeitspanne von 2005 bis 2025 umfasst.

Unter Umweltnutzen wird in dieser Arbeit die Einsparung an nicht regenerativen Ressourcen sowie klimarelevanter und versauernd wirkender Gase durch die Windkraftnutzung verstanden. Neben dem Treibhausgas Kohlendioxid sind für diese Länder auch Schadstoffe wie Schwefeldioxid und Stickoxide von besonderer Bedeutung, weil sich Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen bislang noch nicht als Standard durchgesetzt haben.

Nach der Bewertung des Umweltnutzens kann anknüpfend eine Aussage über die Kosten der vermiedenen Emissionen getroffen werden. Als Referenzfall zur Berechnung dient gleichermaßen die konventionelle Stromerzeugung. In diesem Zusammenhang wird auch die Möglichkeit des Handels mit Emissionszertifikaten im Sinne des Kyoto-Abkommens untersucht und abgeschätzt, wie die Windenergie in den Clean Development Mechanism eingebunden werden könnte.

3 Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

China und Indien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer politischen Systeme aber auch der in dieser Arbeit im Mittelpunkt stehenden energiewirtschaftlichen Sektoren grundsätzlich von Deutschland und anderen Industriestaaten. Eine Auseinandersetzung mit energiewirtschaftlichen Fragestellungen muss immer vor dem Hintergrund der dortigen Strukturen stattfinden. Aus diesem Grund ist eine kurze Beschreibung der politischen sowie energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in diesen Ländern der Arbeit vorangestellt.

3.1 Politische Rahmenbedingungen

3.1.1 China

Die Volksrepublik China liegt in Ostasien und ist (nach Russland und Kanada) das drittgrößte Land der Erde. Gemessen an seiner Bevölkerung von 1.281 Millionen Menschen Mitte 2002 nimmt es Platz Eins in der Welt ein. Die Wachstumsrate wurde durch politische Maßnahmen gesenkt und wird nunmehr mit 0,7 %/a prognostiziert.

Gemäß der Verfassung von 1982 ist die Regierungsform Chinas eine sozialistische Diktatur des Proletariats, angeführt von der kommunistischen Partei auf der Basis einer Einheitsfront, zu der auch andere demokratische Parteien gehören. In der Praxis bestimmt die kommunistische Partei jedoch ausschließlich das nationale politische Geschehen. Die Kommunistische Partei Chinas zählt mehr als 52 Millionen Mitglieder (dies sind 4,5 % der Gesamtbevölkerung) und ist die größte kommunistische Partei der Welt. [Enc98]

Die lokale Regierungsstruktur in China ist auf drei Ebenen organisiert: Provinzen, Bezirke und Städte bzw. Dörfer. Die erste Ebene untersteht direkt der Zentralregierung. Sie besteht aus 23 Provinzen, fünf Autonomen Regionen und den drei direkt regierten Städten Peking, Shanghai und Tianjin. Auf der zweiten Ebene sind die Präfekturen, Bezirke und Gemeinden angesiedelt und auf der dritten Ebene Gemeinden, Städte und Dörfer. Auf jeder dieser Ebenen sind auch spezielle autonome Verwaltungseinheiten eingerichtet, sofern das betreffende Gebiet überwiegend von nichtchinesischen Minderheiten bewohnt ist. Die Bundes- und Landesgrenzen der VR China sind in Abbildung 3.1 dargestellt.

Die Volksrepublik China grenzt im Norden an die Mongolei und Russland, im Nordosten an Russland und Nordkorea, im Osten an das Gelbe Meer und das Ostchinesische Meer, im Süden an das Südchinesische Meer, Vietnam, Laos, Myanmar, Indien, Bhutan und Nepal, im Westen an Pakistan, Afghanistan und Tadschikistan und im Nordwesten an Kirgistan und Kasachstan. Zu China gehören mehr als 3.400 Inseln vor der Küste. Die Gesamtfläche von China beträgt 9.571.300 km², Nationalchina, offiziell unter dem Namen Republik China bekannt (Taiwan), ist dabei nicht mitgerechnet. Die Hauptstadt von China ist Peking (12,6 Mill.), die größte Stadt des Landes ist jedoch Shanghai (14,5 Mill.). [Enc98]

Nach den Kriterien der Internationalen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung / Weltbank gehört China mit einem Pro-Kopf-Einkommen von 780 US\$/Jahr im Jahr 1999 zu den Ländern mit niedrigem Einkommen. Es existieren starke Einkommensgefälle zwischen verschiedenen Provinzen, aber auch zwischen verschiedenen Wirtschaftszweigen und Bevölkerungsgruppen, von denen nur einige am wirtschaftlichen Fortschritt teilhaben. Über 90 % der Industrie- und Agrarproduktion des Landes findet im Osten Chinas statt.

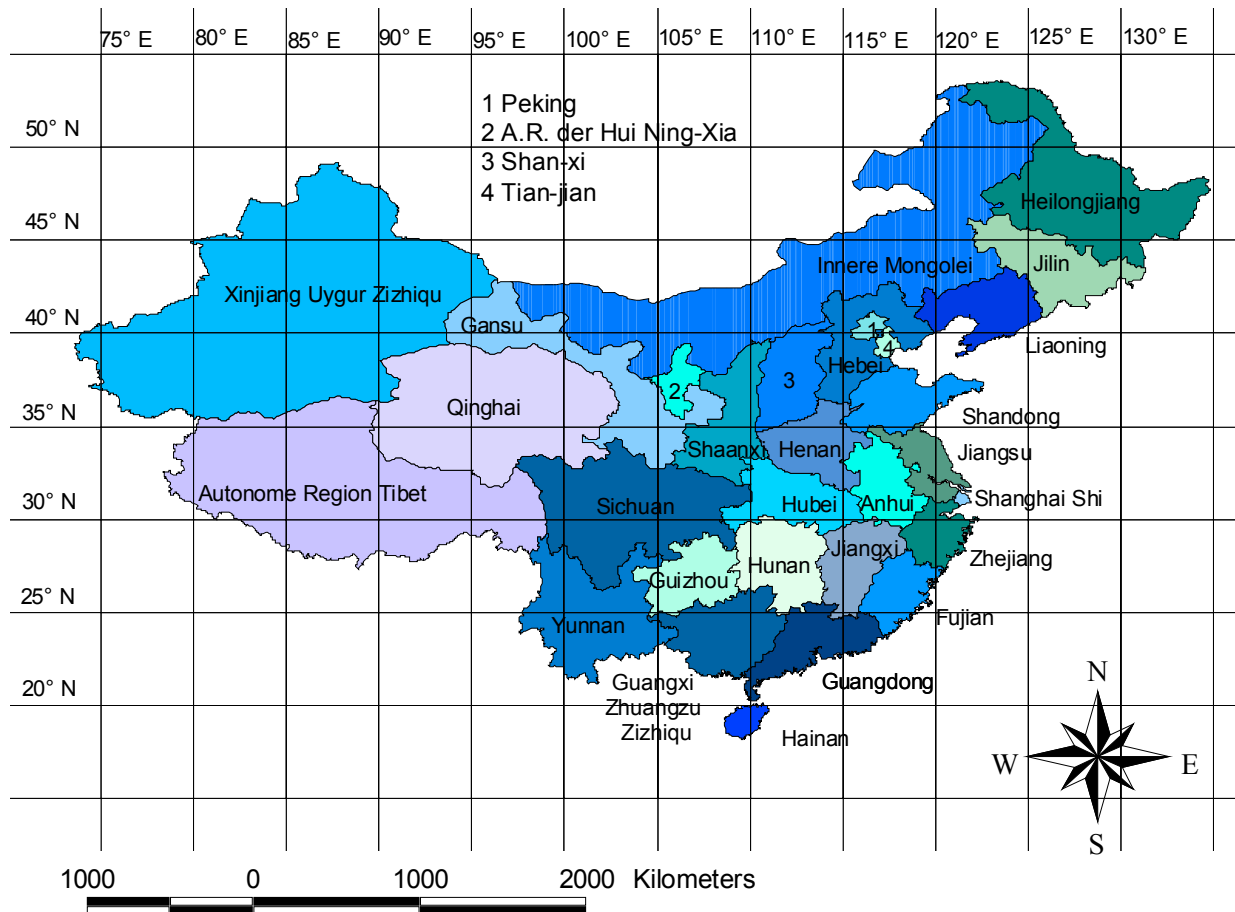


Abbildung 3.1: Bundes- und Landesgrenzen der Volksrepublik China

3.1.2 Indien

Gemäß der 1949 angenommenen Verfassung handelt es sich bei Indien um eine souveräne, demokratische Republik innerhalb des Commonwealth. Das Land weist eine bundesstaatliche Struktur auf, die Unionsterritorien werden zentral verwaltet. Gegenwärtig gibt es 25 Bundesstaaten und sieben Unionsterritorien. Abbildung 3.2 zeigt die Bundes- und Landesgrenzen Indiens.

Geographisch umfasst das Land die gesamte indische Halbinsel sowie Teile des asiatischen Festlandes. Der Staat grenzt im Norden an Afghanistan, Tibet, Nepal und Bhutan, im Süden an die Palkstraße und den Golf von Mannar, der das Land von Sri Lanka und dem Indischen Ozean trennt, im Westen an das Arabische Meer und Pakistan und im Osten an Myanmar (Birma), den Golf von Bengalen und Bangladesh, das den Nordosten Indiens fast völlig vom Rest des Landes abtrennt. Zusammen mit Jammu und Kashmir verfügt Indien über eine Fläche von 3.287.263 km² und ist damit das siebtgrößte Land der Erde. Die Hauptstadt ist Neu-Delhi. [Enc98] Noch nicht endgültig geklärt ist der politische Status von Teilen des Bundeslandes Jammu und Kashmir im Norden Indiens, sowie von China besetzte Landstriche.

Mit einer Gesamtbevölkerungszahl von 1.049 Millionen Menschen Mitte 2002 steht Indien hinter China auf Platz 2 der bevölkerungsreichsten Länder der Erde. Für die Zukunft wird weiterhin eine Wachstumsrate von 1,7 % prognostiziert.

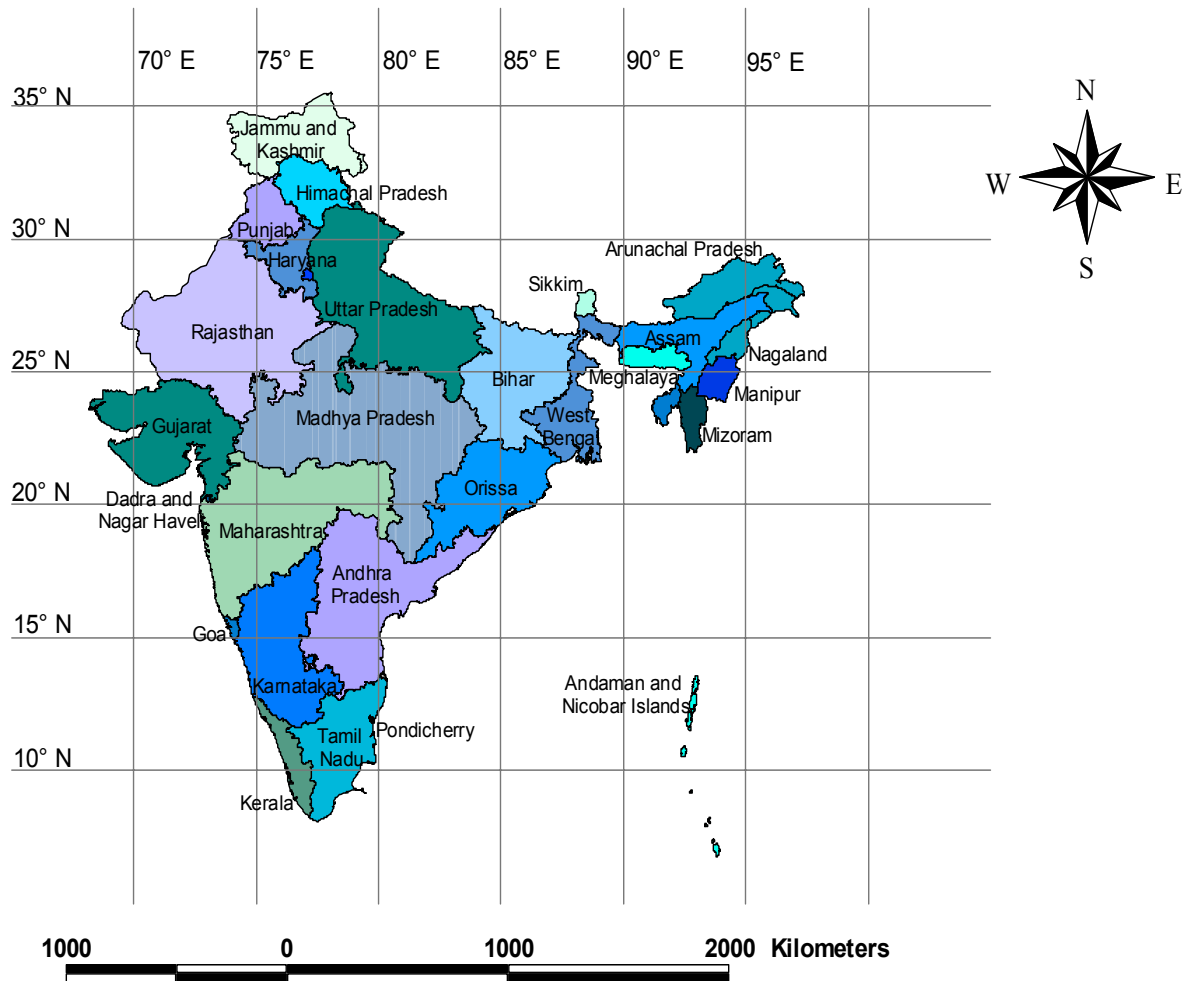


Abbildung 3.2: Bundes- und Landesgrenzen Indiens¹

Mit einem Pro-Kopf-Einkommen von 440 US\$/Jahr im Jahr 1999 gehört Indien nach den Kriterien der Internationalen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung / Weltbank zu den Ländern mit niedrigem Einkommen. Im Zeitraum von 1980 bis 1990 lebten 40 % der gesamten Bevölkerung in absoluter Armut, das entsprach 30 % der städtischen und 42 % der ländlichen Bevölkerung. [Pieck99]

Mehr als zwei Drittel der indischen Bevölkerung leben vom Landbau. Die Landwirtschaft trägt etwa 35 % zum Bruttosozialprodukt bei. Die meisten Höfe sind sehr klein, im Landesdurchschnitt beträgt die Größe 2,6 Hektar. Ein Drittel der Höfe gilt als zu klein, um eine Familie zu ernähren. [Enc98] Während einige Bundesstaaten, wie z. B. Gujarat und Maharashtra, vergleichsweise wohlhabend sind und sich wirtschaftlich entwickeln, gibt es auch Gebiete im Osten und Nordosten des Landes, die kaum an der wirtschaftlichen Entwicklung des Landes teilhaben. Im Zeitraum von 1990 bis 1998 wurde ein jährliches Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 4,3 % erreicht. [Destatis02a]

¹ Der von Pakistan besetzte Teil Jammu und Kashmirs ist in Abbildung 3.2 nicht abgebildet.

3.2 Der chinesische Elektrizitätsmarkt

3.2.1 Administrative Ebenen in China

Bislang war die chinesische Energiewirtschaft ausgesprochen zentralistisch organisiert. Entscheidungsbefugnisse und Genehmigungsverfahren lagen grundsätzlich bei zentralen bzw. Institutionen auf Provinzebene, die als verlängerter Arm der Zentralbehörden fungierten. Seit 1998 werden in China beschleunigt ordnungspolitische Reformen durchgeführt. Die Grundtendenz ist, wesentliche Entscheidungskompetenzen, die bislang zentralen Instanzen vorbehalten waren, auf die Ebene der Provinzverwaltungen zu delegieren und vor allem, unternehmerische und administrative Belange zu trennen. Von Bedeutung und von entsprechendem Interesse für ausländische Investoren sowie Lieferanten von Anlagen und Ausrüstung sind die Strukturen auf der Provinzebene.

Bis zum Jahr 1998 gab es eine große Zahl von Behörden und anderen Institutionen, die für die Energiewirtschaft von Bedeutung waren, allen voran die Staatliche Planungskommission (SPC) und das Ministry of Electric Power (MOEP).

Die SPC war bislang die bedeutendste Behörde bei der Festlegung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklungsplanung und grundsätzlich zuständig für die Analyse des Wirtschaftsgeschehens. Die SPC legte die Rahmendaten und globalwirtschaftlichen Parameter für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung fest und überwachte die Einhaltung der wirtschaftlichen Entwicklungsdaten. Sie war ferner unterhalb des Staatsrates die oberste Behörde für die Genehmigung von Projekten und war somit für auslandsfinanzierte Projekte die bedeutendste Instanz. Die Planungskommission wurde 1998 in die State Development Planning Commission unbenannt und soll künftig vorwiegend makroökonomische, langfristig ausgerichtete Planungsfunktionen ausüben.

Das MOEP war bis 1998 zuständig für die Detailplanung beim Ausbau der Elektrizitätswirtschaft und die Überwachung der Planrealisierung. Es formulierte die Energiepolitik, Umsetzungsstrategien sowie rechtliche Regelungen für die Elektrizitätswirtschaft. Beim Prozedere von Projekten, sei es bei Genehmigung von Tarifveränderungen oder Auslandsinvestitionen, die die Billigung von zentralen Behörden erforderten, war das MOEP für Genehmigungen zuständig, bevor die Unterlagen zur Zustimmung an die SPC weitergeleitet wurden.

1998 wurde das MOEP aufgelöst bzw. in die State Power Corporation als kommerzielles Unternehmen überführt. Dabei wurden Umstrukturierungen in der Art vorgenommen, dass einzelne Verwaltungsabteilungen in andere Ministerien und Kommissionen integriert wurden. Mit der Auflösung des MOEP bzw. dessen Umwandlung wurde die erste Phase eines Vier-Stufen-Plans für die Umstrukturierung des Energiesektors formal abgeschlossen.

An Bedeutung gewonnen hat die bislang im Bereich Energie im wesentlichen für die Planung und Überwachung der Modernisierung bestehender Kraftwerke zuständige State Economic and Trade Commission (SETC). Mit der Neustrukturierung hat die SETC erheblich an Relevanz insbesondere im Zusammenhang mit auslandsfinanzierten Projekten zugenommen. Auch die administrativen / hoheitlichen Befugnisse des aufgelösten MOEP wurden der SETC zugeordnet. [Wiese99]

Im zweiten Schritt (ab 1998) des Vier-Stufen-Plans wurden gleichgerichtete Umwandlungen auf Provinzebene eingeleitet. Diese beinhalten die Entflechtung von staatlichen Aufgaben

und unternehmerischen Belangen. Die Energieunternehmen auf Provinzebene, bislang die Provincial Power Bureaux, wurden und werden noch in Corporations umgewandelt. Zu den weiteren wesentlichen Änderungen gehört der Abbau der Zahl der Minister und deren Ministerien, die Integration von unternehmerisch erfahrenen Führungskräften sowie die Trennung der administrativen und operativen Ebene.

Im dritten Schritt (ab 2000-2010) wird die Trennung zwischen Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung durchgeführt werden, mit dem Ziel der Errichtung eines kompetitiven Strommarktes. Im vierten und letzten Schritt wird auch die Kommerzialisierung der Stromverteilung durch den Aufbau eines Stromverteilungsmarktes in China anvisiert. [Wiese00]

Seit Mitte der 90er Jahre erlaubt die chinesische Regierung direkte Investitionen ausländischen Kapitals bei der Stromerzeugung. Doch die subventionsorientierte Preisbildung erlaubt nur bedingt ein ausländisches Engagement. Die regulierten durchschnittlichen Verbraucherpreise für Elektrizität schwanken regional sehr stark, ein deutliches Ost-West-Gefälle ist dabei zu verzeichnen. Die Tarife werden nach Abnehmergruppen differenziert, wobei die Gewerbekunden am oberen Ende, die Industrie und die Haushalte im Mittelfeld, die Tarife zur Bewässerung und in Armutsgebieten am unteren Ende der Preisskala liegen. [Terna02]

3.2.2 Fünfjahrespläne in China

Der Fünfjahresplan ist ein zentrales staatliches Lenkungsinstrument der Planwirtschaft in kommunistischen Ländern. In dem Plan werden alle wesentlichen wirtschaftlichen Daten nach den Direktiven der politischen Führung auf fünf Jahre fortgeschrieben und die dafür notwendig erscheinenden Maßnahmen auf allen Ebenen der Volkswirtschaft dekretiert.

Der derzeit aktuelle Plan ist der X. Fünfjahresplan, der von 2001 bis 2005 Gültigkeit hat. Das übergeordnete Ziel darin ist die Verdopplung des Bruttoinlandsproduktes bis 2010. Die angestrebte Wirtschaftsentwicklung wird zugleich eine Zunahme der Energienachfrage bedeuten. Zur deren Befriedigung sollen neben der konventionellen Stromerzeugung auch die erneuerbaren Energien ihren Beitrag leisten.

Landesweit ist die Erweiterung der bestehenden Kraftwerkskapazitäten bis 2005 von 319,3 GW im Jahr 2000 auf 390 GW geplant. Daraus ergibt sich ein Zubauvolumen von theoretisch 70,3 GW. Der Hauptanteil entfällt auf thermische Kraftwerke mit prognostizierten 48,5 GW. Der Ausbau der Wasserkraft soll 15,7 GW betragen. Außer dem Drei-Schluchten-Kraftwerk am Yangtze, das nach seiner Fertigstellung im Jahr 2009 allein über eine Leistung von 18,2 GW verfügen soll, sind fünf weitere Flussläufe zur Nutzung für Kraftwerke mit insgesamt 50 GW vorgesehen. Der restliche Zubau soll durch erneuerbare Energien sowie Gas- und Kernkraftwerke realisiert werden.

Was die Ziele des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energien betrifft, so hat die Regierung bis 2005 die Vorhaben

- 1,5 GW Windkraftleistung,
- 80 MW PV-Anlagen zu installieren, sowie 60 km² mit Kollektoren für die thermische Sonnenenergienutzung zu bestücken,
- 80 MW Biogasanlagen zu installieren,
- 1 Mtoe Energie für die Strom- und Wärmeversorgung aus geothermischen Anlagen zu gewinnen.

Die Forschung und Entwicklung der Windenergietechnik möchte die Regierung in diesem Zeitraum soweit vorantreiben, dass Erfahrungen für die kommerzielle Herstellung von 600 kW-Anlagen vorliegen und Anlagen der Megawatt-Klasse konzipiert sind. [Shi01]

Neben dem Neubau von Kraftwerken sind für existierende Kraftwerke mit Kapazitäten zwischen 200 und 300 MW umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen vorgesehen. Diese dürften vermutlich die über den selben Zeitraum angestrebte Stilllegung vor allem ineffizienter, kleiner thermischer Anlagen im Umfang von 25 GW kompensieren. Langfristig sollen bis 2015 sogar alle Anlagen mit Leistungen bis zu 100 MW vom Netz genommen werden.

3.2.3 Chinesische Versorgungsstruktur

Seit Beginn der sozialistischen Entwicklungsphase Anfang der 50er Jahre hatte der Energiesektor eine hohe Priorität beim Aufbau der Wirtschaft. Mit über 25 % aller kumulierten staatlichen Investitionsmittel ist zwischen den 50er bis Anfang der 80er Jahre ein, auch im Vergleich zu anderen Ländern, überproportional hoher Anteil gesamtwirtschaftlicher Investitionen in den Ausbau des Energiesektors geflossen.

Seit Mitte der 80er bis Mitte der 90er Jahre verzeichnete Chinas Energiesektor ein außerordentlich hohes Wachstum. Die jährlichen Zuwachsraten beim Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten erreichten im Jahresdurchschnitt ca. 12 %, ohne dass die rapide wachsende Stromnachfrage gedeckt werden konnte. Bis 1994 waren trotz der hohen Zubauraten regional Stromdeckungslücken von 15 % bis 20 % zu verzeichnen. Dabei sind heute in China noch fast 100 Millionen Menschen ohne Stromanschluss.

Ein drastischer Wachstumseinbruch erfolgte 1996/97, ausgelöst von der wirtschaftlichen Krise, die von Südostasien ausging. Die Wachstumsraten des Bruttosozialproduktes gingen nahezu auf Null zurück, bedingt unter anderem durch den Rückgang der Exporte und Exportgüterpreise, reduzierte Auslandsinvestitionen und dem Rückgang des Warenaustausches mit Südostasien. Die Stromnachfrage stagnierte. Mit der Fertigstellung zahlreicher Groß-Kraftwerke, von denen zahlreiche durch Auslandsinvestitionen finanziert wurden, begannen sich ab 1997/98 regionale Überkapazitäten abzuzeichnen.

Die chinesische Regierung reagierte prompt, indem sie ein Genehmigungsstopp für den Neubau von thermischen Kraftwerke für den Zeitraum von vier Jahren erließ. Nachdem bis Mitte 1996 BOT-Projekte noch als Lösung des Versorgungsengpasses angesehen worden waren, wurden seither keine neuen Projekte dieser Art mehr genehmigt. [Wiese00]

Die Überkapazitäten sind mittlerweile, bedingt durch die anhaltende wirtschaftliche Erholung, die Stilllegung vorhandener, veralteter Kraftwerke und die steigende Nachfrage privater

Haushalte auf Grund eines erhöhten Lebensstandards, erschöpft. Grund ist aber auch die durch einen Netzausbau ermöglichte Nachfrage neuer Kunden.

Bezogen auf das Bruttosozialprodukt ist die Primärenergie noch immer vergleichsweise ineffizient eingesetzt. Die Situation hat sich jedoch in den letzten 25 Jahren, bedingt durch einen Strukturwandel in der chinesischen Wirtschaft (relativer Rückgang der energieintensiven Schwerindustrie und des Agrarsektors) als auch auf Verbesserungen der spezifischen Energieintensitäten der Produktion, deutlich verbessert.

Die Versorgungsstruktur basiert zu einem sehr großen Anteil auf der Kohleverbrennung. Ein Grund dafür sind die geringen ausgewiesenen Öl- und Gasvorkommen. Selbst die einst mit Öl befeuerten Kraftwerke wurden in den 80er Jahren auf Kohle umgestellt, da die Ölvorkommen nicht so rasch erschlossen werden konnten, wie zunächst angenommen wurde.

Die Wasserkraftpotenziale werden bislang nur zu einem Zehntel ausgeschöpft. Das liegt im wesentlichen an den vergleichsweise langen Vorlauf- und Errichtungszeiten sowie den hohen Investitionskosten. Aber ebenfalls das ungleiche Vorkommen der Wasserkraftreserven hemmt die Nutzung. Ungefähr 82 % der Energieressource befindet sich im Westen des Landes, aber 50,6 % der Elektrizität wird im Osten verbraucht. [Ye01] Die Erschließung der Wasserkraftressource erfordert zudem die Übertragung der elektrischen Energie über große Distanzen.

Auch die Entwicklung der Kernenergie und neuer Energietechniken wird noch lange dauern. Zudem war der chinesische Energiesektor bis Ende der 80er Jahre von den internationalen Energiemärkten abgeschottet. Erst seit der Öffnungspolitik und den Wirtschaftsreformen wird versucht, eine Diversifizierung des Energiemixes herbeizuführen, vor allem, um die Luftqualität in den Städten zu verbessern.

Die VR China verfügt nur über sehr begrenzte Erdgasressourcen und der Einsatz ist auch in anderen Bereichen von Interesse, z. B. im Haushalt, so dass ein großflächiger Einsatz von GuD-Anlagen auf Basis von Erdgas unrealistisch ist. Die erneuerbaren Energien haben, abgesehen von der Wasserkraft, derzeit einen Anteil von 0,1 % an der gesamten installierten Leistung. Über die Zusammensetzung des Kraftwerkparks sowie die Stromerzeugung gibt Tabelle 3.1 Auskunft. [Haug02]

Tabelle 3.1: Installierte Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in China

	Installierte Kraftwerkskapazitäten [GW]				Erzeugte Elektrizität [TWh]			
	Gesamt	Thermisch	Hydro	Nuklear	Gesamt	Thermisch	Hydro	Nuklear
1985	87,0	60,6	26,4	-	410,7	318,3	92,4	-
1986	93,8	66,2	27,5	-	449,6	355,1	94,4	-
1987	102,8	72,6	30,1	-	497,3	396,8	100,5	-
1988	115,4	82,7	32,6	-	545,1	436,0	109,0	-
1989	126,6	92,4	34,1	-	584,7	466,5	118,1	-
1990	137,9	101,8	36,0	-	621,3	495,0	126,4	-
1991	151,5	113,5	37,8	-	677,5	552,6	124,8	-
1992	166,5	125,8	40,6	-	754,2	622,7	131,5	-
1993	182,9	138,3	44,5	-	836,4	685,7	150,7	-
1994	199,9	148,7	49,0	2,1	927,9	747,0	166,8	14,1
1995	217,2	162,9	52,1	2,1	1.006,9	807,3	186,8	12,8
1996	236,5	178,8	55,5	2,1	1.079,4	878,1	186,9	14,3
1997	254,2	192,4	59,7	2,1	1.135,0	924,9	194,6	14,4
1998	277,2	210,1	65,0	2,1	1.157,7	938,8	204,3	14,1
1999	298,7	223,4	72,9	2,1	1.233,1	1.004,7	212,9	14,8
2000	319,3	237,5	79,3	2,1	1.368,5	1.107,9	243,1	16,7

3.3 Der indische Elektrizitätsmarkt

3.3.1 Administrative Ebenen in Indien

Die Hauptverantwortung für den Stromsektor trägt auf nationaler Ebene das Elektrizitätsministerium (Ministry of Power). Diesem arbeitet in technischen und wirtschaftlichen Fragen die Zentrale Strombehörde (Central Electricity Authority) zu. Die staatliche Stromerzeugung und -verteilung liegt hauptsächlich in der Verantwortung von 18 bundesstaatlichen State Electricity Boards (SEB) sowie 13 bundesstaatlichen Electricity Departments (ED), einem kommunalen Versorgungsunternehmen sowie 57 Verteilungskonzessionären, von denen fünf auch stromerzeugende Anlagen betreiben. Neben diesem staatlichen Bereich verfügen einige private Stromversorger über Konzessionen in abgegrenzten Versorgungsgebieten.

Seit 1991 ist der indische Strommarkt für private in- und ausländische Investoren geöffnet, um die Investitionen ausländischen Kapitals in den Energiesektor zu forcieren, da weder die SEBs noch die Bundesregierung über ausreichend finanzielle Mittel verfügen. Für unabhängige Stromerzeuger wurden Importzölle und Steuern gesenkt und gesicherte Renditen angeboten. Trotzdem sind ohne sonstige umfangreiche Reformen und auf Grund zahlreicher genehmigungsrechtlicher Hürden die bisherigen Privatisierungsbemühungen erfolglos geblieben.

Für Angelegenheiten der regenerativen Energien wurde bereits 1982 im damaligen Energieministerium eine Abteilung für nicht-konventionelle Energiequellen gebildet. Diese Abteilung wurde 1992 in das eigenständige Ministry of Non-Conventional Energy Sources (MNES) umgewandelt. Zur finanziellen Abwicklung der verschiedenen Forschungs- und Anwendungsförderprogramme wurde 1987 die eigenständige Behörde IREDA auf nationaler Ebene gegründet.

Auf bundesstaatlicher Ebene arbeiten sogenannte State Nodal Agencies vor allem in der Auswahl, Förderung und Informationsverbreitung erneuerbarer Energieprojekte. Als besonders erfolgreich hat sich dabei die Nutzung der Windenergie erwiesen, die Mitte des Jahres 2002 1.620 MW betrug. Die Abbildung 3.3 gibt Auskunft über die installierte Leistung nach Bundesländern. [India02]

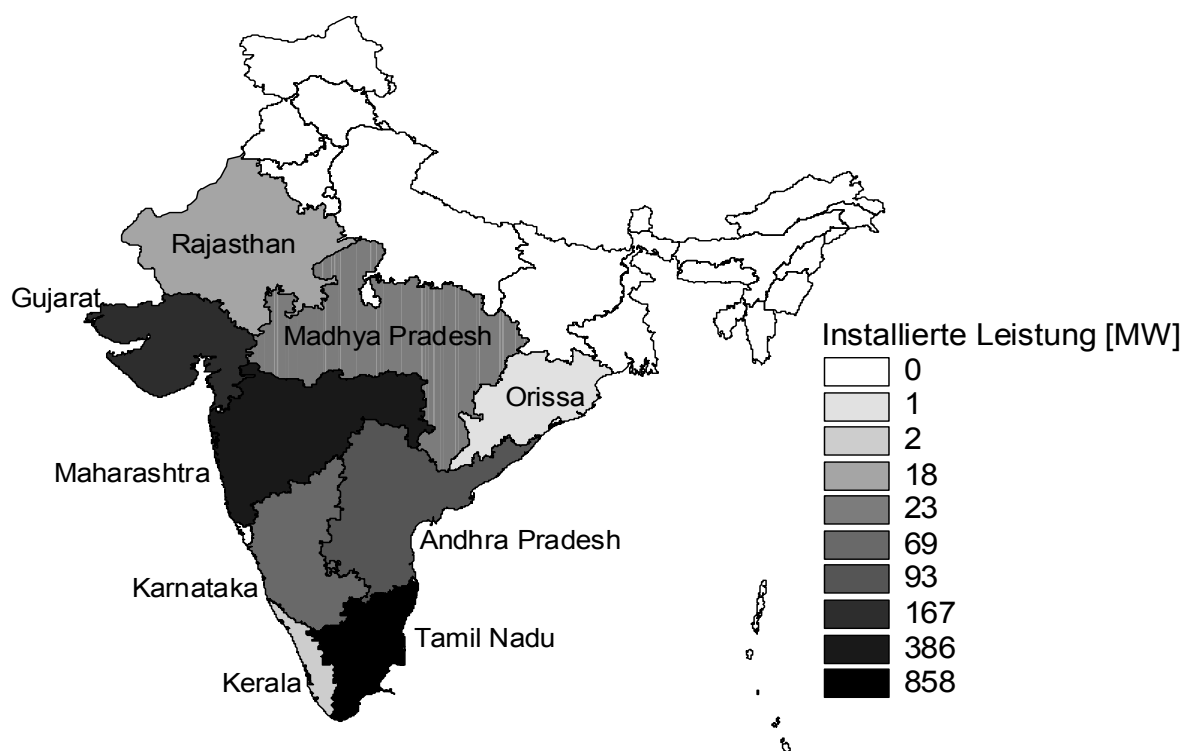


Abbildung 3.3: Installierte Leistung nach Bundesländern in Indien

3.3.2 Fünfjahrespläne in Indien

Auch in Indien wurde, um die Industrialisierung zu planen, im Jahre 1950 eine Planungskommission eingerichtet, die seitdem die wirtschaftspolitischen Vorhaben und Ziele der Regierung in Fünfjahresplänen festgelegt. Der derzeit aktuelle IX. Plan betrifft die Jahre 1997 bis 2002. Ziele der Planung sind Wirtschaftswachstum, soziale Gerechtigkeit und Unabhängigkeit. Hiervon sind auch Infrastrukturprojekte für die Energieversorgung und den Transportsektor betroffen.

Während des IX. Fünfjahresplans soll die installierte Leistung um rund 40.245 MW steigen, um insbesondere die Defizite bei der nachgefragten Strommenge deutlich zu senken. In den ersten drei Jahren des Plans wurden allerdings lediglich 12.179 MW Zuwachs erreicht, so dass die Zahl für den gesamten Zeitraum auf inzwischen 28.100 MW korrigiert wurde. Es

werden daher zusätzlich Anstrengungen bei der Leistungssteigerung bestehender Kraftwerke, bei der Reduzierung der hohen Übertragungsverluste und auf der Abnehmerseite erforderlich sein, um die Versorgungssicherheit zu verbessern. [Terna02]

Bezüglich der erneuerbaren Energien hat sich die Regierung das Ziel gesetzt, die Kapazität um weitere 2.900 MW auszubauen. Während des VIII. Fünfjahresplans (1992-1997) bestanden ehrgeizige Ziele, 2.000 MW installierte Leistung aus erneuerbaren Energien zu errichten. Dieses Ziel konnte jedoch wegen planerischer und finanzieller Mittel nicht im vorgesehenen Zeitraum erreicht werden. Im Jahr 2000 waren erst 1.800 MW Leistung auf Basis erneuerbarer Energien installiert. Trotzdem wurden auch für den derzeit gültigen Wirtschaftsplan mit 2.900 MW hochgesteckte Ziele gesetzt. Davon sollten 2.000 MW durch Windkraftanlagen realisiert werden. Mittlerweile wurde der Zuwachs für die Windenergie von der Bundesregierung auf 1.000 MW halbiert. [Terna02]

3.3.3 Indische Versorgungsstruktur

Der Elektrizitätssektor ist gekennzeichnet durch Engpässe in der Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung, die durch Stromausfälle und große Frequenzabweichungen deutlich werden. Die Nachfrage übersteigt das Angebot bei weitem, so dass die zuverlässige Versorgung nicht gewährleistet werden kann. Die durchschnittliche Versorgungslücke wird auf 12 % geschätzt, in Spitzenlastzeiten sogar auf 18 %. [SAM99]

Die SEBs, die über die Kontrolle von 55 % der Erzeugungskapazitäten und 90 % der Verteilungsnetze verfügen, haben nicht die Möglichkeiten, eine Verbesserung der kritischen Situation herbeizuführen, weil ihre wirtschaftliche Lage äußerst angespannt ist. Eine wesentliche Ursache für die Misere ist die Verpflichtung gegenüber bestimmten Kundengruppen (z. B. Landwirten), elektrische Energie zu stark subventionierten Tarifen zu verkaufen, die teilweise unter der Kostendeckung liegen. Um dem entgegenzuwirken, hat der indische Präsident 1998 eine Verordnung zur Einrichtung von zentralen und bundesstaatlichen Stromregulierungskommissionen verkündet. Festlegungen, mit denen alle Tarife auf mindestens 50 % der Versorgungskosten angehoben werden sollten, wurden allerdings kurze Zeit später vom indischen Parlament wieder gestrichen. An die Landwirte wird elektrische Energie zum Teil kostenlos abgegeben. [Terna02]

Ein weiterer Grund für die missliche Lage der SEBs sind die hohen Verluste des indischen Netzes von bis zu 21 %, von denen schätzungsweise 40 % auf Diebstahl zurückzuführen sind. Bisher wurden die Verluste der SEBs von der Zentralregierung aufgefangen, doch auch deren finanzielle Situation kann nicht als gesichert angesehen werden.

Ein Ausweg ist momentan nicht in Sicht. Weder können die SEBs den dringend notwendigen Ausbau der Kraftwerkskapazitäten selber leisten, noch können sie Privatinvestoren die nötige Sicherheit geben, damit diese in Stromerzeugungseinheiten, den so genannten Independent Power Producers, investieren. Als Ausweg wird nur die Erhöhung der Stromkosten und die Senkung der Netzverluste angesehen.

Einer Erhöhung der Stromkosten steht jedoch eine starke Lobby gegenüber, der sich bislang nur die SEB des Bundeslandes Orissa widersetzen konnte. In Orissa sind die Erträge der Bauern nicht von den Bewässerungspumpen abhängig, wie es in anderen Bundesländern der Fall ist. [SAM99]

Die Versorgung mit elektrischer Energie basiert auch in Indien zu einem sehr großen Anteil auf der Kohle. Die Stromgewinnung mit diesem heimischen Energieträger kann sehr günstig realisiert werden, da der Abbau im Tagebau stattfinden kann. Über die Zusammensetzung des Kraftwerksparks sowie die Stromerzeugung gibt Tabelle 3.2 Auskunft. [Jyo01]

Tabelle 3.2: Installierte Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Indien

	Installierte Kraftwerkskapazitäten [GW]				Erzeugte Elektrizität [TWh]			
	Gesamt	Thermisch	Hydro	Nuklear	Gesamt	Thermisch	Hydro	Nuklear
1990	66,1	45,8	18,8	1,6	264,3	186,5	71,6	6,1
1991	69,1	48,1	19,2	1,8	287,0	208,7	72,8	5,5
1992	72,3	50,7	19,6	2,0	301,4	224,8	69,9	6,7
1993	76,8	54,4	20,4	2,0	324,1	248,2	70,5	5,4
1994	81,2	58,1	20,8	2,2	350,0	262,1	82,7	5,6
1995	83,3	60,1	21,0	2,2	379,9	299,3	72,6	8,0
1996	85,8	61,9	21,7	2,2	395,9	317,9	68,9	9,1
1997	89,2	65,1	21,9	2,2	421,3	336,7	74,6	10,1
1998	93,2	68,6	22,4	2,2	448,4	353,8	82,6	12,0

4 Berechnung des technischen Windenergiepotenzials

Das Ziel der Untersuchung ist die Ermittlung der für die Errichtung von Windenergieanlagen in China und Indien nutzbaren Flächen sowie die Abschätzung des technisch möglichen Windenergieertrags auf diesen Gebieten. Zunächst wird die Fläche bestimmt, die auf Grund der technischen Voraussetzung für die Windkraftnutzung in Frage kommt. Dabei wird unter dem technischen Potenzial der Windkraft dasjenige verstanden, das die technischen Erschließungsmöglichkeiten einbezieht, daneben aber ebenso geographische, ordnungspolitische, demographische und politische Restriktionen berücksichtigt.

4.1 Methodische Vorgehensweise

Grundlage der Berechnungen des technischen Potenzials sind mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten in Nabenhöhe, mit deren Hilfe und unter Berücksichtigung einer Referenzanlage durchschnittliche Energieerträge berechnet werden können. Bei einer flächendeckenden Betrachtung eines Landes, wie sie in dieser Arbeit angestrebt ist, muss die Sachinformation der Energieerträge an geographische Koordinaten geknüpft werden, da sie eine stark lokal abhängige Größe ist. Zu diesem Zweck wird mit dem Geographischen Informationssystem (GIS) ArcView des Environmental Systems Research Institute (ESRI)¹ gearbeitet. Diese Software dient der Erfassung, Speicherung, Analyse und Darstellung aller Daten, die einen Teil der Erdoberfläche und die darauf befindlichen technischen und administrativen Einrichtungen sowie geowissenschaftliche, ökonomische und ökologische Gegebenheiten beschreiben. ArcView ist eine vektororientierte Software, die die Geometrie eines Objektes durch eine Punktfolge von x-y-z-Koordinaten beschreibt, die mittels geometrischer Interpolationsvorschriften den geschlossenen Linienzug rekonstruieren. Mit Vektordaten können Polygone, Linien und Punkte beschrieben werden. Qualitative und quantitative Merkmale können dieser rein geometrischen Information hinzugefügt werden. Dafür wird eine Datenbank angelegt, die mit dem geometrischen Objekt verknüpft ist. In dieser Arbeit beschränkt sich die Betrachtung auf die zweidimensionale Ebene.

Bei kontinuierlich verteilten Daten, wie z. B. Windgeschwindigkeiten oder zugehörige Energieerträge, wird eine geschlossene Fläche von sich angrenzenden Polygonen erzeugt. Jedes Polygon bekommt das Attribut „mittlere Windgeschwindigkeit“ oder „Energieertrag“ zugewiesen. Die Gesamtheit aller Polygone wird gruppiert und bildet ein so genanntes Thema, das in ArcView visualisiert werden kann. Andere zusammengehörende Daten werden in einem anderen Thema abgebildet. Diese Themen lassen sich wie Folien übereinander legen und ergeben so eine Karte.

Des Weiteren sollen Gebiete nicht betrachtet werden, die eine Windkraftnutzung aufgrund von geologischen, städtebaulichen, ordnungspolitischen und politischen Rahmenbedingungen nicht zulassen. Für diese Vorgehensweise müssen die Ausschlussflächen als Vektordaten vorliegen, die eigene Themen bilden. Die verschiedenen Themen können nun überlagert werden, indem zwei Polygonthemen kombiniert werden. Das neue Thema weist die Attribute und die Form von beiden Themen auf. Nach der Überlagerung der verschiedenen Themen können die Ausschlussflächen ausgeschnitten werden. Die verbleibenden Landflächen, die

¹ ESRI ist ein führender GIS-Hersteller, zu dessen Produktpalette die Programme ArcInfo und ArcView zählen.

durch keine Restriktionen berührt sind, werden addiert und anhand des Flächenbedarfs der Referenzanlage eine Abschätzung des technischen Potenzials abgegeben. Ein großer Teil der Daten stellt ESRI für die Berechnung zur Verfügung. Die Tabelle 4.1 gibt Auskunft über die Datenbasis.

Tabelle 4.1: Datenbasis für die GIS-Anwendung

Datenmaterial	Datenquelle	Datenformat
Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten	[Czisch02], [ECMWF97]	Koordinaten-Darstellung
Landes- / Bundesgrenzen	ESRI	Polygone
Relief	ESRI	Polygone
Bodennutzung	ESRI	Polygone
Klimazonen	ESRI	Polygone
Bevölkerungsdichte	ESRI	Polygone
Städte	ESRI	Punkte
Naturschutzgebiete	ESRI	Polygone
Seen / Feuchtgebiete	Wissenschaftliches Zentrum für Umweltsystemforschung, Kassel [Leh00]	ASCII-Format

Die meteorologischen Daten zur Berechnung der Windgeschwindigkeit stammen aus dem Reanalyse-Projekt (ERA15) des ECMWF [ECMWF97] und sind aufbereitet in dieser Arbeit verwendet worden. [Czisch02] Als Nabenhöhe der Windkraftanlagen wurde eine Höhe von 80 Metern gewählt. Die dort herrschende Windgeschwindigkeit wurde durch logarithmische Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeiten in ca. 33 m und etwa 144 m Höhe über Grund ermittelt. Die zugrunde liegende Zeitschrittweite beträgt sechs Stunden.

Die Daten bestehen aus 51200 Werten, die in Zeilen von jeweils 7 aufeinander folgenden Ascii-Daten angeordnet sind. Der erste Punkt am nördlichsten Breitengrad liegt auf dem nullten Längengrad und wird von 319 weiteren Daten für diesen Breitengrad gefolgt. Die Abfolge der Breitengrade ist unregelmäßig, die Längengrade sind in äquidistanten 1,125 Grad-Schritten angeordnet.

4.2 Berechnung des technischen Potenzials

4.2.1 Referenztechnik

Für die Berechnung des Energieertrags muss eine Referenzanlage herangezogen werden, mit deren Leistungskurve und den Windgeschwindigkeiten das zur Verfügung stehende Windenergieangebot berechnet werden kann. Die Referenzanlage sollte so ausgewählt werden, dass sie einen guten Durchschnitt der Anlagen eines Landes repräsentiert. Sie wird maßgeblich von der Infrastruktur des Landes beeinflusst. Derzeit sind in Indien Anlagen in der Größenordnung von 400 kW Stand der Technik. Der Trend zu größeren Anlagen ist,

ebenso wie in anderen Ländern auch, zu verzeichnen. Die geplanten oder im Bau befindlichen Windparks werden deshalb mit WEAs von bis zu 500 kW ausgestattet.

Kranverfügbarkeiten, Straßenverhältnisse und Zuwegungen lassen Anlagen mit größeren Abmessungen auch in absehbarer Zukunft nicht zu. Als Referenzanlage wird deshalb die E-40 der Firma Enercon mit einer Leistung von 500 kW ausgewählt, deren Produktion in einem indischen Werk geplant ist.

In China betrug die durchschnittliche Leistung der in 2000 ans Netz gegangenen Windkraftanlagen 600 kW. Doch auch dort ist der Trend zur Errichtung größerer Anlagen deutlich zu erkennen. Der Bau größerer Anlagen wird insbesondere durch eine heimische Produktion ermöglicht, da beim Import durch die Größe der Container, in denen die Gondeln der Anlagen verschifft werden, eine Obergrenze festgelegt wird. Insgesamt zeichnet sich China, gerade für die Flächen, die für eine kommerzielle Nutzung geeignet sind, durch eine bessere Infrastruktur aus, so dass als Referenzanlage die E-66 mit 1,5 MW der Firma Enercon gewählt wird.

Bei beiden Anlagen handelt es sich um drehzahlvariable Systeme mit hochpoligem Synchrongenerator und nachgeführtem Wechselrichter. Die Einschaltgeschwindigkeit beträgt bei beiden Anlagen 2,5 m/s, die Nenngeschwindigkeit wird bei 12 m/s bei der E-40 bzw. bei 13 m/s bei der E-66 erreicht. Die typische Abschaltgeschwindigkeit von Windkraftanlagen bei 25 m/s existiert nicht mehr. Stattdessen beginnt bei 25 m/s ein linearer Leistungsrückgang, der bei 35 m/s endet. Begründet wird diese Regelung mit einer besseren Netzverträglichkeit. Die Leistungskurven der Anlagen sind in Abbildung 4.1 dargestellt. Tabelle 4.2 fasst die Parameter der Anlagen zusammen.

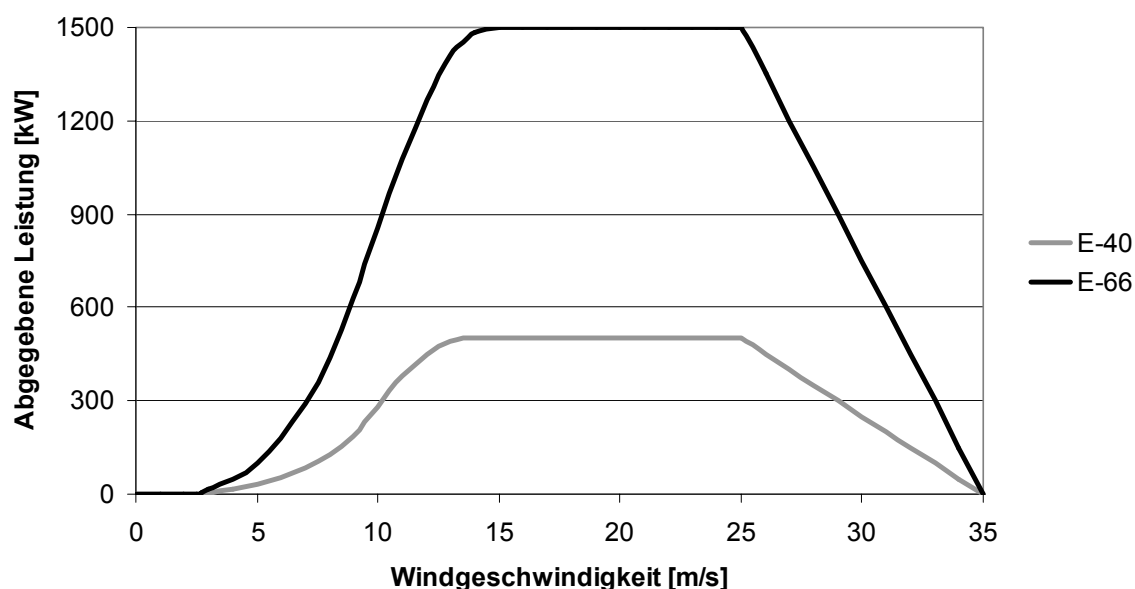


Abbildung 4.1: Leistungskennlinie der Windkraftanlagen E-40 und E-66

Tabelle 4.2: Parameter der Referenz-Windenergieanlagen

Referenz-WKA / Parameter	E-40 für Indien	E-66 für China
Leistung	500 kW	1.500 kW
Nabenhöhe	65 m	80 m
Rotordurchmesser	40 m	66 m
Generatortyp	synchron, drehzahlvariabel	synchron, drehzahlvariabel

4.2.2 Energieertragsbestimmung

Der Wind und dessen Energiegehalt unterliegen starken zeitlichen und lokalen Schwankungen. Möglichst zuverlässige Angaben zum Windenergiepotenzial sind daher für die regionale Analyse von grundlegender Bedeutung. Für die Beurteilung des Windenergiepotenzials in einer Region bieten jahresmittlere Windgeschwindigkeiten von meteorologischen Stationen keine hinreichende Genauigkeit. Wie Abbildung 4.1 zeigt, besteht kein linearer Zusammenhang zwischen der Leistungsabgabe der Windenergieanlage und der Windgeschwindigkeit, so dass eine zeitliche Auflösung der Windgeschwindigkeiten erforderlich wird.

Den Berechnungen in dieser Arbeit wurden keine Zeitreihen zu Grunde gelegt, sondern Verteilungsfunktionen unterstellt, die das Auftreten der Windgeschwindigkeiten abbilden. Erfahrungen haben gezeigt, dass mit der Weibullverteilung nach Gleichung 4.1 die Auftrittswahrscheinlichkeit bestimmter Windgeschwindigkeiten des Windes gut beschrieben werden kann. Diese Verteilungsfunktion besitzt zwei freie Parameter, den Formfaktor k und den Skalierungsparameter A , die zur eindeutigen Bestimmung belegt werden müssen. Die Dichtefunktion stellt sich gemäß Gleichung 4.1 dar.

$$f(t) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{t}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{A}\right)^k} \quad \text{Gleichung 4.1}$$

Es hat sich gezeigt, dass in Deutschland die Windverhältnisse sehr gut mit der Rayleighverteilung abgeschätzt werden können. Die Rayleighverteilung stellt eine spezielle Weibullverteilung mit dem dimensionslosen Formfaktor $k=2$ und dem Skalierungsparameter $A = \frac{2}{\sqrt{\pi}} v_m$ in [m/s] dar, mit der mittleren Windgeschwindigkeit v_m in [m/s] innerhalb eines Jahres. Da für China und Indien keine detaillierten Daten über die Windverteilung vorliegen, werden diese Faktoren für die Berechnungen angenommen. Mit diesen Parametern stellt sich die Verteilungsfunktion nach Gleichung 4.2 dar.

$$f(v) = \frac{\pi v}{2(v_m)^2} \cdot e^{-\left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{v}{v_m}\right)^2} \quad \text{Gleichung 4.2}$$

Die Multiplikation der Leistungskennlinie (Abbildung 4.1) mit der Verteilungsfunktion (Gleichung 4.2) ergibt eine Funktion, deren unbestimmtes Integral der Energieertrag ist, das von der mittleren Windgeschwindigkeit abhängt. Mit diesem funktionalen Zusammenhang kann eine Zuordnung von mittlerer Windgeschwindigkeit und Energieertrag vorgenommen werden. Die Leistungskennlinie wird für diese Berechnungen mit Hilfe mehrerer Interpolati-

onspolynome mathematisch abgebildet. Die Kalkulationen wurden mit dem Mathematikprogramm Maple V durchgeführt.

In dem Geographischen Informationssystem sollen Flächen, deren mittlere Windgeschwindigkeiten bekannt sind, die Energieerträge zugeordnet werden. Dazu muss der funktionale Zusammenhang von mittlerer Windgeschwindigkeit und Energieertrag in das Geographische Informationssystem implementiert werden. Das Programm bietet dazu mathematische Operationen an, die auf Attribute der verschiedenen Themen wirken können. Die Funktion der Energieerträge in Abhängigkeit von den mittleren Windgeschwindigkeiten wird zu diesem Zweck durch ein Interpolationspolynom in dem Intervall der minimalen und maximalen mittleren vorherrschenden Windgeschwindigkeit angenähert.

Da die Winddaten für eine Höhe von 80 m ü. G. zur Verfügung stehen, müssen die Geschwindigkeiten in Indien auf die Nabenhöhe von 65 m ü. G. interpoliert werden. In dem für die Windenergienutzung interessanten Bereich der Atmosphäre bis ca. 100 m ü. G. werden die Windverhältnisse durch die Beschaffenheit des standortumgebenden Geländes, wie Bewuchs, Bebauung und Oberflächenbeschaffenheit erheblich beeinflusst. Es entsteht die bodennahe Grenzschicht mit Windgeschwindigkeiten von null bis zu der des Geostrophischen Windes, der ungestörten energiereichen Strömung ohne Turbulenzen. Wassernähe und glatte Landoberflächen lassen für die Windenergienutzung günstige Verhältnisse erwarten. Baumbewuchs, Gebäude und Landschaftserhebungen beeinträchtigen dagegen die Luftströmung.

Ein Wert, der die Bodenrauigkeit der Erdoberfläche beschreibt, ist die Rauigkeitshöhe z_0 . Sie gibt die Höhe über dem Boden an, bis zu der die Windgeschwindigkeit den Wert 0 annimmt. Abhängig von der Rauigkeit der Erdoberfläche nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Grund zu. [Gasch91]

Ist die Bodenrauigkeit, repräsentiert durch die Rauigkeitshöhe z_0 , sowie die mittlere Windgeschwindigkeit v_r in einer Referenzhöhe h_r bekannt, lässt sich nach Gleichung 4.3 das Höhenprofil angeben, mit dem beliebige mittlere Windgeschwindigkeiten $v_1(h)$ anderer Höhenniveaus h ermittelt werden können. Tabelle 4.3 zeigt anhand einiger Beispiele die Rauigkeitshöhe in Abhängigkeit von der Oberflächenbeschaffenheit. [Büh99]

$$v_1(h) = v_r \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_r/z_0)} \quad \text{Gleichung 4.3}$$

Tabelle 4.3: Umrechnungsfaktoren für die Extrapolation der Windgeschwindigkeiten

Oberflächenbeschaffenheit	z_0 [m]
offshore	0,0002
glatter Schnee	0,001
glatte Erde	0,005
kurzgeschnittene Wiese	0,01
Kulturlandschaft mit sehr wenigen Gebäuden, Bäumen etc.	0,03
Kulturlandschaft mit geschlossenem Erscheinungsbild	0,1
Vorstädte	0,5
Wald	0,8
Stadt	1

Der Extrapolation auf die Nabenhöhe der Referenzanlage für Indien wird die Vegetation, die Landnutzung sowie das Relief des Landes zu Grunde gelegt. Der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wird der entsprechende Energieertrag, den eine Referenzanlage in diesem Gebiet erzeugen würde, zugeordnet. Der Energieertrag wird in Volllaststunden umgerechnet, die die Jahresarbeit auf die WEA-Nennleistung bezieht. Die Ergebnisse werden in Abbildung 4.2 für Indien und Abbildung 4.3 für China in Volllaststundenzahlen dargestellt.

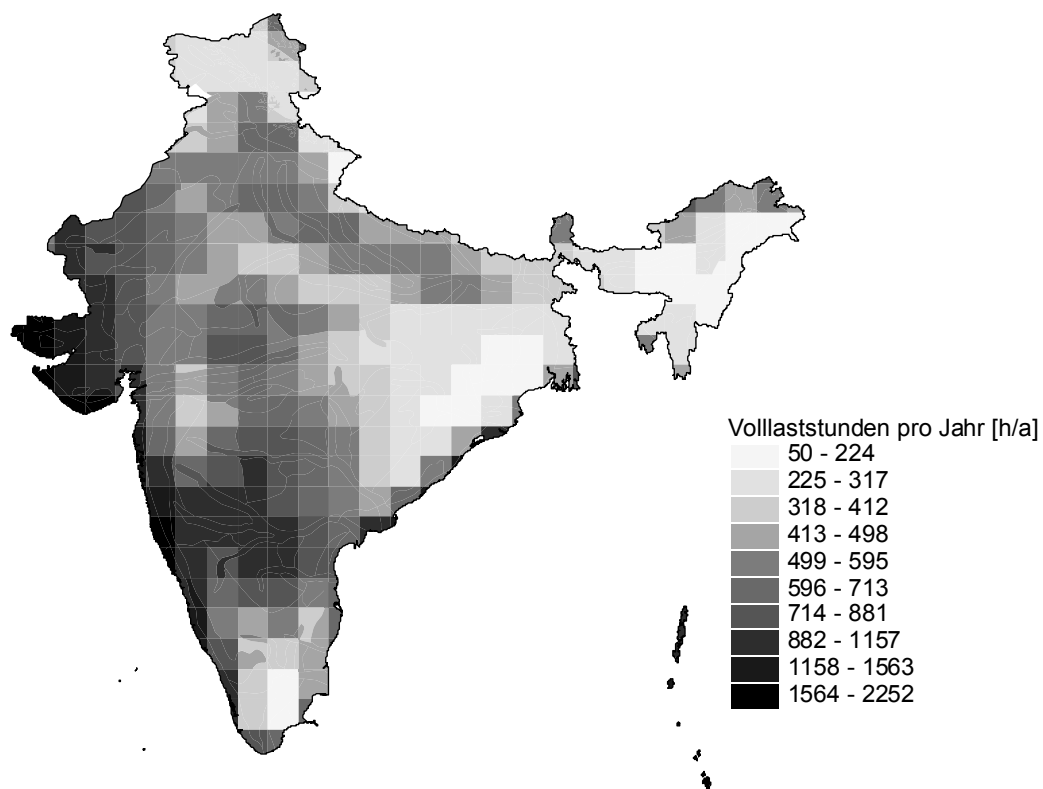


Abbildung 4.2: Jahresmittlere Volllaststunden in Indien, berechnet auf Grundlage der Windkraftanlage Enercon E-40

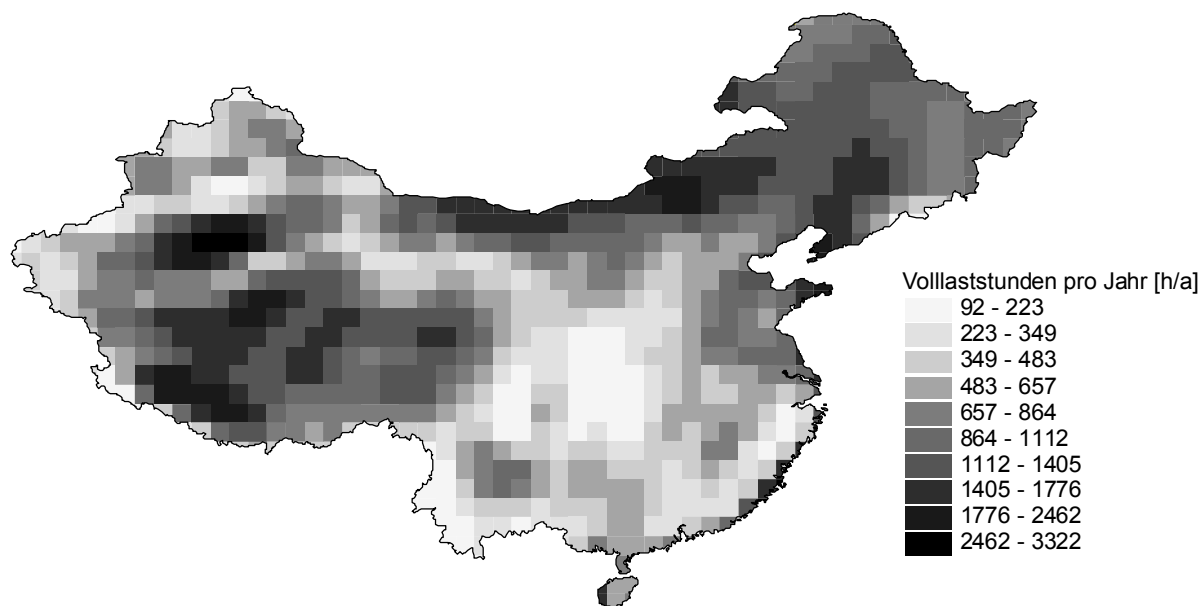


Abbildung 4.3: Jahresmittlere Volllaststunden in China, berechnet auf Grundlage der Windkraftanlage Enercon E-66

In Abbildung 4.2 sind die guten Windstandorte an der Westküste Indiens zu erkennen, die vom Monsun herrühren, der vom Westen zum Nordosten des Landes aufzieht und landeinwärts abschwächt.

China hat im Binnenland vor allem zwei sehr gute Windgebiete aufzuweisen, einerseits ein Gürtel im Norden des Landes, an der Grenze zur Mongolei und zum anderen das Gebiet im Westen Chinas in den Autonomen Regionen Tibet und Sinkiang, wo Volllaststunden von bis zu 3.000 h/a zu erwarten sind. Auch an der Ostküste sind gute Windstandorte anzutreffen.

Die Abbildungen zeigen, dass beide Länder ebenso über Gebiete mit sehr geringem Windenergieangebot verfügen, dessen technische Nutzung kaum realisierbar ist. Aus diesem Grund werden Gebiete ausgeschlossen, für die Volllaststunden unter 1.000 h/a prognostiziert werden.

4.2.3 Ausschluss nicht geeigneter Gebiete

Es sollen im weiteren jene Gebiete ausgeschlossen werden, die aus geographischen, politischen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen eine Windkraftnutzung nicht zulassen. Tabelle 4.4 listet die einer technischen Nutzung entgegenstehenden Restriktionen mit Flächenangabe auf. Die für das rechentechnische Verschneiden genutzten Ausgangsdaten in dem GIS sind den in Tabelle 4.1 aufgeführten Quellen entnommen.

Tabelle 4.4: Ausschlusskriterien für das technische Windenergiepotenzial

Art des Ausschlusses	Kriterium	Fläche in China	Fläche in Indien
geographisch	Gletscher	80.850 km ²	23.706 km ²
	sehr hohes Gebirge	1.277.100 km ²	161.344 km ²
	Seen und Feuchtgebiete	877.841 km ²	12.044 km ²
ordnungspolitisch	Natur- / Vogelschutzgebiete	63.897 km ²	21.483 km ²
politisch	besetzte / politisch brisante Gebiete	29.568 km ²	77.940 km ²

Obwohl die Nähe zu den Verbrauchern aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu begrüßen ist, muss ein Abstand zu der Bevölkerung gewahrt werden, damit diese sich weder akustisch noch visuell unzumutbar belästigt fühlt. Da im Rahmen dieser großräumigen Betrachtung eine differenzierte Untersuchung über bewohnte Flächen innerhalb des Landes nicht angestellt werden kann, soll als Grundlage für eine Bewertung der nutzbaren Flächen die Bevölkerungsdichte zu Grunde gelegt werden.

Indien ist mit einer Milliarden Menschen auf 3.287.263 km² und einer daraus resultierenden durchschnittlichen Bevölkerungsdichte von 304 EW/km² eines der am dichtesten besiedelten Länder der Erde.¹ Dieser statistische Durchschnittswert ist jedoch für die regionale Verteilung von geringer Bedeutung, da das räumliche Muster sehr große Unterschiede aufweist. Während in Indien Gebiete unbewohnt sind, weisen andererseits selbst ländliche Gebiete Einwohnerzahlen von bis zu 1.000 EW/km² auf. Für Agrargebiete werden diese Werte auf der Erde nur noch von Java und in einigen Teilen Chinas übertroffen. [Bro96]

Für dieses regional so differenzierte Bild sind eine Vielzahl von Faktoren verantwortlich, von denen das ökologische Potenzial als erstes und wichtigstes zu nennen ist. Aber auch der historische Gang der Landerschließung und Siedlungsentwicklung prägen die Besiedelung des Landes ebenso wie der wirtschaftende Mensch selbst.

Die dünnbesiedelten Gebiete sind ausschließlich in den äußersten Rändern des Landes gelegenen Peripherieregionen zu finden, den an China angrenzenden Hochgebirgsregionen des Himalaya im Norden und Nordosten sowie dem die Grenze zu Burma bildenden Randgebirge Patkai, ferner in den Trockengebieten von Gujarat und des westlichen Rajasthan (Wüste Tharr). Die Verdichtungsräume sind gehäuft in den fruchtbaren Schwemmlandebenen der großen Ströme wie Indus, Ganges, Krishna und Godavari zu finden. Einen Überblick über die Bevölkerungsverteilung, mit einer Unterteilung in neun Klassen, gibt die Abbildung 4.4.

¹ Zum Vergleich: Deutschland 228 EW/km²

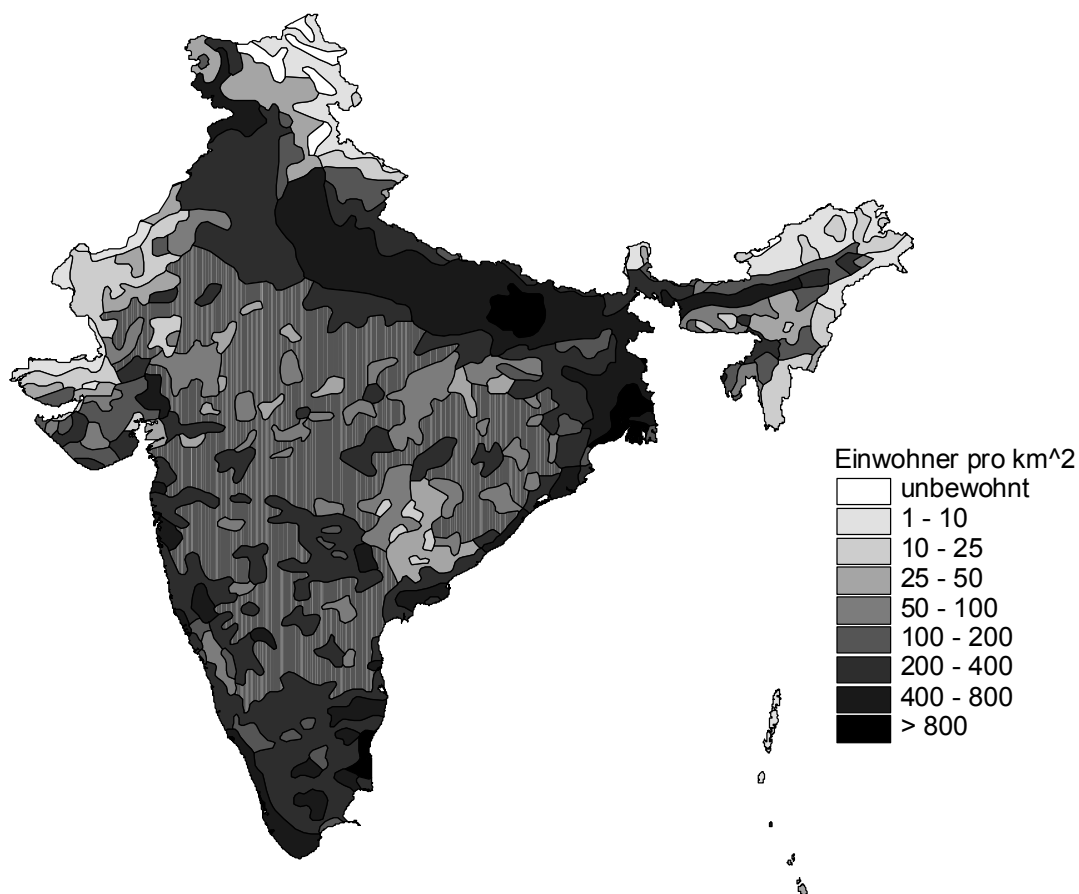


Abbildung 4.4: Bevölkerungsdichte Indiens

Mit einer Gesamtbevölkerung von über 1,3 Milliarden Menschen ist die Volksrepublik China das bevölkerungsreichste Land der Erde. Die Fläche des Landes beträgt ohne Taiwan und Hongkong 9.596.961 km². Daraus resultiert eine durchschnittliche Bevölkerungsdichte von 135 Einwohnern/km². Diese Zahl zeigt, ähnlich wie in Indien, einen Durchschnitt einer sehr ungleichen geographischen Verteilung. Der größte Teil der Bevölkerung lebt im Südosten Chinas, vor allem wegen des warmgemäßigten Klimas, während der nordwestliche Teil dünn besiedelt ist.

Der Grund der regional so variierenden Bevölkerungsdichte ist neben den Nutzungsmöglichkeiten für die Agrarwirtschaft auch das Siedlungsmuster der Chinesen im Osten und der nicht zu den Han-Chinesen gehörenden Völker im Westen. In Abbildung 4.5 sind die Bevölkerungsdichten des Landes dargestellt.

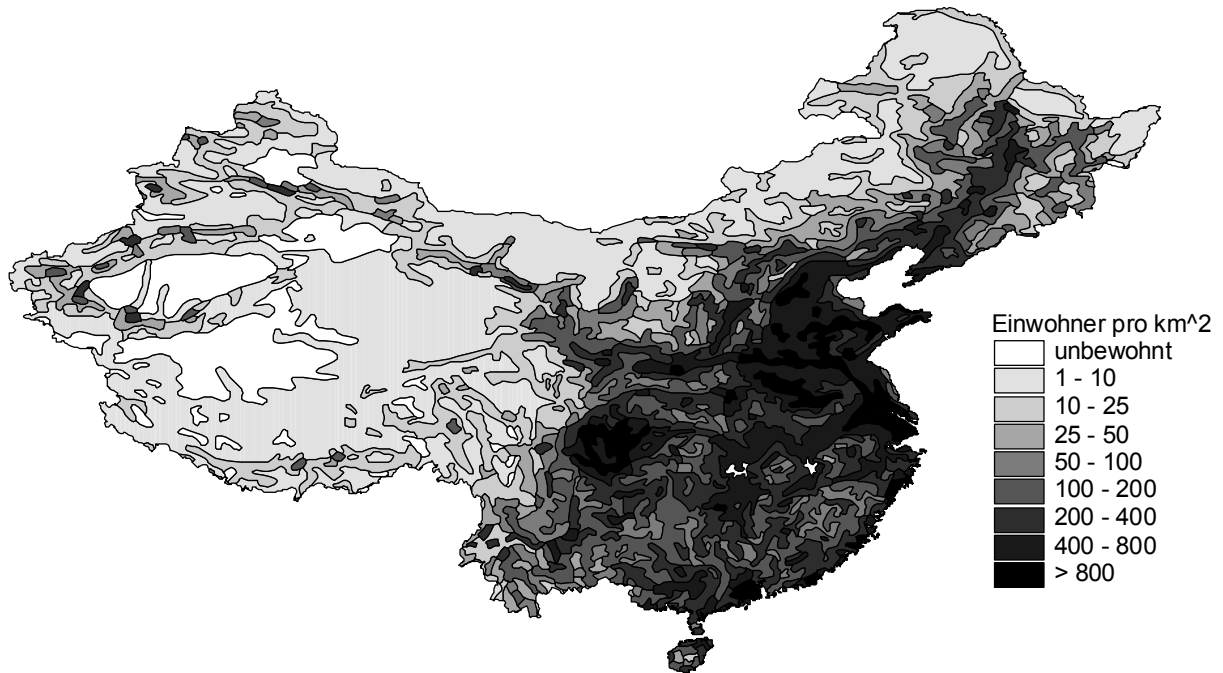


Abbildung 4.5: Bevölkerungsdichte Chinas

Ausgehend von dieser Unterteilung wird jeder Klasse ein Prozentsatz zugeordnet, der die Nutzungsmöglichkeiten für Windkraftanlagen beschreibt. Berechnungsgrundlage bildet ein Abstand zu Wohngebieten von 200 m.¹ In unbewohnten Gegenden stehen 100 % der Fläche für eine Windkraftnutzung zur Verfügung. Bei einer Bevölkerungsdichte zwischen einem und zehn Einwohnern je km² wird davon ausgegangen, dass diese Menschen nicht verteilt, sondern sich in unmittelbarer Nähe zueinander niedergelassen haben. Mit dem vorausgesetzten Mindestabstand von 200 m ergibt sich ein für Windkraftanlagen nutzbarer Flächenanteil von 85 %. Mit der gleichen Voraussetzung wurde der Schlüssel für eine Bevölkerungsdichte von 10 bis 25 Einwohnern je km² bestimmt, jedoch wurde eine größere bebaute Fläche vorausgesetzt. Ab einer Dichte zwischen 25 und 50 Menschen je km² wird davon ausgegangen, dass die Menschen verteilt wohnen und die doppelte Fläche als bei einer Dichte zwischen 1 und 10 Einwohner je km² beanspruchen. Jede weitere Verdopplung der Einwohnerzahl wird in der Art modelliert, dass jeweils weitere 20 % der Fläche von der Windkraftnutzung ausgeschlossen sind. Ab einer Dichte von 400 Einwohnern pro km² wird keine mehr zur Stromerzeugung durch Windkraftanlagen zur Verfügung stehende Fläche angenommen. Die Akzeptanz kann in diesen Ländern grundsätzlich höher bewertet werden, so dass dieser Abstand zu bebauten Gebieten realistisch erscheint. In Tabelle 4.5 ist der Schlüssel zusammengestellt.

¹ Da in beiden Ländern keine gesetzlichen Abstandsvorgaben existieren, wurden die deutschen Regelungen als Referenz gewählt.

Tabelle 4.5: Flächennutzungsgrad

Bevölkerungsdichte [EW/km ²]	Flächennutzung [%]
unbewohnt	100
1 – 10	85
10 – 25	80
25 – 50	70
50 – 100	60
100 – 200	40
200 – 400	20
400 – 800	0
> 800	0

4.2.4 Flächenbedarf

Um das endgültige Potenzial der ausgewählten Flächen bestimmen zu können, muss eine Abschätzung der Anzahl der installierbaren Anlagen vorgenommen werden. Dafür ist grundsätzlich der Flächenbedarf von WKA von Bedeutung, der von dem Rotordurchmesser, den Windverhältnissen und von lokalen Gegebenheiten abhängt. Dabei soll jeder WEA gerade so viel Platz eingeräumt werden, dass keine wechselseitige Abschattung stattfindet und jeder Anlage angenähert ungestörte Windverhältnisse zur Verfügung stehen.

Als Aufstellanordnung von mehr als einer WEA auf begrenztem Raum stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung, einerseits die Standorte mit bevorzugter Windrichtung und die ohne. Bei den erstgenannten muss die Minimierung der Abschattungseffekte nur im Hinblick auf die Hauptwindrichtung realisiert werden und so kann der minimale Abstand zwischen den Anlagen auf den Rotordurchmesser d reduziert werden, wohingegen bei Standorten ohne bevorzugter Windrichtung die Effekte in jede Richtung berücksichtigt werden müssen und sich der Flächenbedarf demnach um ein Vielfaches vergrößert. Abbildung 4.6 verdeutlicht die beiden prinzipiellen Aufstellmöglichkeiten. [Kalt94] In der Praxis zeigt sich, dass sich bei der Aufstellung mit einer bevorzugten Windrichtung auch Abschattungseffekte einstellen, die jedoch auf Grund des geringeren Platzbedarfes in Kauf genommen werden.

Da für die Bewertung des Energieertrages in dieser Arbeit die Windgeschwindigkeiten, jedoch nicht die Windrichtungen zugrunde liegen, kann nicht von der Aufstellmöglichkeit mit Hauptwindrichtung ausgegangen werden. Es muss also von dem größeren Flächenbedarf wie rechts in Abbildung 4.6 ausgegangen werden.

Der Abstandsfaktor k ist ein von geographischen Gegebenheiten abhängiger Parameter. Bei günstigen örtlichen Gegebenheiten kann von einem Abstandsfaktor von 5 bis 7, in weniger optimalen Fällen von 10 bis 15 ausgegangen werden. [Kalt90] In dieser Arbeit wird er in den Berechnung pauschal als 10 angenommen. Somit beträgt der Abstand zwischen zwei WEA der Referenzanlage E-40 400 m und der E-66 660 m. Der Flächenbedarf für die E-40 beträgt demzufolge $0,126 \text{ km}^2$ und daraus resultierend eine Flächenleistungszahl von 4.000 kW/km^2 . Der Flächenbedarf der E-66 ist $0,342 \text{ km}^2$ mit einer Flächenleistungszahl von 4.400 kW/km^2 .

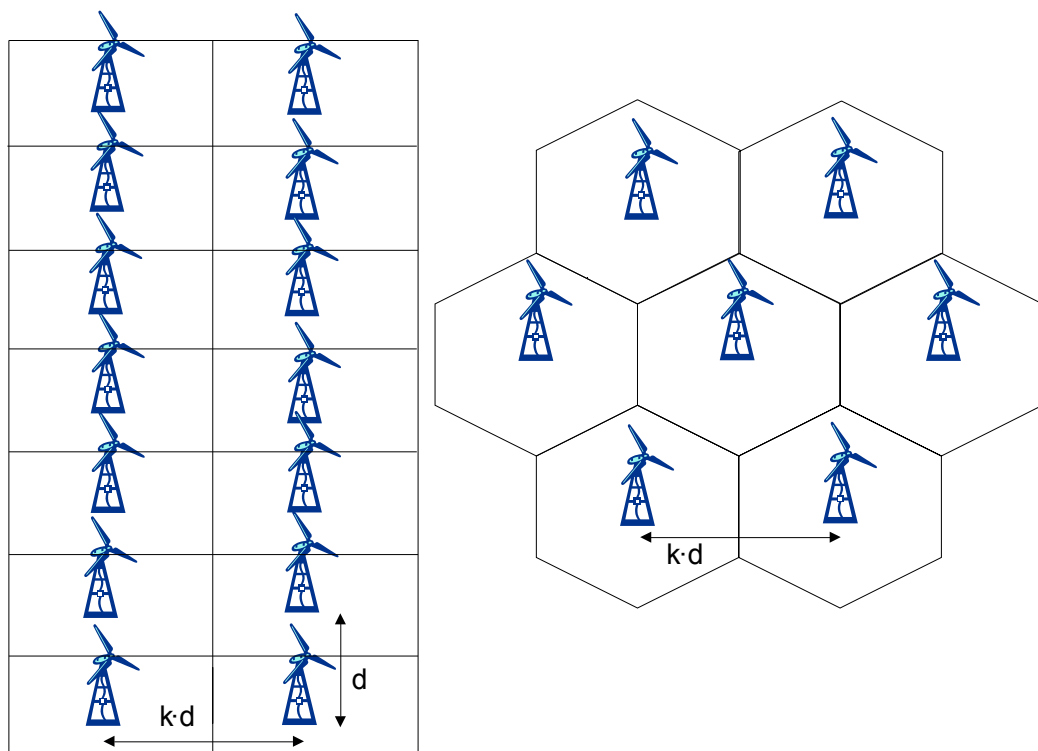


Abbildung 4.6: Aufstellvarianten für Windkraftanlagen mit (links) und ohne (rechts) bevorzugter Windrichtung

4.3 Ergebnis

Mit Hilfe eines Geographischen Informationssystems wird für China und Indien in einer großräumigen Betrachtung Flächen ermittelt, die für eine Windenergienutzung in Frage kommen. Ausgeschlossen werden Gebiete, die wegen geographischer, politischer, ordnungspolitischer und demographischer Kriterien nicht in Frage kommen. Die Energieerträge werden mit den Kenndaten zweier Referenzanlagen ermittelt, die für das Land repräsentativ sind. Für China wird eine 1,5-MW-Anlage gewählt, für Indien wegen der schlechteren Infrastruktur eine kleinere mit einer Leistung von 500 kW.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass in China nach Ausschluss der einer technischen Nutzung entgegenstehenden Restriktionen Flächen von etwa $1,9 \cdot 10^6 \text{ km}^2$ über 1.000 Volllaststunden aufweisen. Auf diesen Flächen können unter technischen Gesichtspunkten 8.450 GW Windkraftleistung installiert werden, die durch 5.633.000 Windkraftanlagen realisiert werden. Aus dem zur Verfügung stehenden Windangebot können diese Anlagen 11.977 TWh elektrische Energie erzeugen. Damit erreicht jede errichtete Windkraftanlage eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 1.400 h/a.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird anstelle der Referenzanlage E-66 die für Indien gewählte Anlage E-40 vorausgesetzt. In Abhängigkeit von der Bodenrauigkeit ergeben sich niedrigere Auslastungen von bis zu 5 %. Das Potenzial beträgt bei gleicher Fläche 7.600 GW installierte Leistung. Der Jahresertrag dieser Anlagen beträgt insgesamt 10.110 TWh.

Das Ergebnis liefert für Indien ein technisches Potenzial von 349 TWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von 277 GW. Das ergibt eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von

1.260 h/a. Dazu muss eine Fläche von knapp 70.000 km² mit 549.000 Windkraftanlagen versehen werden. Die niedrigere Anlagenauslastung gegenüber China resultiert neben dem natürlichen Windenergieangebot auch aus der kleiner gewählten Referenzanlage, die mit einem 15 m kürzeren Turm ausgestattet ist.

Die Ergebnisse müssen vor dem Hintergrund interpretiert werden, dass von der Annahme ausgegangen wird, dass die technisch mögliche Windstromerzeugung in das Netz eingespeist werden kann. Dafür existiert bislang jedoch noch nicht die notwendige Infrastruktur und die Problematik der fluktuierenden Windstromeinspeisung bleibt vernachlässigt.

5 Berechnung des wirtschaftlichen Windenergiepotenzials

5.1 Methodische Vorgehensweise

In Kapitel 4 wurden die Landesflächen hinsichtlich ihrer technischen Möglichkeiten für die Windenergienutzung untersucht. Im folgenden werden diese Flächen hinsichtlich ihrer Eignung als wirtschaftliche Standorte analysiert. Das Ziel der Berechnungen ist eine Aussage über die für eine betriebswirtschaftliche Nutzung nötige Volllaststundenzahl. Dieser Mindestenergieertrag wird durch exemplarische Berechnungen ermittelt, die die wirtschaftliche Lage aus der Sicht eines potenziellen Investors repräsentiert.

In beiden Ländern wird der Ausbau der Windenergie durch die Bundes- und Landesregierungen mit Förderinstrumenten forciert, die die Attraktivität für Investitionen in diese Technik steigern. Diese werden ebenso wie andere landesspezifische Rahmenbedingungen für Investitionen in die Berechnungen einbezogen. Die Ergebnisse können in das GIS importiert werden, so dass eine Differenzierung nach Gebieten, die dieser Anforderung entsprechen und denen, denen sie nicht genügen, erfolgen kann. Unter allen Landflächen, die dieses Kriterium erfüllen, wird das wirtschaftliche Potenzial verstanden.

Diesen Berechnungen liegen die derzeit gültigen Förderbedingungen zu Grunde. Es ist jedoch davon auszugehen, dass politische Entscheidungsträger auf einen Ausbau der Windenergie mit einer Anpassung der Förderbedingungen reagieren werden. Die fluktuierende Windenergieeinspeisung ist mit Regelaufwand und der Bereitstellung von konventionellen Kraftwerken verbunden. Zusätzlich kann mit Kosten für den Netzausbau gerechnet werden, der für den Stromtransport erforderlich wird, weil in beiden Ländern mit der jetzigen Netzinfrastruktur ein großer Ausbau der Windenergie nicht bewerkstelligt werden kann. Somit sind die Ergebnisse immer vor dem Hintergrund der angenommenen Rahmenbedingungen zu sehen, die äußerst sensibel auf die Förderinstrumente und –höhe reagieren. Im folgenden werden zunächst die Förderinstrumente detailliert dargestellt. In Indien wurden die Förderungen von den Landesregierungen unterschiedlich gestaltet, so dass eine bundeslandspezifische Betrachtung erforderlich ist. Weil die guten Windstandorte vornehmlich im Süden des Landes vorzufinden sind, beschränkt sich die Betrachtung auf sechs Bundesländer der indischen Halbinsel. Im Anschluss daran wird die Vorgehensweise der exemplarischen Investitionsrechnungen erläutert und abschließend die Ergebnisse vorgestellt.

5.2 Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials Chinas

5.2.1 Beschreibung der Förderinstrumente

China hat kein Einspeisegesetz wie Deutschland, das gesetzlich geregelte Einkünfte für netzbetriebene Windkraftanlagen garantiert. Trotzdem haben die *State Power Corporation*, die *State Economy and Trade Development Commission* und die *State Development Planning Commission* Vorschriften erlassen, die die Energieversorger zum Aufkauf des in dem Windpark erzeugten Stroms zu einem festgelegten Preis verpflichten. Es ist vorgesehen, dass die Mehrbelastung von den Verbrauchern, die an das Provinznetz angeschlossen sind, getragen werden soll. Insgesamt folgt daraus, dass eine Quasi-Abnahmepflicht besteht. Da die Preisdifferenz zwischen den Kosten für Windenergie und den Durchschnittsstromgeste-

hungskosten nicht von den Energieversorgungsunternehmen getragen werden müssen, bleibt deren Profit unberührt. Sie führen nur das aus, was die Provinzregierung plant und genehmigt. Die Windenergieprojekte sind somit kostenneutral für die Energieversorgungsunternehmen.

Der Antrag auf eine Einspeisevergütung muss von der Regulierungsbehörde der Provinz genehmigt werden. Die Behörde verlangt die Offenlegung der realen Projektkosten, bevor sie den Antrag akzeptiert. Diese Kosten bilden die Basis für die Festlegung der Einspeisevergütung. Die Höhe der Vergütung bemisst sich aus den Projektkosten und einem „guten Gewinn“. [MEP99] Damit soll einerseits ein ausreichender Gewinn sichergestellt werden und andererseits überhöhte Vergütungsforderungen zur Verbesserung des Gewinns vermieden werden. Grundsätzlich ist eine zwingende Voraussetzung für die Genehmigung, dass die Kosten weniger als 0,4 RMB betragen (ca. 5,48 €c.). [Gra01] Insbesondere bedeutet dieses Verfahren, dass keine einheitliche Vergütung des Windstroms besteht, sondern eine für das Projekt individuell geregelte Bezahlung der Energie. In der Praxis hat es sich jedoch durchgesetzt, dass je Bezirk eine einheitliche Vergütung bezahlt wird. Tabelle 5.1 stellt die Windstromvergütung sowie die durchschnittlichen Stromgestehungskosten einiger Bezirke zusammen. [Infra01]

Tabelle 5.1: Vergütung der Windenergie nach Bezirken im Vergleich mit den durchschnittlichen Strompreisen

Bezirk	Windstromvergütung		Durchschnittlicher Strompreis	
	[RMB/kWh]	[€c./kWh]	[RMB/kWh]	[€c./kWh]
Fujian Aozeshan	0,46	6,3	0,404	5,5
Gansu Yumen	0,73	10,0	0,263	3,6
Guangdong Nanao	0,74	10,1	k. A.	k. A.
Guangdong Nanao Zhenan	0,62	8,5	k. A.	k. A.
Hainan Nanhai	0,56	7,7	k. A.	k. A.
Hebei Zhangbei	0,981	13,4	0,384	5,3
Innere Mongolei Darli	0,657	9,0	0,344	4,7
Innere Mongolei Huitengxile	0,592	8,1	0,344	4,7
Innere Mongolei Shandu	0,592	8,1	0,344	4,7
Innere Mongolei Xielinhede	0,629	8,6	0,344	4,7
Innere Mongolei Zhurihe	0,592	8,1	0,344	4,7
Jilin Tongyu	0,90	12,3	0,301	4,1
Liaoning Dalian	0,90	12,3	0,356	4,9
Liaoning Donggan	0,915	12,5	0,356	4,9
Shanghai	0,773	10,6	0,484	6,6
Xingjiang Dabenchen No. 1	0,40	5,5	0,304	4,2
Xingjiang Dabenchen No. 2	0,66	9,0	0,304	4,2
Zhejiang	1,2	16,4	0,430	5,9

5.2.2 Investitionsrechnung

Um eine Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials vornehmen zu können, werden die Gebiete des technischen Potenzials selektiert, die eine Windstromerzeugung mit Stromgestehungskosten von bis zu 0,4 RMB erwarten lassen. Dazu muss eine ökonomische Betrachtung aus betriebswirtschaftlicher Sicht, also aus der Perspektive eines potenziellen Investors, durchgeführt werden.

Die Kostenrechnung wird dynamisch durchgeführt, d.h. unter Berücksichtigung der Zeitdimension. Dazu werden die Zahlungsströme auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage mit Hilfe eines Kalkulationszinssfußes abdiskontiert. Dieser Zinssatz ist gleichzeitig der Ausdruck der vom Investor geforderten Mindestverzinsung des in der Investition gebundenen Kapitals und stellt die Finanzierungskosten des Eigen- und Fremdkapitals dar. Für das Fremdkapital wird der langfristig zu erwartende effektive Sollzins zu Grunde gelegt.

Der Habenzins für das Eigenkapital muss sich an den Opportunitätskosten (entgangene Zinserträge) orientieren. Zusätzlich kann der Zinssatz eine Risikokomponente enthalten, weil die einer Investitionsrechnung zu Grunde liegenden Prognosen von Einnahmen und Ausgaben mit Unsicherheiten behaftet sind, die häufig im Kalkulationszinssfuß berücksichtigt werden. Dies entspricht dem Ergebnis umfassender empirischer Untersuchungen, die zeigen, dass die Renditen von diversifizierten Aktienportefeuilles auch in sehr langer Frist erheblich höher sind als die Renditen von sicheren Anlagen. Kapitalgeber erwarten somit für riskantere Investitionen eine höhere durchschnittliche Rendite. [Swo96] Es gibt jedoch keine Untersuchungen darüber, welche Risikoprämie als Zuschlag zum Zinssatz etwa für Energiebereitstellungsinvestitionen angebracht wäre, zumal die Bestimmung des Risikos für China, wo jede gesetzliche Grundlage für die Stromeinspeisevergütung fehlt, mit noch größeren Unsicherheiten behaftet wäre. Wegen unter anderem auch dieser Ungewissheit werden die Investitionsrechnungen für verschiedene Kalkulationszinssätze durchgeführt.

Der Kalkulationszinssatz setzt sich aus gleichen Anteilen von Soll- und Habenzinsen zusammen wie die Bereitstellung des Kapitals selbst. Für den Anteil der Eigenkapitaleinlage bestehen in China genaue Vorschriften, die von der Investitionssumme abhängt und mit ihrer Erhöhung abnimmt. Für Investitionen in der Größenordnung von Windparks sind die Investoren bemüht, die Investitionssumme unter 30 Mio. US\$ zu drücken (ggf. durch Splitting), da die Provinzregierungen befugt sind, Projekte bis zu dieser Summe selbstständig zu genehmigen. [Hag97]

Die Kostenrechnung wird unter Berücksichtigung der erwarteten Inflation angesetzt. Das setzt voraus, dass der Kalkulationszinssfuß ebenfalls eine Geldentwertungsrate enthalten muss. Die Relation zwischen Real- und Nominalzinssatz stellt sich gemäß Gleichung 5.1 dar. [Pfaff89] Die Entwicklung der Inflationsrate Chinas in den letzten Jahrzehnten war unsteter Art. Nach dem Höhepunkt von über 21 % im Jahre 1994 hat sie aber kontinuierlich abgenommen. Eine Inflationsrate von 3 % ist daher für die Zukunft als realistisch einzustufen.

$$n = (1 + r) \cdot (1 + i) - 1 \quad \text{Gleichung 5.1}$$

n	Nominalzinssatz
r	Realzinssatz
i	Inflationsrate

Wegen der verschiedenen ungewissen Parameter zur Bestimmung des Kalkulationszinsfußes wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Es werden Zinssätze in dem Intervall von 6 % bis 12 % vorausgesetzt, von denen Zinssätze im Bereich zwischen 8 % und 9 % für diese Art der Investition derzeit typisch sind. [Infra01]

Mit diesen Annahmen sowie den Kosten und technischen Parametern nach Tabelle 5.2 werden Investitionsrechnungen durchgeführt, mit denen analysiert wird, wie groß die Volllaststundenzahl sein müsste, damit bei einer Vergütung von 0,4 RMB der Kapitalwert gerade Null ist. Für alle Standorte ab dieser Volllaststundenzahl soll theoretisch ein Netzzugang gewährt sowie ein Gewinn aufgeschlagen werden. Wie hoch der Gewinn ausfallen wird, liegt im Ermessen der Regulierungsbehörde.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die ökologischen sowie ökonomischen Berechnungen einheitlich von einer inländischen Produktion der Windkraftanlagen ausgegangen, da die Regierung mittelfristig eine Verlagerung vom Import zur heimischen Produktion anstrebt. Damit wird ein zeitlicher Rahmen vorgegeben, da in China noch keine Anlagen vollständig kommerziell produziert werden. Nach [Andrews99] werden im Jahr 2005 die ersten serienmäßig gefertigten Anlagen mit prognostizierten Investitionskosten von 750 €/kW erwartet.

Tabelle 5.2: Investitions- und Betriebskosten und technische Parameter für Windkraftanlagen in China

	Einheit	
Leistung	kW	1.500
Investitionskosten der Windkraftanlage	[€/kW]	750
Investitionskosten für Planung, Netzanbindung, Landnutzungsrechte etc.	[€]	90.000
Lebensdauer	[a]	20
Fixe jährliche Kosten	[€/a]	27.000

5.2.3 Ergebnis

In Tabelle 5.3 sind die Ergebnisse der Berechnungen unter den derzeit gültigen Förderbedingungen zusammengefasst. Bei der Wirtschaftlichkeitsgrenze wird der Kapitalwert der Investitionsoption zu dem gegebenen Zinssatz gerade Null, unter der Annahme, dass die Kosten die von der Regierung gesetzte Obergrenze von 0,4 RMB nicht übersteigt. Mit dem Geographischen Informationssystem können all die Gebiete bestimmt werden, für die theoretisch

genau diese oder höhere Energieerträge prognostiziert werden. Mit der Leistungsdichte von 4.400 kW/m^2 kann die installierbare Leistung auf diesen Flächen bestimmt werden. Die Energieerträge, die die Anlagen erzeugen können, werden ebenfalls mit dem GIS berechnet. Der letzten Spalte der Tabelle kann die durchschnittliche Volllaststundenzahl dieser installierten Anlagen entnommen werden.

Es zeigt sich, dass China über ein enormes wirtschaftliches Windenergiepotenzial verfügt, das einen großen Anteil zu der Stromversorgung beitragen könnte. Bei einem Kalkulationszins von 8 % ist das Potenzial so groß wie die erzeugte elektrische Energie im Jahr 2000.¹ Bei diesem Zinssatz, der die gegenwärtige Finanzierungssituation in China realistisch widerspiegelt, liegt das ermittelte wirtschaftliche Potenzial in der Größenordnung, in der auch von dem National Meteorological Bureau und dem Meteorology Institute das Potenzial zu 250 GW bestimmt wurde. [ChEnv02]

Tabelle 5.3: Wirtschaftliches Windenergiepotenzial in China

Kalkulationszins	Wirtschaftlichkeitsgrenze	nutzbare Fläche	Installierte Leistung	Energieertrag	durchschnittliche Volllaststunden
	[h/a]	[km ²]	[GW]	[TWh/a]	[h/a]
6 %	1.718	285.029	1.254	2.532,8	2.020
7 %	1.821	209.008	920	1.947,6	2.118
8 %	1.927	143.780	633	1.407,6	2.225
9 %	2.038	76.940	339	825,4	2.438
10 %	2.151	51.285	226	586,7	2.600
11 %	2.268	40.915	180	487,2	2.706
12 %	2.388	38.801	171	469,8	2.752

Den Berechnungen liegen die derzeitigen Förderbedingungen zu Grunde. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass ein weiterer Ausbau der Windenergie technisch bedingte Änderungen im übrigen Kraftwerkspark bedingen wird, um die Fluktuationen des windtechnisch erzeugten Stroms zu kompensieren. Die Kosten dieser Maßnahmen werden wiederum Rückwirkungen auf das wirtschaftliche Potenzial der Windenergie haben, wenn sie den Kosten der windtechnischen Stromerzeugung, z. B. durch veränderte Förderbedingungen, angelastet werden. Gegenwärtig ist jedoch die exakte Höhe der Kosten nicht abzuschätzen. Die Werte der Wirtschaftlichkeitsgrenze in der obenstehenden Tabelle folgen daher nur aus den zur Zeit gültigen und von der Windstromerzeugung unabhängigen Förderbedingungen.

¹ Im Jahr 2000 betrug die Stromerzeugung 1.368,5 TWh.

5.3 Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials Indiens

In Indien existiert derzeit ein Paket lukrativer Förderprogramme, das seit 1993 für den Zubau von Windkraftanlagen verantwortlich ist. Im März 2001 war eine Kapazität von 1,3 GW installiert. Damit liegt Indien auf Platz 5 der weltweit installierten Leistung und ist führend unter den Entwicklungsländern. Die Förderinstrumente sind vielfältiger Natur, als das wichtigste sei hier die 100 %ige Abschreibungsmöglichkeit im Jahr der Installation zu nennen, die private Investoren aus Gründen der Steuerersparnis anzieht. Während der Betriebszeit der Anlage werden Einspeisevergütungen garantiert, die zwar nicht sehr attraktiv sind, da sie nicht mit der Inflation ansteigen. Durch die Möglichkeit des Verkaufs an Dritte in einigen Bundesländern können auf diesem Weg jedoch bessere Einnahmen erzielt werden.

Die sehr unterschiedliche Gestaltung der Förderprogramme in den einzelnen Bundesländern erfordert eine landesspezifische Betrachtung. Da die guten Windstandorte nur im Süden des Landes anzutreffen sind, beschränkt sich die Untersuchung auf die sechs im Süden gelegenen Bundesländer. In Abbildung 5.1 sind die ausgewählten Länder markiert.



Abbildung 5.1: Betrachtete Bundesländer Indiens

5.3.1 Beschreibung der Förderinstrumente

In Indien existieren derzeit verschiedene Instrumente zur Förderung der Windenergienutzung. Diese Anreizsysteme wurden von der Zentral- und den einzelnen Bundesregierungen eingeführt. Während es sich bei den Fördermaßnahmen der Zentralregierung in erster Linie um steuerliche Vorteile handelt, sind die der Bundesregierungen meist direkte Förderungen.

Die fiskalischen Anreize der Zentralregierung unterscheiden sich durch direkte und indirekte Steuerminderungen. Während sich die indirekten Steuern auf verminderte Zölle bei der Einfuhr von Bauteilen der WEA beziehen, bietet die Regierung eine beschleunigte Abschreibung für WEA-Zubehör von 100 % im Jahr der Installation an.

Um sich vor dem Bau von Windkraftanlagen an schlechten Standorten zu schützen, hat die Zentralregierung die Regelung getroffen, grundsätzlich nur Anlagen an Standorten mit einer Mindestdurchschnittswindgeschwindigkeit von 5 m/s zu fördern. Dies entspricht einer Volllaststundenzahl von etwa 1.300 h/a. [Rajse99]

Das Ministry of Non-Conventional Energy Sources veröffentlichte 1994 einen Aktionsplan, der Empfehlungen enthält, wie die Bundesländer die Förderprogramme gestalten sollten. An diese nicht verbindlichen Empfehlungen haben sich die meisten Bundesländer gehalten. Dennoch variieren die Förderungen von Land zu Land, so dass eine individuelle Betrachtung der Bundesländer erforderlich ist.

Der Aktionsplan beinhaltet insbesondere

- eine festgelegte Vergütung für den Verkauf an staatliche Versorger
- Möglichkeit des Stromtransports an eigene Abnehmer oder Dritte, bei dem eine Netzbühre zu entrichten ist („wheeling“)
- Befreiung von Stromabschaltungen in Spitzenlastzeiten
- Banking, ein vergütungsloser Stromhandel, bei dem innerhalb eines festgelegten Zeitraumes Überschussstrom ins Netz gespeist und genauso in windarmen Zeiten entnommen werden kann
- Befreiung von der Stromsteuer bei Eigenversorgern
- Begünstigung bei Verkaufssteuern
- Kapitalsubventionen

Der Vergütungspreis für Windstrom liegt in den betrachteten Bundesstaaten zwischen 1,75 Rs/kWh und 2,25 Rs/kWh (3,7 €/kWh bis 4,7 €/kWh), wobei in der Regel ein jährlicher Aufschlag zur Preisanpassung gewährt wird. Diese Vergütungssätze werden jedoch überwiegend als unattraktiv betrachtet und nur in geringem Umfang von privaten Investoren genutzt, zumal die Preisanpassung unter der Inflationsrate liegt.

Generell lohnend ist der Verkauf an Dritte, der inzwischen in vielen Bundesstaaten erlaubt ist, oder ein Verbrauch in eigenen Betriebsstätten. Für den Transport müssen allgemein und entfernungsunabhängig nominal 2 % der eingespeisten Energie „bezahlt“ werden. Der Preis

für Stromlieferungen an Endkunden ist Verhandlungssache, orientiert sich jedoch auch in manchen Staaten direkt an den Vergütungssätzen.

Für das Banking ist teilweise ebenfalls eine Gebühr von 2 % fällig. Die erlaubten Zeiträume für den Transferausgleich liegen je nach Bundesstaat zwischen sechs Monaten und einem Jahr. Zusätzlich vergeben einige Bundesstaaten Zuschüsse.

Einen Überblick über die Umsetzung der Rahmenbedingungen in den einzelnen Bundesländern gibt Tabelle 5.4.

Tabelle 5.4: Förderbedingungen der betrachteten Bundesländer

	Andhra Pradesh	Tamil Nadu	Karnataka	Kerala	Gujarat	Maharashtra
Wheeling [% der eingespeisten Energie]	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Banking [Monate]	12	12	12	6	6	12
Vergütung [Rs./kWh]	Rs. 2,25 (5 %/a Steigerung seit 1997/98)	Rs. 2,25 (5 %/a Steigerung seit 1997/98)	Rs. 2,25 (5 %/a Steigerung seit 1994/95)	Verhandlungssache	Rs. 1,75 (keine Steigerung)	Rs. 2,25 (5 %/a Steigerung seit 1994/95)
Verkauf an Dritte	erlaubt	nicht erlaubt	erlaubt (mit 1,3facher Einspeisevergütung)	-	nicht erlaubt	erlaubt
Kapitalsubvention	20 % (max. Rs. 2,5 Mill.)	-	Industriestatus	15 % (max. Rs. 500.000)	-	30 % (max. Rs. 2 Mill.)
andere Förderungen	Industriestatus	keine Erzeugungssteuer	keine Erzeugungssteuer für 5 a	-	Umsatzsteuer (Befreiung/Aufschub bis zu 50 %)	Umsatzsteuer (Befreiung bis zu 100 %)

Mit der gesetzlich geregelten Vergütung des Windstroms können nicht die Kosten des Windstroms plus einer zusätzlichen Rendite abgedeckt werden. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass diese Förderung nicht alleine verantwortlich für den Erfolg des Windausbau ist, zumal deren Steigerungsrate nicht mit der Inflation ansteigt. Vielmehr sind es die steuersparenden Vorteile, die Unternehmer veranlassen, in Windkraftprojekte zu investieren, allen voran die Möglichkeit der 100 %igen Abschreibung im Jahr der Installation.

Insgesamt lassen sich die Investoren in drei Klassen unterteilen. Bei der ersten Gruppe handelt es sich um ein Klientel, das durch den hohen Abschreibungssatz angezogen wird. Diese Gruppe agiert aus Gründen des Steuersparens. Bei der zweiten Klasse steht die Versorgungsqualität im Vordergrund. Sie versprechen sich eine zusätzliche und unterbrechungsfreie Stromversorgung. Nicht zuletzt investieren die Hersteller von Windenergieanlagen

selbst (Klasse III) zum einen aus Marketinggründen, aber auch teilweise mit derselben Intention wie die der ersten Gruppe.

Einen Überblick über die Verteilung der Investoren der drei Klassen gibt Tabelle 5.5 für die Staaten Tamil Nadu und Gujarat, in der die Anzahl der Akteure der einzelnen Kategorien quantifiziert werden als auch deren durch sie finanzierte, installierte Leistung. Die Tabelle 5.5 verdeutlicht, dass ein großer Teil der Windenergieanlagen auf Grund der steuereinsparenden Gesetzgebung erbaut wird. Deutlich macht dies auch die Tatsache, dass die Entscheidung für eine solche Investition häufig am Ende des Geschäftsjahres gefällt wird. [Rajse99]

Tabelle 5.5: Investorprofil in den Staaten Tamil Nadu und Gujarat, 1996

Bundesstaat	Klasse	Anzahl der Akteure		Leistung [MW]	
Tamil Nadu	I	288	(74 %)	169	(31 %)
	II	86	(22 %)	306	(57 %)
	III	13	(4 %)	63	(12 %)
Gujarat	I	56	(60 %)	17	(18 %)
	II	37	(39 %)	74	(76 %)
	III	1	(1 %)	6	(6 %)

Neben diesen Förderungen wurde mit der selben Absicht 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 in Anspruch genommen, von denen auf diese Weise eine Kapazität von ca. 800 MW installiert wurden. [Pieck99] Die Bank stellt sogenannte „soft loans“ für die Windenergienutzung zu einem Zinssatz zwischen 13,5 und 14,5 % bereit. [MNES02]

5.3.2 Investitionsrechnung

Die Investitionsrechnungen werden nach dem selben Verfahren wie in Kapitel 5.2.2 durchgeführt. Die zu Grunde liegende Kostenstruktur und die technischen Parameter können der Tabelle 5.6 entnommen werden. Es wird, wie auch für China, von einer inländischen Produktion der Windkraftanlagen ausgegangen, die schon jetzt von sowohl indischen als auch ausländischen Unternehmen praktiziert wird. Der zeitliche Rahmen für die Berechnungen umfasst, parallel zu der Vorgehensweise in China, die Jahre ab 2005 bis 2025.

Ziel der Berechnungen ist die Bestimmung der Volllaststundenzahl, ab der ein wirtschaftlicher Betrieb theoretisch möglich ist. Die 100 %ige Abschreibungsmöglichkeit findet in den Berechnungen durch eine Steuerersparnis von 46 % (Körperschaftsteuersatz) der Investitionssumme im Jahr der Installation Berücksichtigung.

Indien zeichnet sich durch eine, an unseren Maßstäben gemessene, hohe Inflation aus. Nach einem kurzfristigen Anstieg im Jahr 1992 ist es der Regierung gelungen, sie jedoch auf Werte unter 10 % zu begrenzen, ein angesichts der Budgetlage und der vielfältigen Subven-

tionsansprüche an die öffentliche Hand durchaus beachtlicher Erfolg. Die meisten Prognosen gehen davon aus, dass die Inflationszahlen für die nächsten Jahre weiterhin knapp unter 10 % liegen werden. Hierbei wird die fiskalische Disziplin der Regierung die wichtigste Rolle spielen. In den Berechnungen wird deshalb von einer Rate von 9,5 % ausgegangen. [DEG96] Der Kalkulationszinssatz wird in dem Intervall von 12 % bis 18 % variiert.

Tabelle 5.6: Investitions- und Betriebskosten und technische Parameter für Windkraftanlagen in Indien

	Einheit	
Leistung	[kW]	500
Investitionskosten	[€/kW]	730
Investitionskosten für Planung, Netzanbindung, Landnutzungsrechte etc.	[€]	30.000
Lebensdauer	[a]	20
Fixe jährliche Kosten	[€/a]	13.750

Mit den beschriebenen Randbedingungen wird berechnet, dass in den Bundesländern, in denen das Wheeling zugelassen ist, ab der von der Regierung gesetzten Mindestvolllaststundenzahl von 1.300 h/a ein wirtschaftlicher Betrieb für die betrachteten Zinssätze möglich ist. Den Rechnungen liegt die Annahme zu Grunde, dass die Windkraftanlagenbetreiber die Energie zu dem selben Preis verkaufen, wie sie auch der örtliche Energieversorger abgibt. In den Bundesländern, in denen das Wheeling nicht erlaubt ist, ist eine Abschätzung der Stromgestehungskosten mit großen Unsicherheiten behaftet, da die Betreiber die Energie für den Eigenverbrauch nutzen können. Es kann aber angenommen werden, dass durch ein Zusammenschluss mehrerer Investoren der Eigenverbrauch erhöht und damit eine Vergütung in Höhe der Stromkosten angesetzt werden kann. Es wird also bundesweit davon ausgegangen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb ab einer Volllaststundenzahl von 1.300 h/a möglich ist. Nicht berücksichtigt werden in diesen Berechnungen Vorteile, die zwar indirekt mit einem monetären Nutzen verbunden sind, dieser aber kaum bezifferbar ist, wie die Befreiung von der Stromabschaltung in Spitzenlastzeiten.

5.3.3 Ergebnis

Das wirtschaftliche Potenzial beläuft sich unter den aktuellen Förderbedingungen auf 140,1 TWh bei einer installierten Leistung von 85 GW. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung der Anlagen von 1.650 Volllaststunden pro Jahr. Damit könnte in Indien die Windkraft einen erheblichen Beitrag zu der Stromversorgung des Landes beitragen.

Vor dem Hintergrund aktueller Daten und einer dem Stand der Technik entsprechenden Windkraftanlage mit einer Nabenhöhe von 65 m liegt das Ergebnis dieser Arbeit in der Größenordnung der Angaben der Potenzialuntersuchungen des Ministry of Non-Conventional Energy Sources und der Abschätzungen des worldwatch institute. [Tata02], [World96]

6 Entwicklung der Windenergienutzung

6.1.1 Entwicklung in China

Die Entwicklung der Windenergienutzung wird einerseits von dem wirtschaftlichen Potenzial beeinflusst, hängt aber auch maßgeblich von anderen Faktoren ab. Diese Faktoren sind z. B. die gesellschaftliche Akzeptanz oder Hemmnisse. Basis zur Abschätzung der Windenergieentwicklung sind die Fünfjahrespläne, die die wirtschaftspolitischen Vorhaben und Pläne der Regierung festhalten. Darin werden auch Ziele bezüglich des Ausbaus der Windenergie formuliert. Erfahrungen zeigen aber, dass die ehrgeizigen Pläne oft nicht realisiert wurden.

Obwohl ausländischen Investitionen in Windenergie stärkste politische Unterstützung und das höchste Maß an Wohlwollen entgegengebracht wird, fällt die jährlich zugebaute Leistung gering aus. In Abbildung 6.1 sind die jährlichen Neuinstallationen sowie die kumulierte Leistung aufgetragen. [Brown01] Die erste Spitze in 1997 wurde durch das von der Zentralregierung angeregte „Double Increase“-Programm hervorgerufen, welches den Bau von 80 MW Windleistung durch Zinsnachlass in den ersten Jahren förderte. Der überdurchschnittliche Zubau im Jahr 2000 ist auf „Soft Loans“ (zinsgünstige Darlehen) zurückzuführen, die ausländische Investoren in Anspruch genommen haben.

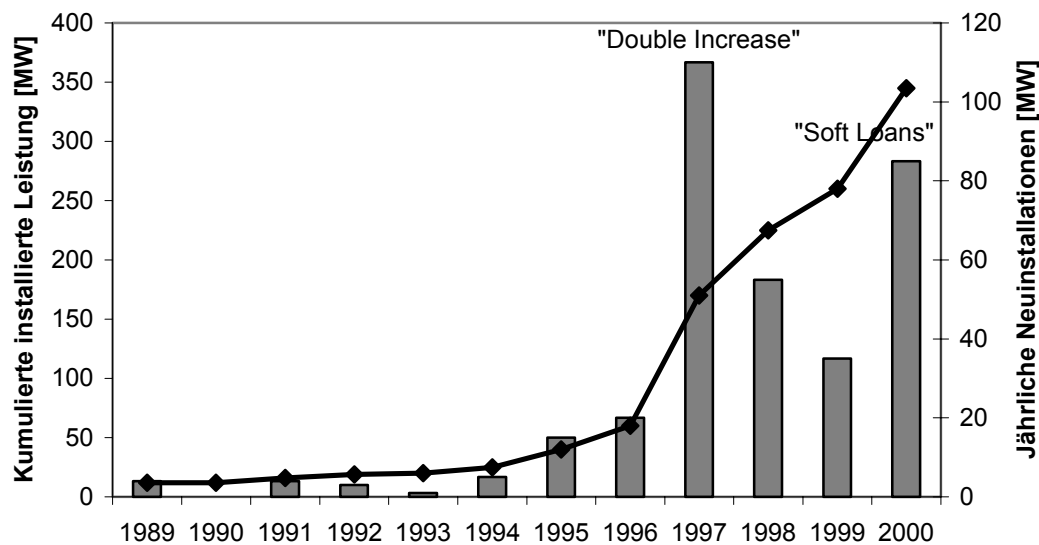


Abbildung 6.1: Entwicklung der installierten Leistung in China

Im Jahr 2000 betrug die installierte Leistung gerade 345 MW. Diesen ernüchternden Zahlen stehen die Fünfjahrespläne der Zentralregierung gegenüber, in denen die Ziele des Ausbaus der Windenergie formuliert werden.

Im IX. Fünfjahresplan (1996-2000) wurde das Ziel von 1.000 MW Leistung gesetzt, für den derzeit aktuellen X. Plan, der bis 2005 Gültigkeit hat, sind 1.500 MW vorgesehen. Weiterhin soll bis zum Jahr 2010 eine Gesamtkapazität von 3.100 MW installiert werden, bis 2020 insgesamt 8.500 MW. [Pieck99]

Da es keinen konkreten Aktionsplan zur Realisierung der Vorhaben gibt, kann als nicht wahrscheinlich betrachtet werden, dass die ehrgeizigen Ziele der Fünfjahrespläne erreicht

werden. Es stellt sich die Frage, warum, trotz augenscheinlich großer Bemühungen seitens der Zentralregierung, die Windenergieentwicklung nicht schneller voranschreitet. Dazu werden im folgenden Hemmnisse dargestellt, die einem schnelleren Ausbau entgegenstehen.

Die windreichsten Regionen befinden sich im Norden und im Südwesten des Landes, die zugleich von großer Armut geprägt sind. Da nur eine Umlegung der Mehrkosten auf das Provinznetz, aber kein Geldtransfer zwischen den Provinzen vorgesehen ist, müssen gerade die finanziell schlecht dastehenden Menschen diese Kosten tragen. Deshalb wird von Seiten der Provinzregierung die Antragstellung erschwert.

Die Zentralregierung strebt langfristig eine Verschiebung vom Import der Windkraftanlagen zu heimischer Produktion an. Derzeit importieren die am chinesischen Markt teilnehmenden Hersteller fast ausschließlich ihre Anlagen. Im Jahr 2001 wurden 95 % aller installierten Anlagen aus dem Ausland, mit der Mehrzahl aus Europa, eingeführt. Nur einzelne Elemente der Anlage werden aus praktischen Gründen in China gefertigt (z. B. lässt Nordex die Türme in China herstellen). Die Regierung verspricht sich von der inländischen Produktion eine erhebliche Kostensenkung. Zudem würde sie die Wertschöpfung im Land bewahren und andere volkswirtschaftliche Vorteile wie neue Arbeitsplätze mit sich bringen. Diesen Bemühungen stehen die „soft loans“ gegenüber, die verschiedene europäische Regierungen zu Verfügung stellen, um ihre eigene Windindustrie zu forcieren. Sie vergeben zinsgünstige bis sogar zinslose Kredite mit langen Laufzeiten für meist zwei Drittel der gesamten Projektkosten, der Rest muss über eine chinesische Bank finanziert werden. So sinkt das Interesse chinesischer Investoren an konventionell finanzierten Investitionen, mit denen verständlicherweise höhere Zinssätze und kürzere Laufzeiten verbunden sind. So lange die „soft loans“ mit den üblichen Finanzierungsbedingungen konkurrieren, wird die Windenergienutzung nicht kommerziell betrieben werden können.

Ein weiterer Ausbau der inländischen Produktion ist jedoch auch von ausländischen Herstellern geplant. Chinesische Hersteller sind zur Zeit nicht nennenswert am Markt beteiligt. In Abbildung 6.2 sind die Marktteilnehmer und deren Marktbeiträge dargestellt. [BTM01]

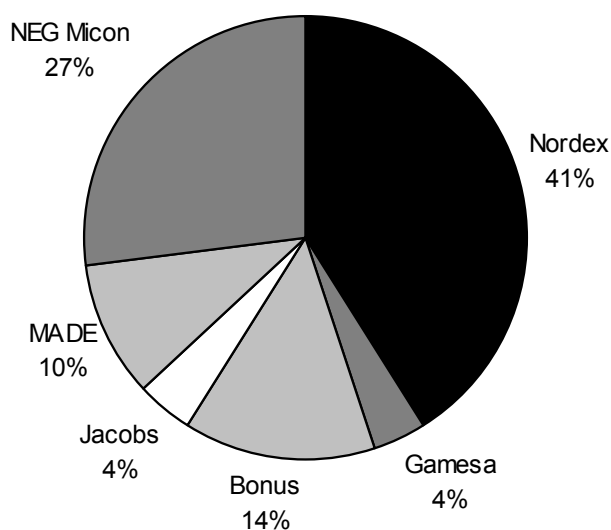


Abbildung 6.2: Aufteilung des chinesischen Herstellermarktes im Jahre 2000

6.1.2 Entwicklung in Indien

Wie in Kapitel 5.3 beschrieben, zeichnet sich Indien unter den derzeitigen Förderbedingungen durch ein großes wirtschaftliches Potenzial aus. Der Aktionsplan, der 1994 von dem Ministry of Non-Conventional Energy Sources vorgeschlagen und von den meisten Bundesländern eingehalten wurde, verfehlte nicht seine Wirkung. Mitte 2002 war eine Leistung von 1.620 MW installiert, wobei allerdings die Verfügbarkeit einer erheblichen Zahl von Anlagen auf Grund technischer Schäden eingeschränkt sein dürfte. Abbildung 6.3 stellt die kumulierten und jährlich neu installierten Leistungen dar. [WPI01]

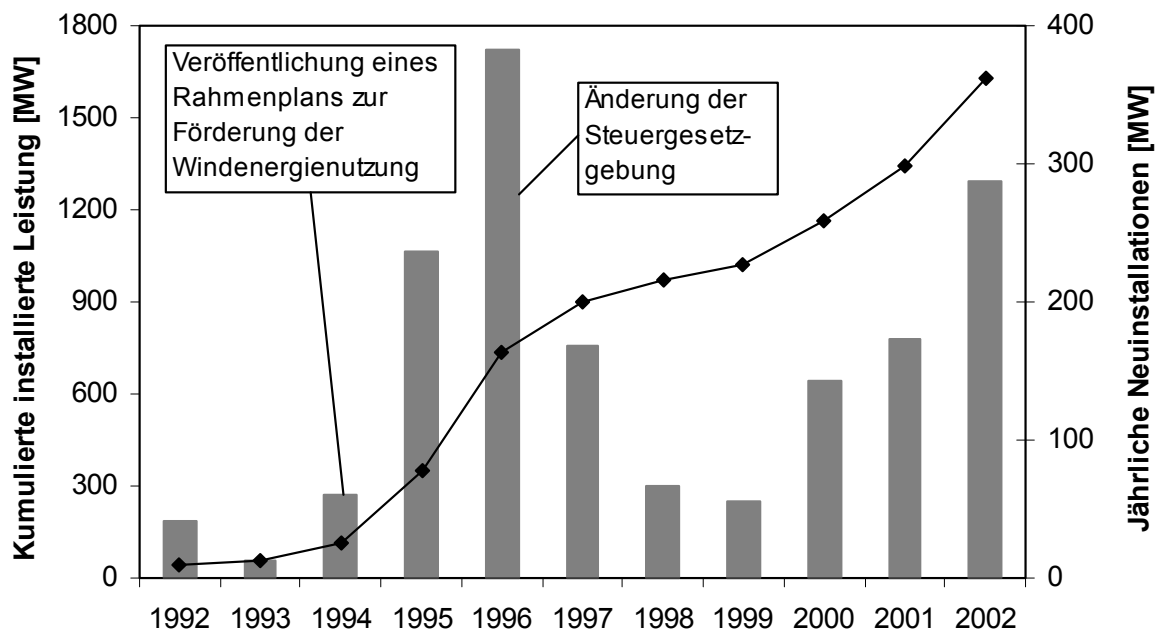


Abbildung 6.3: Entwicklung der installierten Leistung in Indien

Im Jahre 1996 brach der Boom ein und die Neuinstallationen gingen jährlich zurück. Dieser Trend ist auf eine Gesetzesänderung des Steuerrechts zurückzuführen. Die beschleunigte Abschreibung veranlasste viele Unternehmer zur Investition in Windkraftanlagen. Im Geschäftsjahr 1995/96 reduzierte die Regierung jedoch den Körperschaftsteuersatz und erhöhte den Mindeststeuersatz (minimum alternate tax (MAT)) für sogenannte „zero tax“-Unternehmen.¹ Damit wurde die Attraktivität stark eingeschränkt. Das Ergebnis lässt sich in den Neuinstallationen nach 1996 ablesen.

Mit dieser Art der Förderung sind weitere Probleme verbunden. Die Entscheidung für eine Investition in Windkraftanlagen wird kurz vor Ende des Geschäftsjahres gefällt. Dies führt zu einer hastigen und unüberlegten Errichtung der Anlagen, die bezüglich Standort- und Technikauswahl oft nicht sorgfältig genug vorbereitet wird. So sind während des Betriebes der Anlagen unvorhergesehene Netzüberlastungen bei starkem Wind eingetreten oder die Infrastruktur wurde bezüglich der Transportmöglichkeiten und der Materialbeschaffung überschätzt, so dass die regelmäßige Wartung in dem erforderlichen Maße erschwert wird. Oh-

¹ Hierbei handelt es sich um Unternehmen, die durch Steuerbefreiung auf Exporte sowie Investitionen ihre zu versteuernden Gewinne auf Null herabsetzen.

nehin lässt bei vielen Investoren das Interesse an der Anlage nach der Abschreibung nach, so dass Anlagen nach der Installation teilweise nicht mehr gewartet werden. Das Resultat ist der Stillstand von einem großen Teil der Anlagen verbunden mit einem Vertrauensverlust in diese Technik. So gleicht die Investition in Windkraftanlagen eher der eines „Steuer-Managements“ als einer nachhaltigen Stromerzeugungsoption.

Die Zentralregierung hat in dem derzeit gültigen Fünf-Jahres-Plan das Ziel formuliert, bis zum Ende der Periode insgesamt eine Leistung von 2 GW zu installieren. Dieses Vorhaben wird nicht erreicht. Trotzdem hält das MNES an dem Ziel fest, dass bis 2012 Windkraftanlagen 10 % der insgesamt installierten Leistung stellen.

In Indien zeigt sich die marktbeherrschende Position eines einheimischen Herstellers. Suzlon konnte im vergangenen Jahr einen Marktanteil von 59 % erzielen. An zweiter Stelle folgt Enercon mit 13 %. Das deutsche Unternehmen unterhält seit 1995 auf dem Subkontinent eine Fertigungsstätte. Die restlichen Marktteilnehmer und deren Marktposition können der Abbildung 6.4 entnommen werden. [BTM01]

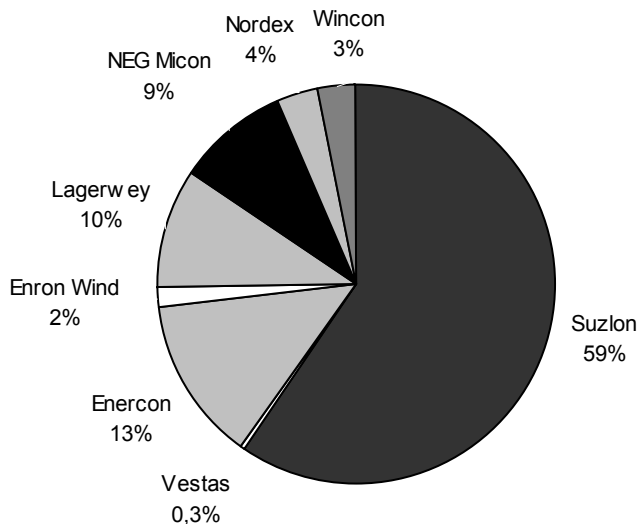


Abbildung 6.4: Anteile des indischen Herstellermarktes im Jahre 2000

7 Berechnung des Einsparpotenzials an Ressourcen und umweltrelevanten Emissionen

Durch ein verändertes Umweltbewusstsein in Industrie, Politik und Gesellschaft ist die Basis für Entscheidungen nicht mehr allein technischer und wirtschaftlicher Natur. Als zusätzliche Entscheidungskomponente kommt der Ökologie eine stark wachsende Bedeutung zu, so dass Umweltschutz mittlerweile als ein Hauptziel der gesellschaftlichen Entwicklung akzeptiert wird. In diesem Zusammenhang spielt der Begriff der Nachhaltigkeit eine wichtige Rolle, der seit den neunziger Jahren die Diskussion prägt, sowohl wenn es um den schonenden Umgang mit der natürlichen Umwelt geht als auch, was die weltweit gerechtere Verteilung des Wohlstandes betrifft. Der Begriff wird nach der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung (sogenannte Brundtland-Kommission) als eine Entwicklung definiert, „die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass zukünftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können. Nachhaltige Entwicklung erfordert, die Grundbedürfnisse aller zu befriedigen und für alle die Möglichkeit zu schaffen, ihren Wunsch nach einem besseren Leben zu befriedigen.“

Jedes Produkt und jede Dienstleistung verursacht, über den gesamten Lebenszyklus betrachtet, Stoff- und Energieumsätze, die, je nach Art und Menge der verbrauchten bzw. emittierten Stoffe, unterschiedliche Umweltbelastungen verursachen. Dies trifft insbesondere auf Energieversorgungssysteme zu. Grundlegendes Element einer umweltorientierten Betrachtung ist es, die jeweiligen Quellen- und Senkenbelastungen zu identifizieren, zu quantifizieren und darzustellen.

Dazu wurden verschiedene Instrumente entwickelt, die sich hinsichtlich ihrer Zielrichtung, Anwendungs- und betrachteten Wirkungsbereiche grundlegend unterscheiden. Eine dieser Methoden ist die produktbezogene Ökobilanz (oder Lebenszyklusanalyse oder Life Cycle Assessment). Mit ihrer Hilfe werden Schlussfolgerungen zu den ökologischen Optimierungsmöglichkeiten (Schwachstellenanalyse) oder der ökologischen Einordnung eines Produktes / Prozesses gegenüber möglichen Alternativen getroffen. Sie bezieht dabei Daten verschiedener Umweltmedien, geographisch verschiedener Standorte und aus unterschiedlichen zeitlichen Bezugsräumen ein. Es muss betont werden, dass Ökobilanzen ausschließlich ökologische, aber weder ökonomische noch soziale Aspekte berücksichtigen. Damit grenzt sie sich deutlich gegenüber anderen Instrumenten ab, die auch eine Abschätzung dieser Komponenten leisten können.

Bei der Ökobilanz wird eine Betrachtung entlang des gesamten Lebensweges vorgenommen, d.h. von der Rohstoffgewinnung über die Produktion und Anwendung bis zur Beseitigung. Damit werden nicht nur Teilaspekte erfasst, vielmehr verhindert die umfassende Betrachtung, dass es zu Verlagerungen von einem Umweltmedium in ein anderes oder eines Prozessschrittes in einen anderen kommt, bspw. von der Produktion zur Entsorgung. Dabei wird der Herstellungsprozess des Produktes mit seinem Bedarf an Energien, Vorprodukten, Rohstoffen und Hilfs- und Betriebsstoffen sowie mit den dabei entstehenden Emissionen und Abfällen untersucht (siehe dazu Abbildung 7.1). Hinzu kommen im Sinne einer Lebenswegbetrachtung noch die Prozesse zur Bereitstellung der Energien und der Vorprodukte, die Transporte, die eigentliche Nutzung des Produktes bzw. der Produktionsabfälle. Diese Kette wird zurückverfolgt bis zur „Wiege“, also bis zur Entnahme der Rohstoffe aus der Umwelt,

bzw. weiterverfolgt bis zur „Bahre“, wo die Reststoffe von den jeweiligen Senken aufgenommen werden.

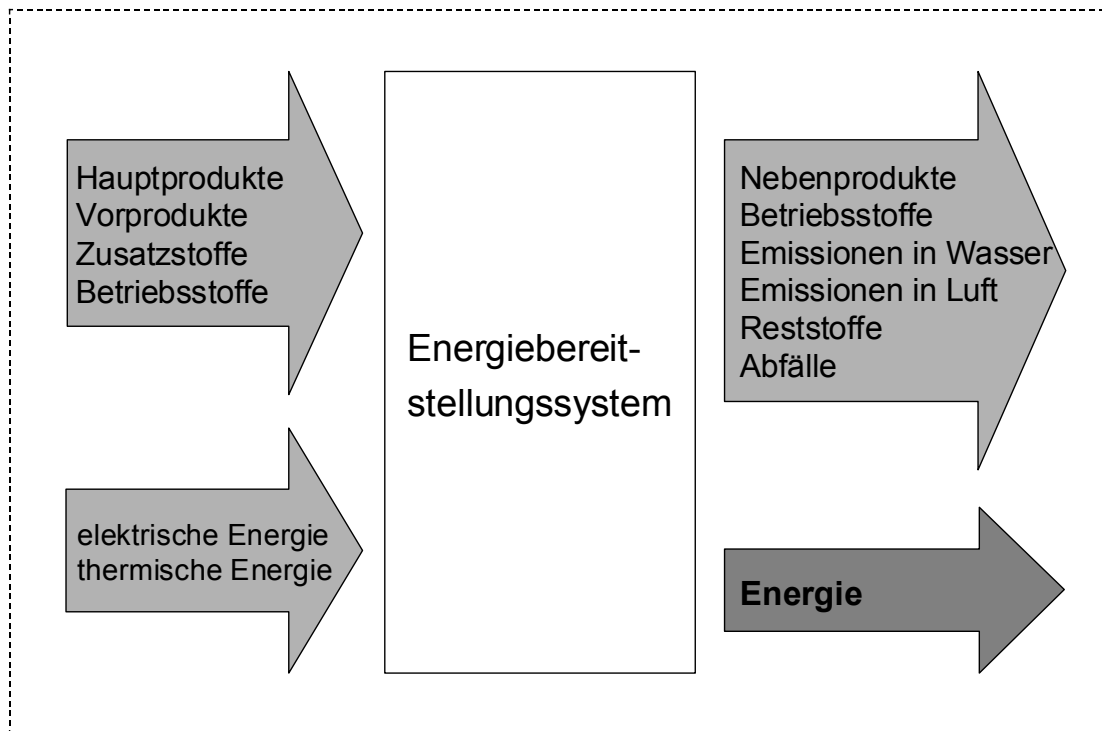


Abbildung 7.1: Bilanzierungsrahmen eines Energiebereitstellungssystems

Der Einsatz erneuerbarer Energien dient den umweltpolitischen Zielen wie der Reduktion des Ausstoßes von CO₂, anderer treibhaus- und umweltrelevanter Gase und der Schonung nichterneuerbarer Energieressourcen, da sie während des Betriebes nahezu emissionsfrei Energie bereitstellen können. In dieser Bewertung werden jedoch die Umweltwirkungen vernachlässigt, die während der Bau- und Entsorgungs-Phase anfallen und die Wirkungen, die für einen reibungslosen Betrieb erforderlich sind (Wartungen, Reparaturen etc.). Diese Anforderung erfüllt die Ökobilanz, indem sie alle Aufwendungen für die Bau-, Betriebs- und Entsorgungsphase bilanziert, sowie alle vorgelagerten Ketten, die zur Bereitstellung der Haupt- und Vorprodukte, Zusatz- und Betriebsstoffe und elektrischen und thermischen Energien einbezieht.

Durch die Komplexität der Untersuchungen und einem daraus resultierenden Anwachsen der zu verarbeitenden Datenmengen ergibt sich die Notwendigkeit einer Unterstützung durch elektronische Datenverarbeitung. Wurde zunächst versucht, die Anforderungen durch Standardanwendungen zu erfüllen, entstand bald der Bedarf nach einer umfassenderen Lösung für die im Rahmen von Bilanzierungen anfallenden Aufgaben. So entfaltete sich ein Markt für eine Gruppe spezieller Software, die unterstützend in der Ökobilanzierung eingesetzt werden kann. Sie weisen in vielen Fällen ähnliche Programmelemente auf, sind jedoch in ihrer konkreten Ausgestaltung recht unterschiedlich und decken damit unterschiedliche Anwendungsfelder ab. Den meisten dieser Programme sind Datenbanken hinterlegt, die über Standardprozesse verfügen und die durch selbst generierte Prozesse erweitert werden können. Die Datenbanken sind abhängig vom Adressatenkreis und differieren in der preislichen Gestaltung erheblich. In dieser Arbeit wird mit der Bilanzierungssoftware „Globales Emissions-

Modell Integrierter Systeme“ (GEMIS) gearbeitet [GEMIS01], weil sie um eine Datenbank speziell für Entwicklungsländer erweitert werden kann. [EM99]¹

Ökobilanzen spielen eine immer größere Rolle in der politischen Auseinandersetzung über Umweltthemen. In dieser Situation war es daher aus vielen Gründen notwendig zu identifizieren, was allgemeiner Konsens ist und welche Verfahrensregeln und Vorgehensweisen für wissenschaftliche Ökobilanzen notwendig sind. Dies ist der Kern des Standardisierungsvorhabens zu Ökobilanzen bei der International Standardisation Organisation (ISO). Das Resultat der Anstrengung, ein internationales Normenwerk zu konzipieren, sind gegenwärtig die Regelwerke DIN EN ISO 14040:1997, DIN EN ISO 14041:1997, DIN EN ISO 14042:1998 (Entwurf), DIN EN ISO 14043:1998 (Entwurf). [ISO14040], [ISO14041], [ISO14042], [ISO14043]

In dieser Arbeit wird nach den Vorschlägen dieser Richtlinien vorgegangen und im folgenden erläutert.

7.1 Methodische Vorgehensweise

Zur Bestimmung der Höhe der vermiedenen Emissionen und Energieaufwendungen und der damit verbundenen Vermeidungskosten bedarf es eines Alternativenvergleiches, deren Realisierung aus ökonomischer Sicht „erste Wahl“ wäre („business as usual“). Diese sogenannte baseline hat erheblichen Einfluss auf die berechneten Umweltwirkungen des zu betrachtenden Systems.

Zur Bestimmung der baseline muss demnach die Frage beantwortet werden, wie dieselbe Energiedienstleistung alternativ erbracht würde, wenn die Windenergie nicht eingespeist würde. Dafür müsste die wahrscheinlichste Entwicklung des Energiesystems beschrieben werden für den Fall, dass die Trends der Vergangenheit unverändert anhalten und keine gezielten Veränderungseingriffe in das System vorgenommen werden.

Mit der Einspeisung windtechnisch erzeugter Energie werden Eingriffe in das Energiesystem verbunden sein, deren Auswirkungen weitreichend sein können. Die mit diesem Szenario verbundenen Emissionen und Energieaufwendungen geben gegenüber denen des Szenarios ohne Windeinspeisung das Einsparpotenzial an, das durch die Windenergienutzung erzielt werden kann.

Es gibt grundsätzlich die Alternativen, die Abschätzung der Wirkungen mit einer System- oder Partialanalyse vorzunehmen. Bei den systemanalytischen Untersuchungen des Energiesystems kommt der Anwendung von Energiemodellen eine besondere Bedeutung zu. Energiemodelle stellen die komplexe Struktur und das Verhalten des Energiesystems als vereinfachtes Abbild der Realität dar und sind besonders geeignet, Systemzusammenhänge und Wechselwirkungen mit der Umwelt aufzuzeigen. Für die Analyse der energiewirtschaftlichen Entwicklung wird die Szenariotechnik verwendet. Ein Szenario umfasst die Quantifizierung der Vorstellungen zur Nachfrageentwicklung sowie Annahmen über die Entwicklung unsicherer Einflussfaktoren wie beispielsweise die Entwicklung der Energiepreise, die dem Energiemodell als Rahmenbedingung vorgegeben werden. Bei den Energiemodellen können zwischen Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodellen unterschieden werden. Energie-

¹ Wenn im folgenden von der Software Gemis gesprochen wird, ist damit [GEMIS01] mit der um [EM99] erweiterten Datenbank gemeint.

systemmodelle bilden die verschiedenen Stufen der Energieumwandlung und die jeweiligen Güterströme in einem Modell ab. Sie erfassen jedoch z. B. nicht die Rückwirkung von (Energieträger-) Preisen auf die Entwicklung der Nachfrage. Um solche Beziehungen integriert in einem Modell zu betrachten, werden Energiewirtschaftsmodelle eingesetzt. Bedingt durch nichtlineare oder gemischt-ganzzahlige Funktionen zur Beschreibung dieser Rückwirkungen erlauben die momentan zur Verfügung stehenden Gleichgewichtsmodelle keinen oder lediglich einen eingeschränkten Detaillierungsgrad bei der Modellierung der Systemelemente und damit der technischen Fundierung durch Einzeltechniken. [Fahl00]

Für die Anwendung von Energiemodellen wird für die Abbildung des Energiesystems eine umfangreiche Datenbasis benötigt. Für die Länder China und Indien erweist sich die Datenzusammenstellung als besonders schwierig, weil kaum auf Vorarbeiten zugegriffen werden kann und die Daten für statistische Zwecke nicht so detailliert wie in Industrieländern erfasst und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden. Aus unter anderen diesen Gründen wurde die Bestimmung der baseline durch eine partielle Betrachtung analysiert. Grundsätzlich liegt diesem Ansatz die Annahme zu Grunde, dass mit dem Bau eines Stromerzeugungssystems, in diesem Fall die Windkraftanlage, die elektrische Energie eines anderen Kraftwerks verdrängt oder aber der Zubau von konventioneller Kraftwerkskapazität reduziert wird. Durch diese methodische Vorgehensweise werden zwei Energiebereitstellungssysteme gegenübergestellt, die, wegen der begrenzten Zahl, eine sehr detaillierte Betrachtung erlauben, auf die im Rahmen dieser Arbeit ein Schwerpunkt gesetzt wurde. Allerdings müssen alle Ergebnisse vor den Hintergrund interpretiert werden, dass die Berechnungen losgelöst von dem Energiesystem der Länder angestellt werden.

Um die Umweltwirkungen zu quantifizieren, wurde für beide Energieumwandlungssysteme eine Ökobilanz erstellt. Sie untersucht die Umweltaspekte und potenziellen Umweltwirkungen im Verlauf des Lebensweges eines Produktes oder einer Dienstleistung von der Rohstoffgewinnung, über Produktion, Anwendung bis zur Beseitigung. Die allgemeinen Kategorien der zu berücksichtigenden Umweltwirkungen umfassen die Nutzung von Ressourcen, menschliche Gesundheit und ökologische Wirkungen. Es handelt sich demnach um eine Methode zur Abschätzung der mit einem Produkt verbundenen Umweltaspekten und produktspezifischen Umweltwirkungen durch

- Zusammenstellung einer Sachbilanz von relevanten Input- und Outputflüssen eines Produktsystems;
- Beurteilung der mit diesen In- und Outputs verbundenen potenziellen Umweltwirkungen;
- Auswertung der Ergebnisse der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung hinsichtlich der Zielstellung der Studie. [ISO14040]

Im weiteren werden nun die einzelnen Aspekte einer Lebenszyklusanalyse nach [ISO14040] erörtert. Diese sind im einzelnen die Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens, die eigentliche Sachbilanz, eine Wirkungsabschätzung und die Auswertung. Abbildung 7.2 stellt die Komponenten graphisch dar. [ISO14040]

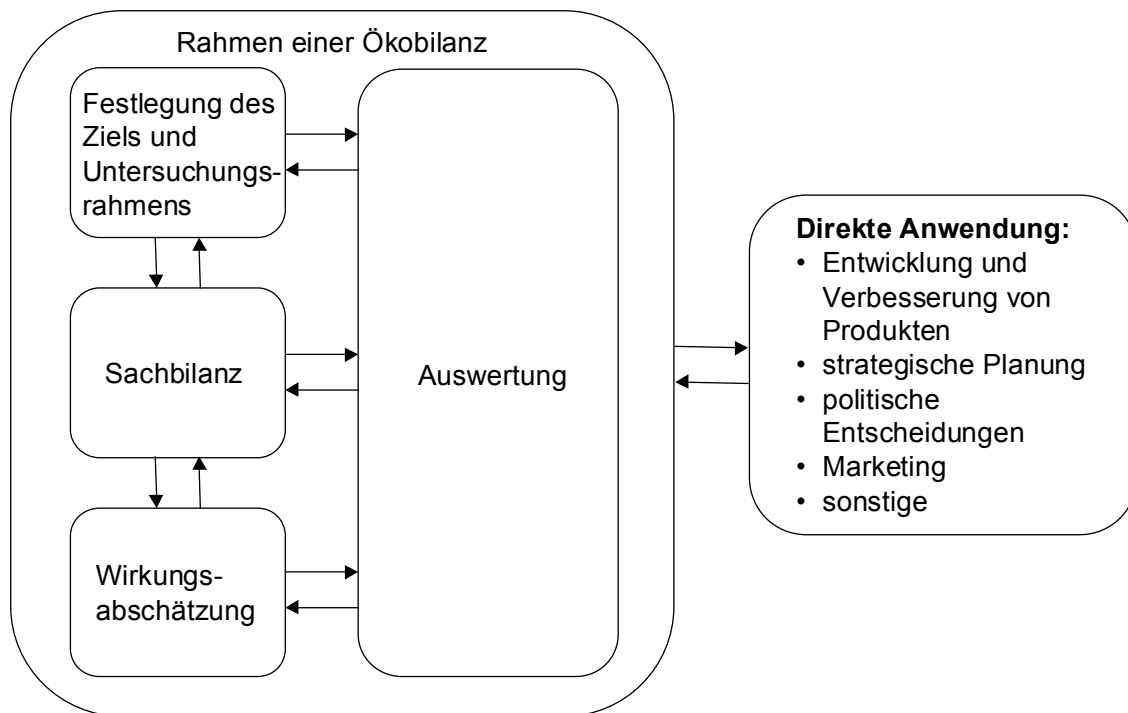


Abbildung 7.2: Bestandteile einer Lebenszyklusanalyse

7.1.1 Zieldefinition und Beschreibung der Randbedingungen

Zwar bilden die Zieldefinition und die Beschreibung der Randbedingungen eine formale Einheit, doch werden sie wegen der unterschiedlichen Inhalte getrennt beschrieben.

Die Zieldefinition dient insbesondere der genauen Beschreibung des Zwecks der Analyse. Es soll dargelegt werden, was untersucht werden soll und der damit verbundene Nutzen. Aus dieser Festlegung resultieren die Bestimmung der benötigten Daten und deren Datenquellen, sowie deren zeitlicher, geographischer und technologischer Bezug. Des Weiteren sollen die Detailtiefe und die Qualitätsziele festgelegt werden.

Die Beschreibung der Randbedingungen dient hauptsächlich der Festlegung des Systems mit den zugehörigen Systemgrenzen. Als Systemgrenze werden diejenigen Stellen verstanden, an denen Stoff- und/oder Energieflüsse von ihren jeweiligen Quellen in das System eintreten oder an denen Stoff- und/oder Energieflüsse das System zu den jeweiligen Senken verlassen.

Bei der Bilanzerstellung werden zunächst nur die dem Endprodukt direkt zuordnungsfähigen Prozesse oder Bauteile aufgenommen. Sie werden in folgender Bilanzierung 1. Ordnung bezeichnet. Es bliebe aber weiterhin zu klären, inwieweit andere Aufwendungen, z. B. die, die mit dem Personal oder der Infrastruktur verbundenen sind, in eine Bilanz zu integrieren wären. Zu diesem Zweck werden die Begriffe der Bilanzierung 2. und 3. Ordnung eingeführt.

Die Bilanzierung 2. Ordnung soll der Definition nach vor allem sämtliche Aufwendungen berücksichtigen, die mit dem Einsatz des Menschen innerhalb des Bilanzraumes verbunden sind. Aufzuzählen sind Sanitär- und Ernährungsbereich, Erholungszonen etc.

Die Bilanz 3. Ordnung berechnet zusätzlich alle indirekten Aufwendungen ein. Dazu zählt die Errichtung einer Infrastruktur, wie bspw. die Schaffung von Straßen und Gebäuden, sowie

deren Betrieb. Mit der Einbeziehung derartiger Prozesse treten vor allem methodische Problemstellungen auf, wie z. B. ein Verteilungsschlüssel für indirekte Aufwendungen zu definieren ist, die der Produktion verschiedener Produkte dienen. Zum anderen stellt sich die Frage, wo der Bilanzraum sinnvoll enden könnte, da die Reihe der Bilanzierungsordnungen beliebig fortgesetzt werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit wird durchgängig ausschließlich die Bilanz 1. Ordnung betrachtet, da die Datenlage kaum eine detailliertere Analyse zulässt.

Die Forderung einer vollständigen Berücksichtigung aller Stoff- und Energieflüsse ist hypothetisch. Einerseits ist die Erfassung nur mit sehr viel Aufwand zu bewerkstelligen, andererseits ist dies auch nicht immer erstrebenswert, weil der Einfluss auf das Gesamtergebnis ab einer bestimmten Stufe vernachlässigbar sein kann. Aus diesem Grund werden Abschneidekriterien vereinbart, die es erlauben, die als nicht relevant eingestuften Flüsse zu vernachlässigen. Dies kann u.a. nach den Entscheidungskriterien Masse, Energie oder Umweltrelevanz erfolgen. Problematisch wird die Festlegung eines Grenzkriteriums insofern, weil die Relevanz im voraus schwer einzuschätzen ist.

Weiterhin erfordert dieser Teil der Ökobilanz die Bestimmung einer funktionellen Einheit, die den Nutzwert eines Produktes oder die spezifische Dienstleistung beschreibt. Mit dieser Einheit kann eine Aussage über die Festlegung der Leistungskennwerte gemacht werden. Der Hauptzweck ist die Angabe einer Referenz, auf die In- und Outputs normiert werden. Sie muss eindeutig definiert und messbar sein. Systemvergleiche, wie sie im Rahmen dieser Arbeit vorgenommen werden, müssen auf Grundlage der selben funktionellen Einheit vorgenommen werden. Dabei können allerdings Probleme auftreten, wenn die zu vergleichenden Produkte sich in ihrer Funktionalität oder Qualität unterscheiden.

7.1.2 Sachbilanz

Der eigentliche Kern einer Ökobilanz ist die Sachbilanz. In ihr werden Daten gesammelt und die relevanten In- und Outputströme für bestimmte Indikatoren eines zu untersuchenden Systems in physikalischen Einheiten quantifiziert. Die Sachbilanz hat nicht nur deskriptiven Charakter, sondern beinhaltet auch eine Systemanalyse und lässt damit die Untersuchung von Handlungsoptionen zu.

Die beiden wichtigsten Methoden zur Analyse der Sachbilanz sind die Prozesskettenanalyse und die Input-Output-Analyse, die im folgenden vorgestellt werden.

7.1.2.1 Prozesskettenanalyse

Bei der Prozesskettenanalyse werden die einzelnen vorgelagerten Produktionsschritte vom Endprodukt ausgehend schrittweise zurückverfolgt. Da die Betrachtung des ganzen Lebensweges eines Produktes mit verschiedenen Prozessschritten verbunden ist, behilft man sich durch eine Unterteilung des ganzen Systems in Teilsysteme, die die Vorgänge eines Einzelprozesses oder einer Gruppe von Prozessen erfassen. Die Teilsysteme untereinander sind durch Stoff- oder Energieflüsse verbunden. Bei der Prozesskettenanalyse werden für jedes Kettenglied Energie- und Stoffbilanzen erstellt. In Abbildung 7.3 ist das Schema eines Materialstammbaumes dargestellt. Aus diesem sind die Fertigungsebenen sowie die ableitbaren Systemgrenzen ersichtlich. Bei der Analyse des Produktaufbaus ergibt sich eine Baumstruktur, die sich in entgegengesetzter Richtung des Produktionsablaufes in weitere Äste verzweigt. [Eye96]

Begonnen wird mit der Erhebung aller zur Betrachtung des Lebenszyklus relevanten Daten entlang der Hauptprozesskette, um darauf aufbauend die Ströme der übrigen Prozessschritte, sowie die Ausgänge in andere Prozesse zu erheben. Des Weiteren werden Transporte berücksichtigt, die Förderung und Bereitstellung von Energieträgern und Endenergie sowie Entsorgungsprozesse.

An die Datenerhebung schließt sich unmittelbar die Bilanzerstellung zunächst für die Teilsysteme an, die dann anschließend zusammengefügt werden. Zur Kontrolle der Bilanzen wird der Energie- und Masseerhaltungssatz herangezogen. Vom Endprodukt ausgehend werden die Energieaufwendungen und Emissionen für jeden vorgelagerten Prozess zunächst auf Baugruppen-, dann auf Bauteil- bzw. Halbzeugebene und schließlich bis zur Rohstoffebene ermittelt.

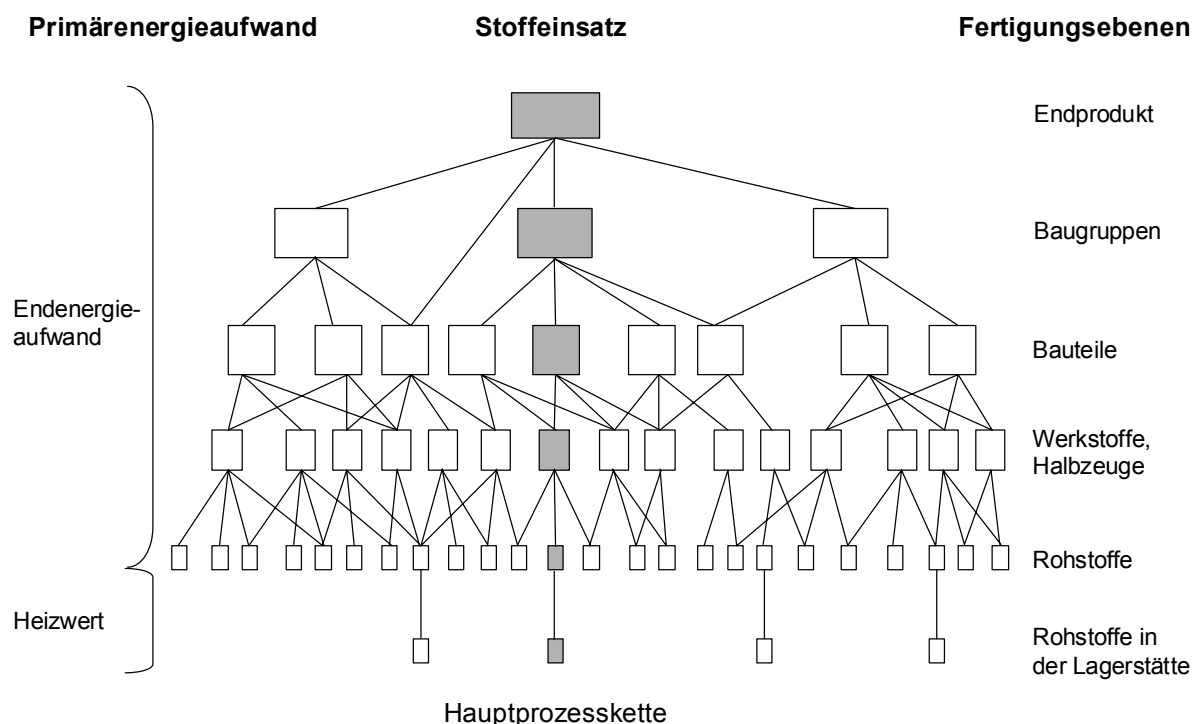


Abbildung 7.3: Schema eines Materialstammbaums

7.1.2.2 Input-Output-Analyse

Bei der Input-Output-Analyse (im folgenden I-O-Analyse) handelt es sich um ein wirtschaftswissenschaftliches Verfahren zur Analyse der Verflechtungen in einer Volkswirtschaft, das insbesondere von Leontief entwickelt wurde. Die hieraus abgeleitete energetische I-O-Analyse wurde seit Anfang der siebziger Jahre zur Bestimmung des kumulierten Energieaufwandes zur Herstellung von Gütern eingesetzt. In den letzten Jahren wurde die I-O-Analyse auch für die Bestimmung von Emissionsverflechtungen herangezogen.

Grundlage für die I-O-Analyse sind Input-Output-Tabellen (IOT), in denen Lieferungen der Güter an die einzelnen Produktionsbereiche wertmäßig erfasst sind. Dabei wird die Volkswirtschaft nach funktionellen Gesichtspunkten in Sektoren untergliedert, d.h., dass die Einteilung nach Produktionsprozessen vorgenommen wurde. In den Sektoren werden Produkti-

onseinheiten zusammengefasst, die das gleiche Produkt herstellen. Das können ganze Betriebe oder Teile von Betrieben sein. Für jeden dieser Sektoren werden sowohl die bezogenen Vorleistungen plus Wertschöpfung (Inputs) also auch die von ihm produzierten Waren und Dienstleistungen (Outputs) eines Jahres bilanziert, anstelle der gehandelten Güter werden stets die hierfür bezahlten (Netto-)Geldwerte verbucht.

Der spaltenweisen Lesart der Vorleistungsmatrix kann entnommen werden, wie viel der betrachtete Sektor im Jahr an direkten Vorleistungen für seine eigene jährliche Güterproduktion beziehen muss. Wird ein linearer Zusammenhang zwischen Güterproduktion und Vorleistungskoeffizienten ohne Kapazitätsgrenzen angenommen, kann die Produktion durch spezifische Koeffizienten, die die Vorleistungsbezüge je Einheit Güterproduktion in Beziehung setzen, beschrieben werden. Die Matrix mit diesen Quotienten wird Koeffizientenmatrix A genannt.

Durch die Multiplikation eines Nachfragevektors \bar{v} , der die Nachfrage nach spezifischen Sektoren beschreibt, können durch Multiplikation mit der Koeffizientenmatrix die direkten Vorleistungsbezüge aus anderen Sektoren errechnet werden. Im nächsten Schritt stellt sich die Frage, wie viel Vorleistungen erforderlich sind, damit die direkten Vorleistungen bereitgestellt werden können (1. Vorleistungen) und wie viel wiederum für deren Vorleistungen aufzuwenden sind (2. Vorleistungsstufe) etc. Es ergibt sich eine Summe nach Gleichung 7.1.

$$\begin{array}{l} \text{direkte Vorl.} \\ \bar{v} + \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{1. Vorleistungsstufe} \\ A \cdot \bar{v} + \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{2. Vorleistungsstufe...} \\ A \cdot A \cdot \bar{v} + \dots = \text{kumulierte Vorleistungen} \end{array} \quad \text{Gleichung 7.1}$$

Mathematisch führt dies zu einer geometrischen Reihe, die mit der Leontief-Inversen gelöst werden kann $(E-A)^{-1}$, für $\det(E-A) \neq 0$, E Einheitsmatrix. [Web99]

Die einzelnen Koeffizienten der Leontief-Inversen zeigen demnach den notwendigen Beitrag des Sektors i zur Erzeugung einer Einheit Endnachfrage des Sektors j .

Mit der gleichen Konsequenz kann diese Vorgehensweise auf Verbräuche an Energieträgern übertragen werden. In Deutschland gibt das Statistische Bundesamt eine Statistik der Energieverwendung in energetischen Einheiten heraus. Zeilenweise weist sie die Energieverwendung von 7 Primär- und 14 Sekundärenergieträgern nach. Die Spaltengliederung in Produktionssektoren ist identisch mit der Einteilung der monetären IOT. Die Division der Spaltenwerte durch den monetären Produktionswert des jeweiligen Produktionssektors führt auf die Matrix D der direkten Energieaufwandskoeffizienten, die den direkten Energieeinsatz je Sektor zur Produktion einer Werteinheit angeben.

Die Verknüpfung dieser Matrix mit der Leontief-Matrix nach der Gleichung 7.2 führt zu der gewünschten Matrix F von Energieaufwandskoeffizienten, die den kumulierten, d. h. den im Inland und Ausland notwendigen direkten und indirekten Bedarf eines jeden Energieträgers zur Bereitstellung einer Werteinheit eines Sektors darstellen. [Drake96] In gleicher Weise können die Emissionen bestimmt werden, die zur Herstellung eines Gutes oder Dienstleistung verbunden sind.

$$F = D(E-A)^{-1} \quad \text{Gleichung 7.2}$$

7.1.2.3 Hybrid-Ansatz

Der Hybrid-Ansatz stellt eine Kombination der beiden vorgestellten Methoden der Sachbilanz dar. Bei der Verbindung von Prozesskettenanalyse und Input-Output-Analyse wird zunächst die Prozesskettenanalyse durchgeführt, die in der Regel Stoff-, Massen- und Energiebilanzen für die einzelnen Prozessschritte beinhaltet. Anschließend wird für jeden Prozess der Prozesskette zusätzlich eine Kostenbilanz erstellt. Die Differenz zwischen dem Wert des bereitgestellten Nutzens einerseits sowie dem Wert der bezogenen, in der Prozesskette quantifizierten Vorleistungen und der Nettowertschöpfung des Prozesses andererseits ergibt den Wert der nicht in der Prozesskette erfassten Vorleistungen, die in den jeweiligen Prozess einfließen. Dieser Betrag wird dann zunächst in Abhängigkeit von der Art des betrachteten Prozesses sowie nach der Art und Menge der in der Prozesskette bereits quantifizierten Vorleistungen auf die verschiedenen Produktionsbereiche der Input-Output-Tabelle aufgeteilt. Die Multiplikation der Teilbeträge mit spezifischen kumulierten Umwelteinwirkungen der Produktionsbereiche, die mit Hilfe der Input-Output-Analyse ermittelt wurden, liefert dann die Umweltwirkungen, die durch die Bereitstellung der nicht in der Prozesskette erfassten, aber für den Prozess erforderlichen Vorleistungen verursacht werden. [Mar00]

Für die Berechnungen in dieser Arbeit wurde für die Herstellung der Materialien die Prozesskettenanalyse herangezogen. Allerdings konnten die während der Fertigung entstehenden Umweltwirkungen wegen mangelnder Datenlage nicht spezifiziert werden. Um dennoch eine lückenlose Abbildung der Prozesskette von den Ressourcen bis hin zu der fertigen Windkraftanlage zu gewährleisten, wurde zusätzlich für die Bilanzierung des Fertigungsschrittes die I-O-Analyse implementiert. Die prinzipielle Vorgehensweise ist in Abbildung 7.4 in Anlehnung an [Mar00] dargestellt. Weitere Prozessschritte wie Wartung oder Transport wurden mit der Prozesskettenanalyse ermittelt.

In China und Indien wird die Volkswirtschaft von den Statistischen Ämtern ebenfalls in I-O-Tabellen erfasst. China veröffentlicht in diesem Werk die für diese Arbeit notwendigen Daten der Energieaufwendungen und Erzeugnisse nach Sektoren. Die Energieaufwendungen werden nach Energieträgern getrennt aufgelistet. Eine Untersuchung nach umweltökonomischen Gesichtspunkten wird jedoch nicht durchgeführt. Die sektoralen Emissionen werden für die relevanten Produktionssektoren für die Berechnungen in dieser Arbeit aus den Primärenergien auf der Basis der Standards des Intergovernmental Panel on Climate Change ermittelt. [IPCC01]

Wegen des großen Arbeitsaufwandes werden die indirekten Energieaufwendungen und Emissionen nicht nach der in Kapitel 7.1.2.2 vorgestellten Methode berechnet, sondern sie werden mittels vorgelagerter Ketten zur Primärenergiebereitstellung nach [GEMIS01] berücksichtigt. Damit verkürzt sich die Reihe nach Gleichung 7.1 auf nur ein Glied.

Die I-O-Analyse bezieht ihre Energieeinsätze auf eine monetäre Nachfrage. Diese Vorgehensweise erfordert Angaben über die Preise des nachgefragten Materials. Da die Nachfrage als Menge vorliegt, müssen diesen die Preise zugeordnet werden. Die verfügbare Datenlage lässt diese Zuordnung kaum zu und behaftet die Berechnungen mit zusätzlichen Fehlern. Deshalb werden die direkten Vorleistungen auf die Masse des nachgefragten Materials bezogen. Angaben über den sektoralen Materialbedarf werden den Statistischen Jahrbüchern entnommen. [SYVR99] [SCIN01]

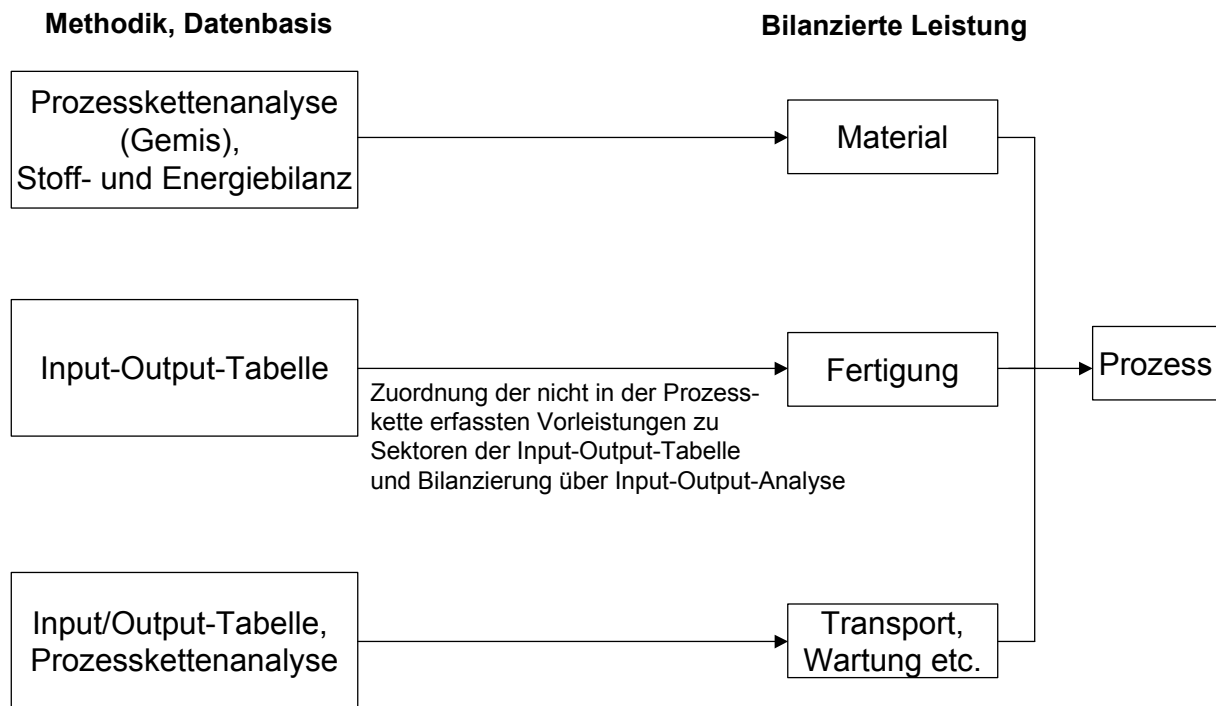


Abbildung 7.4: Methodik der Lebenszyklusanalyse mit dem Hybrid-Ansatz

In diesem Zusammenhang muss klar herausgestellt werden, dass die Gütergruppen und Produktionsbereiche bedingt durch den Aufbau der I-O-Tabellen stark aggregiert sind, so dass die ermittelten Umweltbelastungen nur einen Mittelwert für alle Güter einer Gütergruppe darstellen, von dem der Wert für einzelne Güter erheblich abweichen kann.

Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass mit der Prozesskettenanalyse die Umweltwirkungen gegenüber der I-O-Analyse unterschätzt werden, weil bei der Prozesskettenanalyse durch Abbruchkriterien und außerhalb der Systemgrenzen liegenden Ketten abgeschnitten werden.

Die meisten Betriebsabläufe produzieren mehr als ein Endprodukt, wodurch eine Aufteilung der Emissionen, Energie- und Stoffverbräuche auf die Koppel- und Nebenprodukte erfolgen muss. Für die Allokationsverfahren gibt es keine einheitliche Regelung. Abhängig vom Ziel der Untersuchung müssen die Allokationsverfahren festgelegt werden. Grundsätzlich werden unter anderem folgende Verteilungsansätze diskutiert: [Eye96]

- Worst-case-Ansatz, bei dem alle Umweltlasten dem Hauptprodukt zugerechnet werden,
- Verteilung nach Masse,
- Verteilung nach dem Energiegehalt,
- Verteilung nach dem Exergiegehalt,
- Verteilung nach dem Marktpreis,
- Verteilung nach Molmengen, -massen,
- Verteilung nach der Konzentration,
- nach Gutschriften, berechnet nach den Umweltlasten einer alternativen Herstellung des Koppelproduktes.

Die Entscheidung für ein spezielles Allokationsverfahren hängt insbesondere von den physikalischen Eigenschaften der Produkte ab. Bei mehreren möglichen Verfahren ist eine Sensitivitätsanalyse notwendig, um die Ergebnisrelevanz verschiedener als geeignet betrachteter Ansätze zu untersuchen. In jedem Fall ist das gewählte Verfahren zu dokumentieren.

7.1.3 Wirkungsabschätzung

Die Wirkungsabschätzung ist die dritte Phase der Ökobilanz und bereitet die Auswertung vor. Sie dient der Quantifizierung der Wirkungen der in der Sachbilanz erfassten Größen auf die Ökologie. Der Schritt der Wirkungsabschätzung beschreibt ausgewählte Umweltthemen, sogenannte Wirkungskategorien, und verwendet Wirkungsindikatoren, um die Ergebnisse der Sachbilanz zu komprimieren und zu erläutern. Diese Methodik der sogenannten auswirkungsorientierten Klassifizierung ist vom Centrum für Milieukunde (CML), Leiden, Niederlande, entwickelt worden.

Neben dieser Vorgehensweise gibt es auch andere Methoden, z. B. auch Einzelbewertungen, der Stoffe. Der Aufbau der CML-Methodik entspricht den nationalen und internationalen Normierungsbemühungen, so dass diese Herangehensweise sich eher durchsetzen wird.

Die Wirkungsindikatoren sollen die zusammengefassten Werte der Emissionen oder des Ressourcenverbrauchs für jede Wirkungskategorie widerspiegeln. [ISO14042] Dabei werden für jede Wirkungskategorie die in der Sachbilanz ermittelten Stoffströme mit stoffspezifischen relativen Wirkungspotenzialen, die die Wirkung eines Stoffes in Relation zu einer Referenzsubstanz beschreiben, multipliziert und dann aufsummiert. Das Ergebnis ist das Wirkungspotenzial, das den Beitrag des bilanzierten Energiesystems zu der betrachteten Wirkungskategorie beschreibt. [Mar00] Die Indikatoren werden nach den aktuellen wissenschaftlichen Kenntnissen bestimmt, so dass unter Umständen eine Modifikation bei neuen Erkenntnissen erforderlich wird. Dasselbe gilt für die Festlegung der Wirkungskategorien, die stets der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion angepasst werden muss. Aus diesem Grunde ist die von der Sachbilanz und Auswertung getrennte Betrachtung der Wirkungsabschätzung sinnvoll, da sie losgelöst modifiziert werden kann.

Es werden vorläufig 15 Problemfelder genannt, die in der heutigen Klimadiskussion als vorrangig verstanden werden, wobei diese Liste historisch gewachsen und beliebig erweiterbar ist. Die Problemfelder unterscheiden sich hinsichtlich ihrer geographischen Relevanz und werden deswegen den Kriterien global, regional und lokal zugeordnet.

Globale Kriterien

- Erschöpfung abiotischer Faktoren
- Erschöpfung biotischer Faktoren
- Treibhauseffekt
- Ozonabbau

Regionale Kriterien

- Versauerung

Lokale Kriterien

- Humantoxizität
- Aquatische Ökotoxizität
- Terrestrische Ökotoxizität
- Bildung von Photooxidanten
- Eutrophierung
- Abwärme (Wasser)
- Geruchsbelästigung
- Lärm
- Schaden (Ökosystem und Landschaft)
- Opfer

Die Wahl der Wirkungskategorien hängt maßgeblich von den betrachteten Systemtechniken und den daraus resultierenden Umweltwirkungen ab. Sie müssen in Übereinstimmung mit den zuvor definierten Zielen der Ökobilanz in Einklang gebracht werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Problemfelder auf den Treibhauseffekt, die Versauerung und den Ressourcenverbrauch abiotischer Stoffe fokussiert. Der Ressourcenverbrauch beschränkt sich dabei nur auf den Verbrauch von Primärenergieträgern, der über den kumulierten Energieaufwand definiert wird. Im folgenden werden die drei betrachteten Wirkungskategorien näher erläutert.

7.1.3.1 Kumulierter Energieaufwand

Der kumulierte Energieaufwand wird hier nach der VDI-Richtlinie 4600 der VDI-Gesellschaft Energietechnik definiert [KEA97] und gibt die Gesamtheit des Energieaufwandes an, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Entsorgung eines Gegenstandes entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann und berechnet sich nach Gleichung 7.3.

$$KEA = KEA_H + KEA_N + KEA_E \quad \text{Gleichung 7.3}$$

KEA gesamter kumulierter Energieaufwand [MJ]

KEA_H kumulierter Energieaufwand für die Herstellung [MJ]

KEA_N kumulierter Energieaufwand für die Nutzung [MJ]

KEA_E kumulierter Energieaufwand für die Entsorgung [MJ]

Neben dem kumulierten Prozessendenergieverbrauch (EEV), der sich aus dem prozessbedingten Energieverbrauch für Licht-, Wärme-, Kraft- und Nutzelektrizitätserzeugung ergibt, wird auch der nichtenergetische Verbrauch (NEV) von Energieträgern sowie der stoffgebundene Energieinhalt (SEI) eingesetzter oxidationsfähiger Rohstoffe berücksichtigt. Nichtenergetischer Aufwand bezeichnet dabei den Verbrauch von Energieträgern, bei dem nicht der Energiegehalt der Energieträger, sondern ihre stofflichen Eigenschaften Grund ihres Einsatzes sind (z. B. Erdöl für die Kunststoffherstellung). Der stoffgebundene Energiegehalt be-

schreibt die durch chemische oder physikalische Wandlung exotherm freisetzbare Energie von Werk- und Baustoffen, die im Sinne der Energiebilanz keine Energieträger sind (z. B. Holz für die Möbelherstellung). Der nichtenergetische Verbrauch sowie der stoffgebundene Energieinhalt bilden den nichtenergetischen Aufwand aller Einsatzstoffe. Von ihm wird oft ein Teil schon während der Fertigung exotherm freigesetzt. Der Rest stellt zusammen mit den Teilen der Prozessenergie, die innerhalb der Prozessketten in chemische Energie überführt werden, als chemisch gebundene, latente oder fühlbare Energie den Energiegehalt des Produktes dar. Er kann sich während der Nutzungsdauer des Produktes verändern.

Um die verschiedenen Endenergien und nichtenergetischen Aufwendungen vergleichen und addieren zu können und um eine Aussage über den Ressourcenbedarf eines ökonomischen Gutes treffen zu können, werden alle eingesetzten Energien mit Bereitstellungsnutzungsgraden gewichtet und auf Primärenergieträger umgerechnet. Der Bereitstellungsnutzungsgrad g kann als Wirkungsgrad einer gesamten „Energiekette“ angesehen werden und wird nach Gleichung 7.4 berechnet. Er berücksichtigt alle Produktionsstufen zur Bereitstellung eines Energieträgers oder der Elektrizität.

Der Bereitstellungsnutzungsgrad für Brennstoffe ist definiert als Quotient aus dem Heizwert (H_u) (früher auch unterer Heizwert) und kumuliertem Energieaufwand für die Bereitstellung des Energieträgers (KEA_{Be}). In Europa hat sich als Bezugsgröße für Nutzungsgrade, Kosten und Emissionsfaktoren der untere Heizwert durchgesetzt, anders als bspw. in den USA, wo als Basis der Brennwert (H_o) angenommen wird. Da die heute verfügbare Kraftwerkstechnik lediglich die Energie des Brennstoffs ohne Verdampfungswärme nutzen kann, wird in dieser Arbeit durchgängig mit dem unteren Heizwert gerechnet. Parallel dazu kann der Bereitstellungsnutzungsgrad für elektrische Energie g_{el} definiert werden, der Quotient aus der bereitgestellten elektrischen Energie W_{el} eines Systems und dem kumulierten Energieaufwand der Energiebereitstellung KEA_{Be} .

$$g_{Br} = \frac{H_u}{KEA_{Be}}, \quad g_{el} = \frac{W_{el}}{KEA_{Be}} \quad \text{Gleichung 7.4}$$

- g_{Br} Bereitstellungsnutzungsgrad für die Brennstoffe
- g_{el} Bereitstellungsnutzungsgrad für elektrische Energie
- H_u Heizwert [MJ]
- W_{el} bereitgestellte elektrische Energie [MJ]
- KEA_{Be} Kumulierter Energieaufwand der Energiebereitstellung [MJ]

Somit kann der kumulierte Energieaufwand nach Gleichung 7.5 als die Summe der primärenergetischen bewerteten Endenergien und des primärenergetisch bewerteten Energieinhalts des nichtenergetischen sowie des stoffgebundenen Energieinhaltes für die Herstellung, Nutzung und Beseitigung aufgefasst werden.

$$KEA = \sum_{i=1}^l \left(\frac{EEV_i}{g_i} \right) + \sum_{j=1}^m \left(\frac{NEV_j}{g_j} \right) + \sum_{k=1}^n \left(\frac{SEI_k}{g_k} \right) \quad \text{Gleichung 7.5}$$

Eine kritische Betrachtung der Aussagekraft des KEA lässt das Problem erkennen, dass die verschiedenen Primärenergien zu einem Gesamt-KEA addiert werden. Zwar lässt die VDI-Richtlinie 4600 die Freiheit, den kumulierten Energieaufwand je nach Aufgabenstellung entweder aggregiert oder disaggregiert nach Primärenergieträgern auszuweisen, jedoch wird in der Praxis fast ausschließlich der Gesamt-KEA verwendet. Durch die Addition der Anteile verschiedener Primärenergiebedarfe wird die mögliche, aus diesem Indikator ableitbare Aussage zum Ressourcenaufwand verwischt. Da die jeweiligen Primärenergien aus Umweltsicht grundverschiedene Wirkungsaspekte aufweisen, geht durch die Addition wichtige Trennschärfe verloren. Ein Anteil von z. B. Uran und Kohle zählt beim Gesamt-KEA gleich viel wie z. B. der Anteil Solarenergie, obwohl die jeweilige Bedeutung hinsichtlich des Verbrauchs von Energieressourcen sehr unterschiedlich ist. Allein durch die Addition der Primärenergieanteile wird die Richtungssicherheit und damit die Aussagekraft des Indikators grundsätzlich in Frage gestellt.

Aus der oben dargestellten Überlegung wurde in [GEMIS01] eine Methodik zur Modifizierung des KEA entwickelt, die auch Anwendung in der Datenbank fand. Anstelle des alleinigen Gesamtwertes sollen stets zusätzlich zum Gesamt-KEA auch einzelne Teilmengen bestimmt werden, die jeweils getrennt ausgewiesen werden. Als Teilmengen werden auf Grund der ökologischen Wirkungen vorgeschlagen:

- $KEA_{\text{nichtererneuerbar}}$ = Summe der fossilen und nuklearen Primärenergien
- $KEA_{\text{erneuerbar}}$ = Summe der regenerativen Energien
- KEA_{andere} = Summe energetisch genutzter Reststoffe
- KEA_{Summe} = Summe aller Komponenten

Der Bedarf an nicht erneuerbarer Energie stellt in diesem Zusammenhang der Indikator des Gutes „Ressource“ dar und macht eine Aussage über dessen Schonung. Da mit der Nutzung erneuerbarer Energie keine Entnahme an fossilen Ressourcen verbunden ist, dürfte die Inanspruchnahme dieser Energie streng genommen keinen Einfluss auf die Wirkungsanalyse und Bewertung der Ökobilanz haben. Allerdings scheint eine Aussage über Nutzung der erneuerbaren als Zusatz zur Beanspruchung der nicht erneuerbaren Ressourcen sinnvoll, da sie zusammen eine Angabe über die Effizienz der Ressourcennutzung geben.

Eine detailliertere Betrachtung des KEA bis hin zu den jeweiligen Einzelprimärenergien erscheint angesichts der Zielsetzung, einen möglichst einfachen Indikator zu erhalten, nicht sinnvoll. Als unmittelbar einsichtig kann die Aggregation aller Regenerativen gelten, da ihnen per Definition die Erneuerbarkeit gemein ist. Bei den fossilen und nuklearen Primärenergien ist dagegen eine Addition auf den ersten Blick wenig hilfreich, da hier innerhalb der Fossilen große Unterschiede bezüglich der Ressourcenentnahme bestehen. Dennoch hat sich durchgesetzt, beide Arten an Primärenergien zu addieren. [Fri99] In den Berechnungen zu dieser Arbeit wird zwischen $KEA_{\text{nichtererneuerbar}}$, $KEA_{\text{erneuerbar}}$ und KEA_{Summe} unterschieden.

Der weitere Fragenkomplex zu den methodischen Vorgaben der VDI-Richtlinie 4600 ist die fehlende klare Abgrenzung zwischen Energie- und Stoffbilanzen. Die Richtlinie sieht hier vor, alle energetisch relevanten Prozessschritte mit zu bilanzieren, ungeachtet ihrer Bedeutung. So muss nach der Richtlinie etwa der „Energieinhalt“ von Aluminium, Chlor und Schwefel formal mitbilanziert werden, da diese Stoffe bei einer chemischen exothermen Reaktion entsprechende Reaktionsenthalpien aufweisen. Damit werden diese Stoffe implizit als „Brennstoffe“ definiert und finden entsprechend Eingang in den Gesamt-KEA.

Dies ist formal dann richtig, wenn, wie in der Richtlinie vorgesehen, auch eine entsprechende (und transparente) Gutschrift bei der energetischen Nutzung von Abfällen berücksichtigt wird, also am Ende des Lebenszyklusses von Produkten, die aus „Brennstoffen“ hergestellt wurden, deren Heizwerte wieder dem System zur Verfügung gestellt werden.

In der Praxis ist es jedoch wenig aussichtsreich, für die sehr unterschiedlichen Produktgruppen jeweils komplette Lebenszyklen mit differenzierten Daten zur Entsorgung und den dann anzurechnenden Gutschriften anzunehmen.

Um den KEA als einfachen und transparenten Indikator mit klarem Energiebezug aufzuwerten, wird daher als Änderung vorgeschlagen, ausschließlich die Energieanteile mitzubilanzieren, die sich direkt aus dem energetisch genutzten Energieinhalt von Brennstoffen bzw. Primärenergien ergeben. Damit werden alle Bezüge zum Heizwert von stofflich genutzten potenziellen Energieträgern sowie die Reaktionsenthalpien von Stoffen aus dem KEA eindeutig ausgeklammert.

Wichtig ist, dass damit nicht etwa Hilfsenergien, Transportaufwendungen oder der Energieaufwand bei den Materialvorleistungen zum Bau und Betrieb betroffen sind, sondern nur vergleichsweise schwer zu handhabende indirekte Beiträge aus der „stofflichen“ Nutzung von Energieträgern bzw. energetische Aspekte von Stoffen abgeschnitten werden. [Fri99]

7.1.3.2 Treibhauseffekt

Der Treibhauseffekt beschreibt den Beitrag anthropogener Emissionen zur dauerhaften Erwärmung der Erdatmosphäre. Die emittierten treibhausrelevanten Luftschadstoffe ändern die Absorption von Wärmestrahlung durch die Erdatmosphäre und bewirken so eine Änderung der Gleichgewichtstemperatur der Erdatmosphäre. Heute wird angenommen, dass eine dauerhafte Erwärmung der Erdatmosphäre mit einem Ansteigen des Meeresspiegels durch partielles Abtauen der Polkappen, extremeren Wetterbedingungen, also beispielsweise stärkeren saisonalen Temperaturschwankungen, und der Verschiebung von Klimazonen verbunden ist. Das wichtigste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO_2), das die Referenzsubstanz zur Berechnung des Treibhauspotenzials (global warming potential (GWP) angegeben als CO_2 -Äquivalent) darstellt. Weitere relevante Luftschadstoffe sind Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), Schwefelhexafluorid (SF_6) und Perfluormethan (CF_4).

Stoffspezifische Wirkungspotenziale zur Beschreibung des Betrages zum Treibhauseffekt werden ermittelt, indem die aus der Anreicherung eines Spurengases in der Atmosphäre resultierende Änderung der Absorptionsfähigkeit der Atmosphäre über einen festgelegten Zeitraum, in dieser Arbeit ein Zeithorizont von 100 Jahren, in Relation zu einem entsprechenden Wert für die gleiche Menge der Referenzsubstanz CO_2 gesetzt wird. Eine vollstän-

dige Liste der Treibhausgase und der zugehörigen relativen Wirkungspotenziale findet sich im Anhang I. [Mar00]

Die Ermittlung des Treibhauspotenzials erfolgt über die Summation der einzelnen Beiträge klimarelevanter Gase zum Treibhauseffekt. Die Aggregation erfolgt nach Gleichung 7.6.

$$\text{Gesamt_Treibhauspotenzial} = \sum_i GWP_i \cdot \text{Emissionsmasse}_i \quad \text{Gleichung 7.6}$$

7.1.3.3 Versauerung

Versauerung ist ein Oberbegriff für die Schadwirkung versauernd wirkender Stoffe und deren Oxidations- und Umwandlungsprodukte. Durch Säureeintrag und damit verbundene pH-Wert-Absenkung können sowohl terrestrische als auch aquatische Ökosysteme in Mitleidenschaft gezogen werden. Referenzsubstanz für die Berechnung des Versauerungspotenzials ist Schwefeldioxid (SO_2). Die wichtigsten versauernd wirkenden Luftschadstoffe sind neben Schwefeldioxid Stickoxide (NO_x) und Ammoniak (NH_3). Weitere versauernd wirkende Luftschadstoffe sind Chlor- und Fluorwasserstoff (HCl und HF), die jedoch ersten Abschätzungen zu Folge keinen nennenswerten Beitrag zur gesamten emissionsbedingten Versauerung liefern. Ausgangspunkt zur Ermittlung der relativen Versauerungspotenziale ist die Überlegung, dass die entscheidende Stoffeigenschaft bei der Abschätzung des Beitrags eines Schadstoffes zur Versauerung von Böden und Gewässern ihre Fähigkeit ist, Protonen abzuspalten bzw. in der Atmosphäre nach Oxidation und Reaktion mit Wasser in Säuren überzugehen. Die relativen Wirkungspotenziale für versauernd wirkende Schadstoffe werden ermittelt, indem das chemische Potenzial eines jeden Stoffes, H^+ -Ionen zu bilden, in Relation gesetzt wird zum H^+ -Ionenbildungspotenzial der Referenzsubstanz SO_2 . Der Gesamtbeitrag zur Versauerung wird über die einzelnen Emissionsmengen und dem jeweiligen auf SO_2 -bezogenen Versauerungspotenzial AP (Acidification Potential) gemäß Gleichung 7.7 ermittelt. Eine Liste der versauernd wirkenden Schadstoffe und der zugehörigen relativen Wirkungspotenziale findet sich im Anhang II. [Mar00]

$$\text{Gesamt_Versauerungspotenzial} = \sum_i AP_i \cdot \text{Emissionsmasse}_i \quad \text{Gleichung 7.7}$$

7.1.4 Auswertung

Ziele der Auswertung sind die auf den Befunden der bereits abgeschlossenen Schritten der Wirkungsanalyse und Sachbilanz beruhenden Ergebnisanalyse und die Ableitung von Schlussfolgerungen bezüglich verschiedener Produkte oder Verfahren hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit.

Mit der Auswertung einer Ökobilanz werden mehrdimensionale Ergebnisse auf geringer dimensionale Räume projiziert. Die eigentlich wichtigen Bewertungsschritte stecken in der Art und Weise der Projektion. Hier gehen einerseits die Erfahrungen aus der ökologischen Wirkungsforschung, z. B. Wirkungsgrenzwerte und Gefahrenpotenziale der Stoffe ein, andererseits auch die Prioritätensetzung der Gesellschaft in der Umweltpolitik mittels Grenzwerten, Umweltqualitätszielen und andere.

Die Auswertung wird üblicherweise durch Bewertungsmodelle realisiert, die eine Gewichtung zwischen den Kategorien vornehmen. Bei der Einteilung kann prinzipiell zwischen Methoden unterschieden werden, die direkt nach der Sachbilanz Anwendung finden und Methoden, die erst nach der Wirkungsabschätzung ansetzen. Da in dieser Arbeit eine Wirkungsabschätzung durchgeführt wurde, werden im folgenden Modelle der letzteren Art vorgestellt.

7.1.4.1 Bewertung durch Monetarisierung

In der ökonomischen Betrachtungsweise sind die natürliche Umwelt und menschliche Gesundheit knappe Güter. Deren unerwünschte Schädigung durch anthropogene Aktivitäten ist ein Maß für die Inanspruchnahme knapper Ressourcen. So genannte externe Effekte treten auf, wenn es zu positiven oder negativen Auswirkungen auf Individuen oder Gruppen kommt, die nicht in der jeweiligen Produktions- oder Konsumententscheidung eines Wirtschaftssubjektes berücksichtigt werden. Um zu einer optimalen Allokation knapper Ressourcen zu kommen, müssen externe Effekte internalisiert werden. Dazu ist es erforderlich, die durch die externen Effekte verbundenen Schäden zu erfassen, monetär zu bewerten (Externe Kosten) und dem Verursacher belastenden (bzw. entlastend) anzurechnen.

Handelt es sich bei dem externen Effekt um ein am Markt gehandeltes Gut, lässt sich der Effekt durch Bestimmung des Marktpreises leicht in einen Geldwert überführen. Bei vielen Effekten - beispielsweise gesundheitlichen Beeinträchtigungen - liegt jedoch kein am Markt gehandeltes Gut vor, so dass andere Verfahren angewendet werden müssen, um externe Effekte zu monetarisieren. Methoden der monetären Bewertung von nicht am Markt gehandelten Gütern bestehen zum Beispiel in der Ermittlung von Schadenskosten oder der Bestimmung von Vermeidungs- bzw. Minderungskosten.

Die Monetarisierung mit Hilfe von Schadenskosten wird bei dieser Methode bei den Gesundheitsauswirkungen angewandt. Für die Wirkungsbereiche Klimabeeinflussung und Eutrophierung / Versauerung kann der Schadenskostenansatz jedoch nicht herangezogen werden. Die Folgewirkungen des Klimawandels, die zum Teil weit in der Zukunft liegen, können nicht realistisch abgeschätzt werden, und die genauen physischen Schäden durch Eutrophierung und Versauerung sind größtenteils unbekannt. Für diese Wirkungsbereiche werden daher Vermeidungs- oder Minderungskosten anstatt der Schadenskosten zur Monetarisierung angesetzt. [BWPlus02]

Die in der Wirkungsabschätzung ermittelten Wirkungspotenziale für das Produkt oder die Dienstleistung können mit dieser Methode in Geldwert ausgedrückt und ein Systemvergleich angestellt werden. Das Produkt mit den niedrigsten externen Kosten ist dabei zu favorisieren.

7.1.4.2 CML-Methode

In der Literatur sind drei Ansätze aus den Niederlanden zu finden, die aufbauend auf der CML-Systematik nach Kapitel 7.1.3 eine Gesamtbewertung beschreiben. [Stahl98]

- NASAEL-(No significant adverse effect level)-Methode

Diese Methode verfolgt einen rechnerischen Ansatz, indem die Gesamtbelastung (E) innerhalb einer Wirkkategorie pro Jahr zu der gerade noch tolerablen Belastung (R) in Relation gesetzt wird. Der Gewichtungsfaktor (W) wird nach Gleichung 7.8 bestimmt. Da bei gleicher oder geringerer Gesamtbelastung als der Belastung, bei der keine ökologischen Schäden bekannt sind, die Wirkkategorie für die Gesamtbewertung nicht relevant sein soll, wird sie in diesem Fall Null gesetzt.

$$W = \frac{E - R}{R} \text{ mit } W=0 \text{ für } E < R \quad \text{Gleichung 7.8}$$

- PANEL-Methode

Ein ausgewählter Personenkreis, der von der gleichen Informationsbasis ausgehen soll, wird sich in einem Einigungsprozess über die Bewertungskriterien klar und bestimmt Gewichtungsfaktoren. Dieser Ansatz wurde bisher nur an einer nichtrepräsentativen und sehr kleinen Gruppe getestet, so dass die Ergebnisse als kritisch zu beurteilen sind.

- MET-Methode

Zur Gewinnung von Gewichtungsfaktoren werden Zielgrößen aus der Umweltpolitik eingebaut. Die Systemalternativen werden bezüglich dieser Grenzwerte bewertet.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Stand der wissenschaftlichen Arbeiten noch nicht zufriedenstellend ist und weitere Forschungsaktivitäten für eine objektive Auswertung nötig sind. Die Methode der Monetarisierung bietet zwar eine neutrale Bezugsgröße, doch die Vorgehensweise zur Bestimmung der externen Effekte durch Energieerzeugungssysteme bilden die Realität noch nicht hinreichend genau ab. Auch die Internalisierung dieser Effekte durch eine Monetarisierung ist gerade für nicht am Markt gehandelte Güter nicht immer belastbar.

Im Rahmen dieser Arbeit ist diese Methodik nicht anwendbar, da die externen Kosten von Energiebereitstellungssystemen bisher ausschließlich für Industrieländer bestimmt wurden und die wegen der stark geographischen Abhängigkeit der Daten nicht auf Entwicklungsländer übertragen werden können.

Auch die anderen drei Methoden lassen einen Transfer nicht zu, da weder eine Einigung über tolerable Umweltbelastungen noch über umweltpolitische Zielgrößen erzielt wurde.

Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit auf eine Bewertung verzichtet. Es wird sich aber zeigen, dass aus der Wirkungsabschätzung eindeutige Aussagen möglich sind und daher für eine Gewichtung zwischen den Problemfeldern keine Notwendigkeit besteht.

7.2 Ermittlung der Emissionen der Referenzkraftwerke in China und Indien

In den folgenden Betrachtungen wird unterstellt, dass die in das Netz eingespeiste windtechnisch erzeugte elektrische Energie sowohl in China als auch Indien Strom aus Steinkohlekraftwerken substituiert. Begründet wird die Annahme durch die zur Verstromung eingesetzten Energieträger in diesen Ländern, die in Abbildung 7.5 dargestellt werden. Für beide Länder ist der sehr hohe Kohlestromanteil charakteristisch sowie der große Anteil regenerativer Energieträger, der fast ausschließlich aus Wasserkraft besteht.

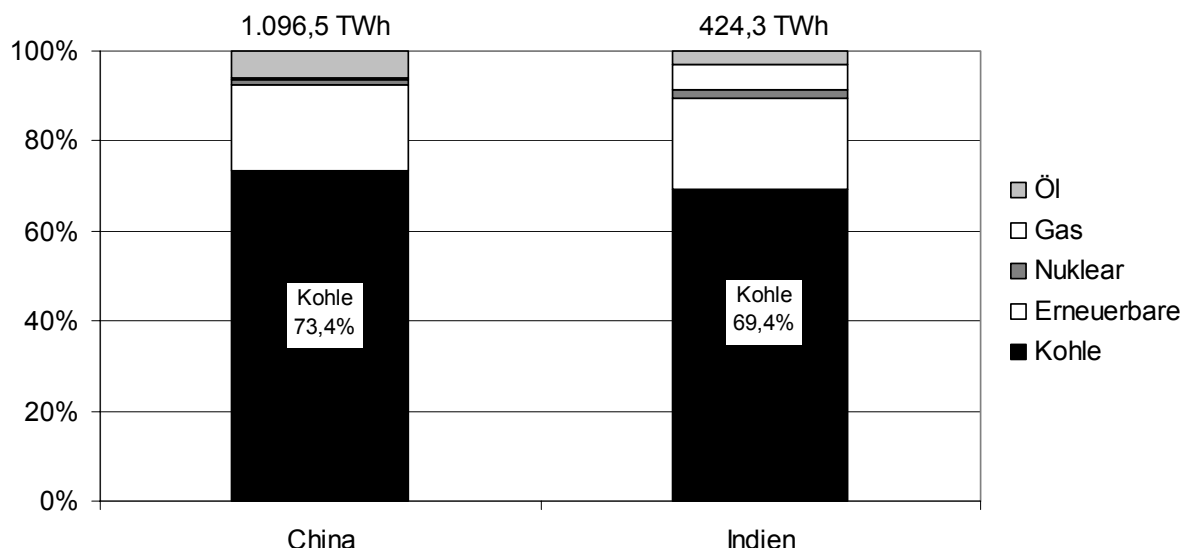


Abbildung 7.5: Anteile der in 1998 verstromten Energieträger in China und Indien

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Wasserkraftwerken weist im Vergleich zu den Kohlekraftwerken eine andere Kostenstruktur als die aus Kohlekraftwerken auf. Wasserkraftwerke zeichnen sich durch geringere variable, dafür aber durch höhere fixe Kosten als Steinkohlekraftwerke aus. Die kurzfristigen Grenzkosten der installierten Kraftwerke sind in Abbildung 7.6 für China und Abbildung 7.7 für Indien nach ihrer Höhe für das Jahr 1999 angeordnet (merit order). Es kann davon ausgegangen werden, dass eine Kilowattstunde Windstrom eher den Kohlestrom als Elektrizität aus Wasserkraftwerken verdrängt. Die Anteile der verstromten Energieträger Gas und Öl können als nicht relevant betrachtet werden, da sie in Indien und China schon jetzt einen geringen Stellenwert besitzen und zukünftig weiter an Bedeutung verlieren werden. Die Nutzung der ohnehin relativ geringen Gasvorkommen in Kraftwerken steht zudem in Konkurrenz zu der Nutzung im Hausgebrauch. Der Anteil des Stroms aus Kernkraftwerken kann auch insofern vernachlässigt werden, als diese Kraftwerke ausschließlich für die Deckung der Grundlast eingesetzt werden.

Es wird als baseline ein Steinkohlekraftwerk „moderner Technik“ herangezogen, wobei es noch einer landesspezifischen Definition der modernen Technik bedarf. Bekräftigt wird für China dieser Ansatz auch dadurch, dass, wie auch schon im vorangegangenen Planungszeitraum, die Regierung im aktuellen X. Fünfjahresplan sowie im Rahmen des strategischen „2010-Plans“ an der Kohle als Basis festhält. Allerdings soll die thermische Stromerzeugung vorrangig in die Bergbauregionen des Nordwestens verlagert werden, um Kohle- durch Stromtransporte zu ersetzen („Coal by wire“-Programm). [Terna02]

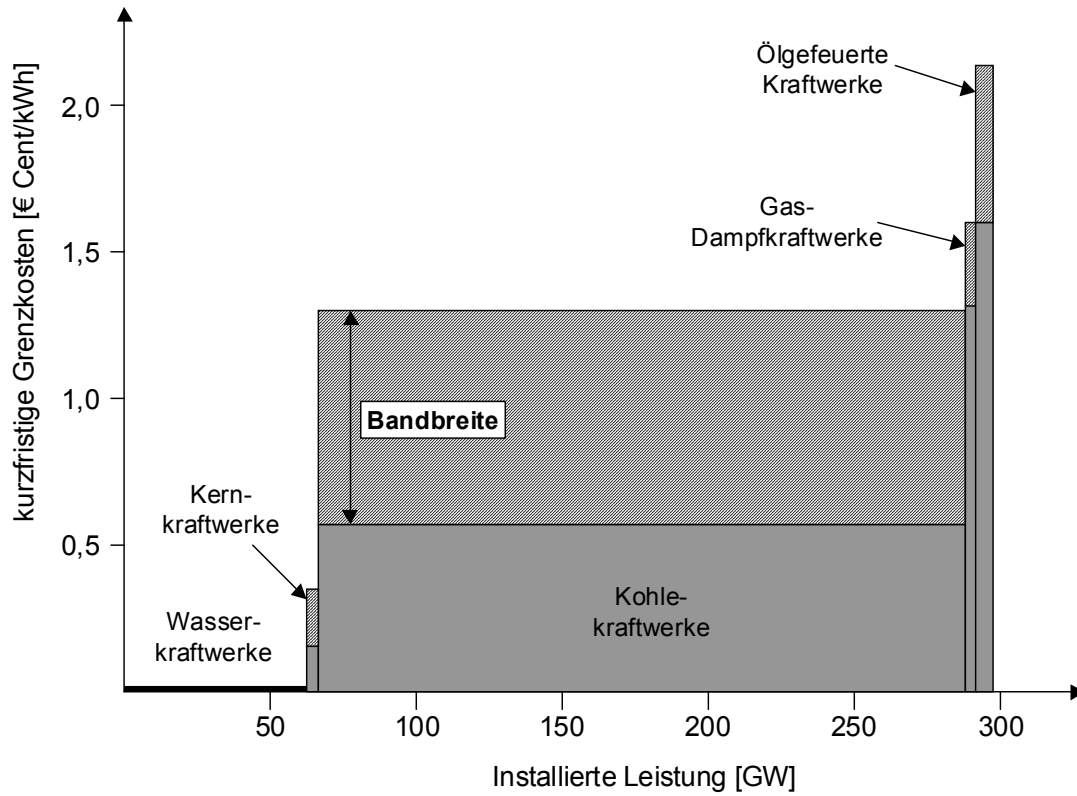


Abbildung 7.6: Merit order des chinesischen Kraftwerkparcs¹

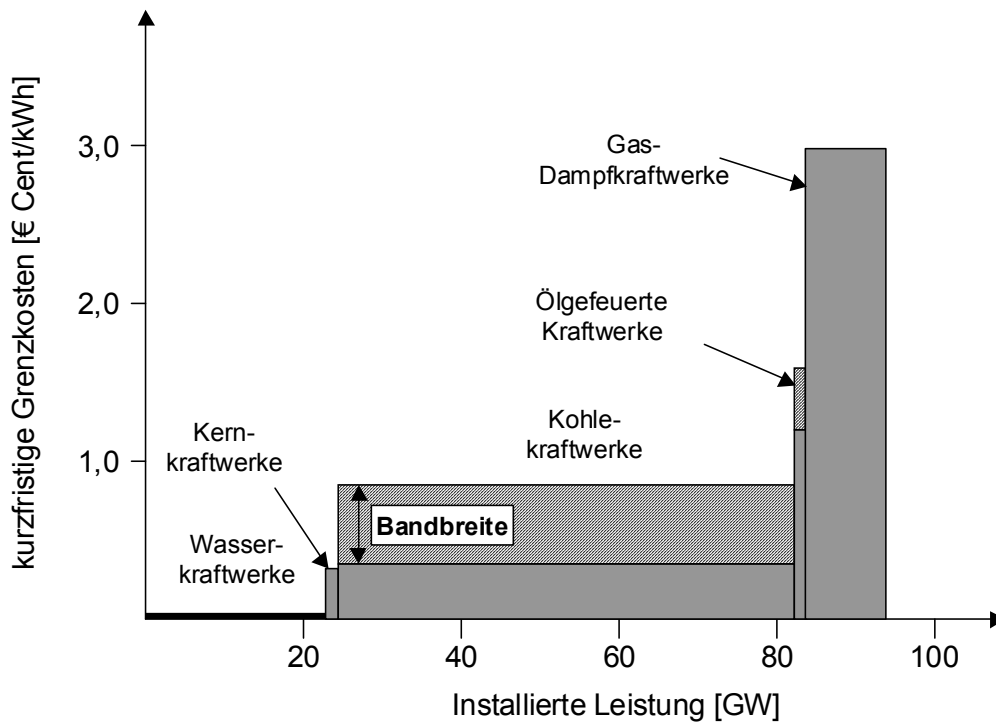


Abbildung 7.7: Merit order des indischen Kraftwerkparcs²

¹ Quelle: Installierte Leistung [ElecPo00], Grenzkosten: Kohle/Gas [Andrews99], Öl [GEMIS01], Kernkraft [Rog00]

² Quelle: Installierte Leistung [Jyo01], Grenzkosten: Kohle [Rog00], Gas/Öl [GEMIS01], Kernkraft [Rog00]

Für Kohle- als auch für Wasserkraftwerke gilt, dass Großanlagen die gesamte Erzeugungskapazität keinesfalls so prägen, wie ihre Darstellung oft vermuten lässt. Anfang 2001 bestand der Kraftwerkspark zu je einem Drittel aus Anlagen bis 100 MW, 100 MW bis 300 MW und Anlagen größer 300 MW. [Terna02] Die Kleinanlagen sind überwiegend ältere Einheiten, die mit ihren geringen Wirkungsgraden zu einem hohen spezifischen Kohleeinsatz für die Stromerzeugung beitragen. Mit diesem heterogenen Kraftwerkspark wies China 1995 im Durchschnitt einen Kohlekraftwerkswirkungsgrad von 23,9 % auf, Indien einen unwesentlich höheren von 24,3 %. [Briem02] Der heutige Stand der Technik ermöglicht Nettowirkungsgrade von bis zu 46 %. [BMW99] Einsatz finden diese Kraftwerke bislang aber nur in Industrieländern. Abbildung 7.8 verdeutlicht den Zusammenhang der spezifischen CO₂-Emissionen als Funktion des Wirkungsgrades.

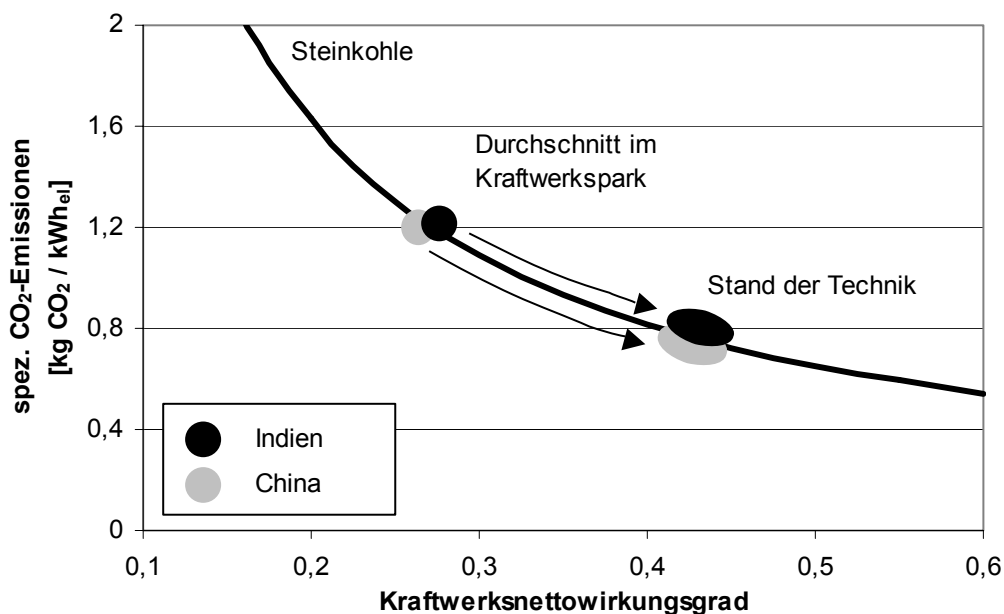


Abbildung 7.8: Spezifische CO₂-Emissionen von Steinkohlekraftwerken als Funktionen des Wirkungsgrades

Die deutschen Kraftwerkshersteller leben, was Aufträge für neue Steinkohlekraftwerke anbelangt, gegenwärtig vom Auslandsgeschäft. Auf dem Weltmarkt besteht keine Nachfrage nach hocheffizienten Steinkohlekraftwerken, sondern allenfalls nach Anlagen, die für herkömmliche überkritische Frischdampfzustände (230 bar/530°C) ausgelegt sind. Damit werden Wirkungsgrade um 42 % bis 43 % bei 50 mbar Kondensatordruck und Verwendung von hochwarmfesten ferritischen Werkstoffen für Dampferzeugerbauteile erreicht. Eventuell wird der Endüberhitzer aus austenitischen Werkstoffen gefertigt und erlaubt damit 560°C am Überhitzeraustritt. Steinkohlekraftwerke dieser Bauart für solche Frischdampfzustände wurden in Deutschland vor mehr als zehn Jahren in Betrieb genommen. [Pru01] Die Nachfrage nach diesen weniger effizienten Kraftwerken kann damit begründet werden, dass die Kosten mit Verbesserung des Wirkungsgrades nicht linear, sondern stark überproportional steigen, und somit die Kostendifferenz für ein Kraftwerk der modernsten verfügbaren Technik nicht durch die eingesparten Brennstoffkosten kompensiert werden kann.

Einen großen Einfluss auf die Umweltrelevanz von Kohlekraftwerken haben die eingesetzten Kohlen mit der zeichenspezifischen Zusammensetzung, die angewandte Feuerungsart (Trocken-/ Schmelzfeuerungsart, PFBC (Pressurized Fluidized Bed Combustion), IGCC (Integrated

Gasification Combined Cycle)), Feuerraumgestaltung, Brenneranordnung und Auslegung, Zuluffführung, Dampfparameter (Wirkungsgrad), Art der Kühlung und ganz entscheidend auch die eingesetzte Umwelttechnik (Staubfilter, Entschwefelung, DeNOx, Kläranlage).

Als Referenzanlage wird für beide Länder ein Kraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 41 % angenommen, obwohl mit den oben genannten Parametern ein um bis zu zwei Prozentpunkte höherer Wirkungsgrad erreicht werden kann. In der Praxis hat sich herausgestellt, dass das Bewusstsein für die Notwendigkeit von zeit- und geldintensiver Wartung, Revision und Reparatur nicht vorhanden ist und so eine Degression des Wirkungsgrades über der Zeit zu verzeichnen ist, deren Auswirkung in dem niedrigeren Wirkungsgrad Rechnung getragen wird. Außerdem kann in beiden Ländern von einer höheren Durchschnittstemperatur ausgegangen werden, was mit einer höheren Kondensatortemperatur verbunden ist und sich negativ auf den Wirkungsgrad auswirkt. Den Berechnungen wird eine Auslastung von 6.000 Volllaststunden bei einer Lebensdauer von 30 Jahren zu Grunde gelegt.

Die Annahme des Wirkungsgrades ist als eine durchaus optimistische Prognose einzustufen. Deshalb werden die Berechnungen parallel auch für ein Kraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 39 % durchgeführt. Die Ergebnisse werden in Anhang III für China und Indien zusammenfassend dargestellt.

Die bei uns mittlerweile als Standard akzeptierte Umwelttechnik hat sich in China und Indien bisher nicht durchsetzen können. Weder Entschwefelungs-, noch Rauchgasentstickungsanlagen werden in den modernen Anlagen standardmäßig eingebaut noch werden alte Anlagen ertüchtigt. So waren in China im Jahr 2000 gerade 5 GW mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage ausgestattet, das sind 2 % der installierten Kohlekraftwerksleistung. Aus diesem Grund werden die Referenzanlagen für die folgenden Berechnungen nicht mit dieser Technik ausgestattet. Im Anhang IV werden auch Ergebnisse einer parallel durchgeführten Rechnung mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage zusammengefasst.

Die Parameter der Kohlen sind in der Tabelle 7.1 aufgeführt. [GEMIS01] Vor allem in Indien ist die heimische Kohle von schlechter Qualität, was in erster Linie auf den hohen Aschegehalt zurückzuführen ist.

Tabelle 7.1: Zusammensetzung und Heizwert der Referenzkohlen in China und Indien

	China	Indien
Kohlenstoff	58,1 %	29,0 %
Emissionsfaktor CO ₂	90,56 kg/GJ	89,67 kg/GJ
Wasserstoff	3,5 %	4,0 %
Schwefel	1,0 %	0,5 %
Emissionsfaktor SO ₂	807,72 kg/TJ	843,02 kg/TJ
Sauerstoff	6,1 %	15,0 %
Stickstoff	1,0 %	1,5 %
Ascheanteil im Rohzustand	21,5 %	40,0 %
Wasseranteil im Rohzustand	8,8 %	10,0 %
Heizwert	23,5 MJ / kg	11,9 MJ / kg

7.2.1 Festlegung und Ziel des Untersuchungsrahmens

Diese Untersuchung dient der Quantifizierung der für den Treibhauseffekt und der Versauerung verantwortlichen Emissionen sowie der primärenergetischen Aufwendungen, die durch die Stromerzeugung des Kraftwerks verursacht werden.

Grundsätzlich werden nur die direkt für den Bau der Stromerzeugungsanlage und die für die benötigten Betriebsmittel eingesetzten Materialien berücksichtigt. Als Grenze wird der Bilanzraum 1. Ordnung festgelegt. Der damit verbundene indirekte Materialaufwand (z. B. für die Infrastruktur) wird nicht erfasst. Als Materialien für den Bau des Kraftwerkes werden nur Beton und Stahl herangezogen. Eine Abschätzung der in [Öko97] bilanzierten Steinkohlekraftwerke ergibt, dass damit 99 % des massenmäßig eingesetzten Materials abgedeckt werden und der Fehler damit vertreten werden kann.

Bei der Steinkohleverstromung ist neben den kumulierten Energieaufwendungen für das Kraftwerk die Steinkohle als wesentliches Betriebsmittel zu berücksichtigen. Es wurde die Prozesskette der Steinkohlebereitstellung von der Lagerstätte bis zum Ort der Nutzung (Kraftwerk) bilanziert. Hierbei wurden folgende Betriebsphasen berücksichtigt:

- Regelbetrieb bzw. Ausschöpfung der Lagerstätte
- Transport der Kohle

Dementsprechend sind zusätzlich die Materialaufwendungen für diese Prozessschritte zu betrachten. Einen großen Einfluss auf den Energieverbrauch und den Materialeinsatz hat die Art der Förderung. In Deutschland ist der Materialeinsatz bei Abbau der Kohle im Untertagebau etwa viermal so hoch wie bei einer Förderung im Tagebau. [Eye96]. Die Daten aus [GEMIS01] bestätigen den Zusammenhang auch für China und Indien. Die Annahme über die Gewinnung der Kohle spielt demnach keine untergeordnete Rolle. Nach [GEMIS01] wird angenommen, dass der heimische Steinkohleabbau in China zu 97,4 % im Untertagebau und zu 2,6 % im Tagebau durchgeführt wird. In Indien wird der größere Anteil von 69,5 % im Tagebau und die verbleibenden 30,5 % im Untertagebau gewonnen. In Indien ist für die Zukunft ein größerer Anteil des Kohleabbaus im Untertagebau zu erwarten, weil die leichter zugänglichen Reserven z. T. erschöpft sind.

In Abbildung 7.9 sind die Bilanzgrenzen graphisch dargestellt. In den Ergebnissen werden die Ketten zur Bereitstellung des Brennstoffs und der Bau der Anlage, deren Bilanzgrenzen auch der Abbildung zu entnehmen sind, gesondert ausgewiesen. Nicht bilanziert werden wegen der ungenügenden Datenlage der Abbau des Kraftwerkes und die Entsorgung der Materialien. Forschungsergebnisse über deutsche Kraftwerke zeigen aber, dass die vernachlässigten Umweltwirkungen verschwindend gering gegenüber denen des Betriebes und des Baus sind. In dem Fall, dass das Material recycelt wird und dem Kraftwerk als Gutschrift angerechnet wird, kann es sogar zu negativen Werten führen. [FfE02]

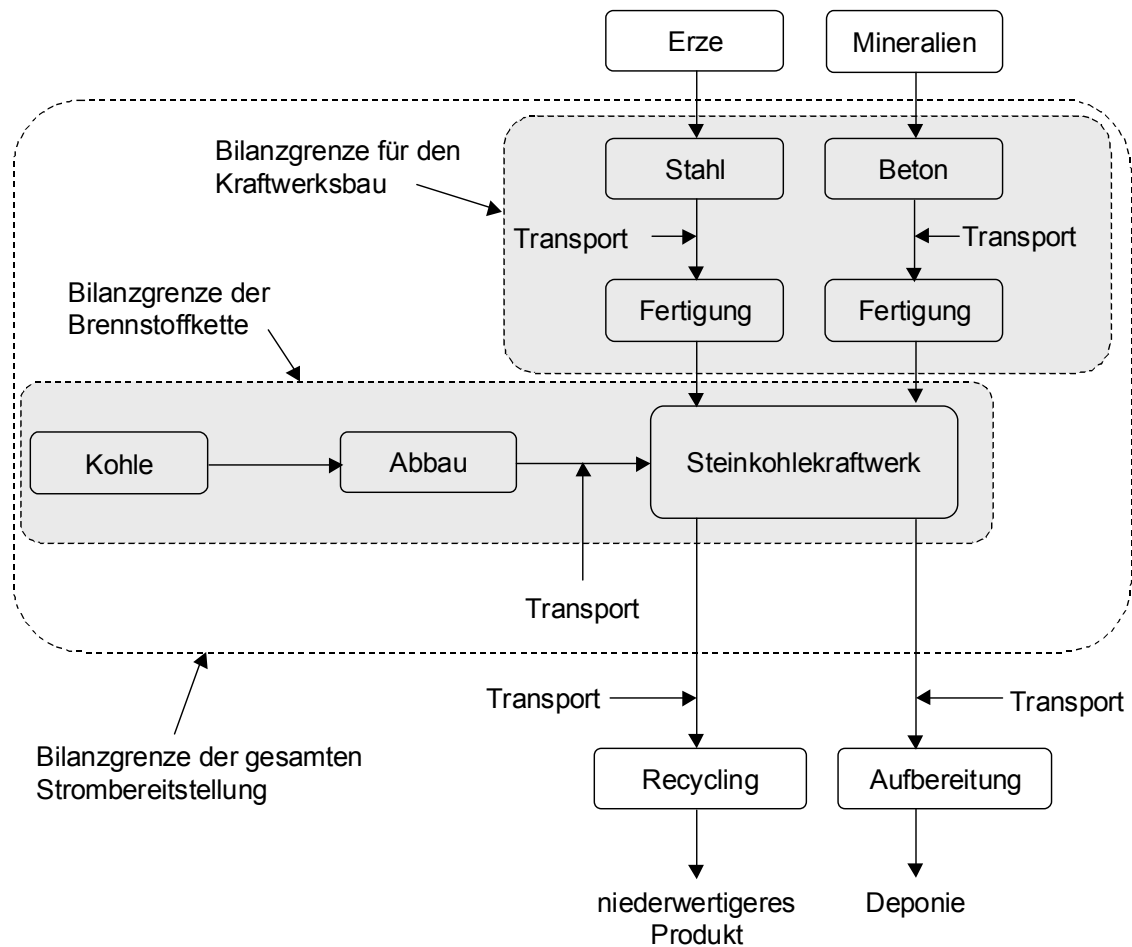


Abbildung 7.9: Festlegung der Bilanzgrenze für das Referenzkraftwerk

Beim Bau des Kraftwerkes und während des Betriebes treten verschiedene Koppelprodukte auf. Um einen sinnvollen Schlüssel zu definieren, in welchem Maße die Umweltwirkungen dem Hauptprodukt angerechnet werden sollten, bedarf es detaillierter Kenntnisse über die Verwendung des Koppelproduktes. Tabelle 7.2 gibt Auskunft über die mengenmäßig relevanten Koppelprodukte und deren Allokation. Es zeigt sich, dass kein Prozess existiert, bei dem das Koppelprodukt einer weiteren Nutzung zugeführt wird. Es werden demnach sämtliche Umweltwirkungen dem Hauptprodukt angelastet.

Tabelle 7.2: Allokation bei der Elektrizitätserzeugung aus Kohlekraftwerken

Koppelprozess	Koppelprodukt	Art der Verwendung	Allokation auf Strom
Stahlherstellung	Gichtgas	abfackeln	100 %
Kraftwerk	Abwärme	Kühlturm	100 %
Kohleabbau	Grubengas (v.a. Methan)	Freisetzung in Atmosphäre	100 %
Koksherstellung	Koksgas	abfackeln	100 %

Neben den geographischen und technischen Systemgrenzen ist die temporäre Einordnung ebenso von großer Bedeutung. Da in dieser Arbeit von einer inländischen Produktion der Windkraftanlagen ausgegangen wird, wird damit ein zeitlicher Rahmen vorgegeben, da in China noch keine Anlagen vollständig kommerziell produziert werden. Nach [Andrews99] werden im Jahr 2005 die ersten serienmäßig gefertigten Anlagen erwartet. Da eine einheitliche Betrachtung für beide Länder anzustreben ist, soll der Betrachtungszeitraum in dem Jahr beginnen. Der Zeithorizont umfasst insgesamt 60 Jahre, aus Gründen, die in Kapitel 8 näher erläutert werden.

Als funktionelle Einheit wird eine Kilowattstunde elektrische Energie herangezogen. Ein direkter Vergleich der Bilanzergebnisse verschiedener Stromerzeugungssysteme bezogen auf die erzeugte Nutzenergie ist nur begrenzt sinnvoll, da die einzelnen Primärenergien unterschiedliche Angebotscharakteristiken aufweisen. Das Primärenergieangebot an Windkraft ist starken Schwankungen unterworfen, so dass diese Stromerzeugungssysteme im allgemeinen nicht entsprechend der Nachfrage nach Nutzenergie gefahren werden können. Sie benötigen Speicher oder andere Kraftwerke, um die Differenz zwischen der Nachfrage und dem Nutzenergieangebot aus regenerativen Energien auszugleichen. Werden Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien in einen bestehenden konventionellen Kraftwerkspark integriert, kann dies dazu führen, dass die zuvor allein genutzten konventionellen Kraftwerke nicht nur die installierte Windkraftleistung als Reservekapazitäten vorhalten müssen, sondern der Betrieb dieser Kraftwerke beispielsweise zusätzliche An- und Abfahrvorgänge und längere Betriebszeiträume im Teillastbereich aufweist. Die durch die Bereitstellung von Reserveleistung und die im allgemeinen ungünstigeren Betriebsbedingungen der konventionellen Kraftwerke verursachten zusätzlichen Umweltwirkungen werden als Backup-Aufwendungen bezeichnet, die den Systemen zur Nutzung regenerativer Anlagen anzulasten sind. In Abbildung 7.10 wird die Problematik veranschaulicht. [Mar00]

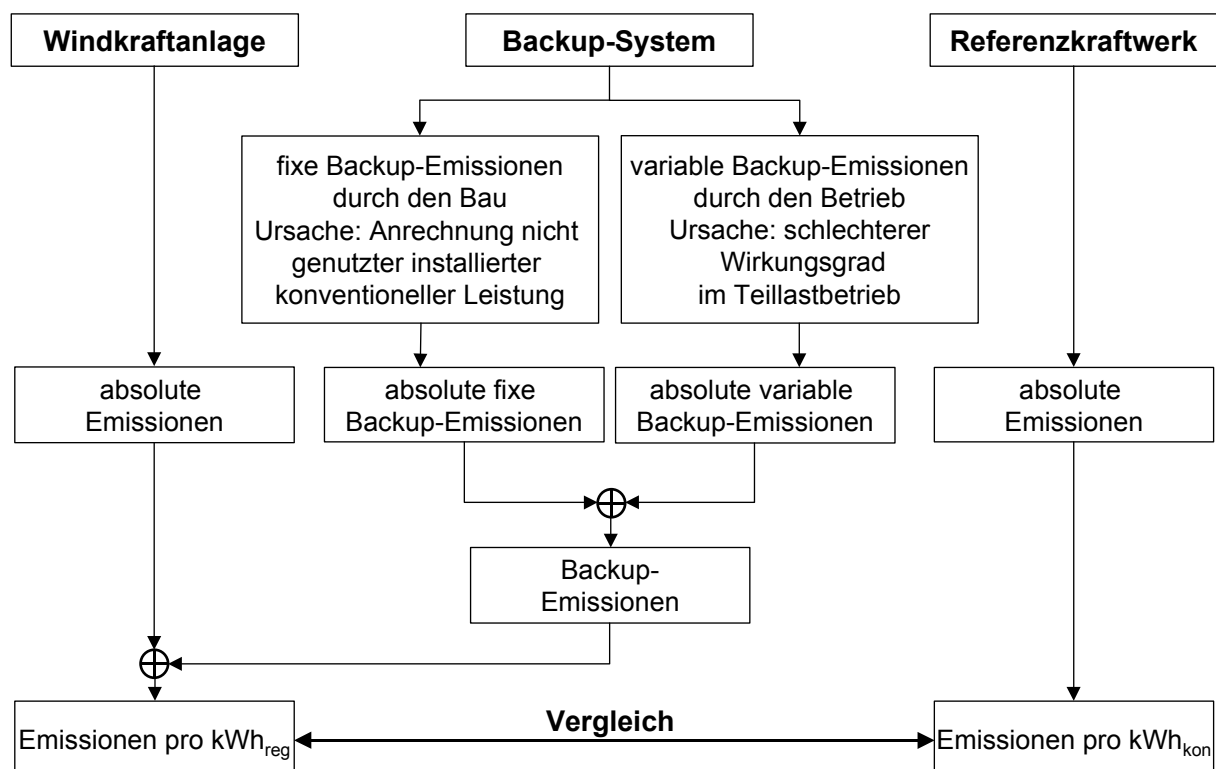


Abbildung 7.10: Methodische Vorgehensweise zur Vergleichsrechnung mit Backup-System

Da das Leistungsangebot von Windkraftanlagen stark witterungsabhängig ist, gilt es zu untersuchen, in welchem Umfang die Anlagen „gesicherte“ Leistung bereitstellen können. Unter gesicherter Leistung ist dabei die Leistung zu verstehen, die zu einem beliebigen Zeitpunkt innerhalb einer vordefinierten Zeitspanne mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit abgerufen werden kann. Bei erneuerbaren Energie mit stochastisch schwankendem Energieangebot steht die Nennleistung nur intermittierend zur Verfügung. Das bedeutet, dass die gesicherte Leistung nur aus einem Bruchteil der installierten Leistung besteht und im Extremfall Null betragen kann. In diesem Fall verdrängt die eingespeiste Windenergie lediglich Energie aus konventionellen Kraftwerken, ersetzt aber keine Leistungskapazitäten, was zu dem Begriff „fuel-safer“-Betrieb führte. Bei einer aggregierten Betrachtung unter Einbeziehung des gesamten Kraftwerksparks ist bei jeder vorgegebenen Wahrscheinlichkeit die abrufbare Leistung größer als die Summe der mit diesen Wahrscheinlichkeiten abrufbaren Leistung eines jeden einzelnen Kraftwerkes. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass die technischen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Anlagen stochastisch unabhängig sind und andererseits das meteorologische Ausfallrisiko zwar nicht stochastisch unabhängig ist, aber mit zunehmender Entfernung der Anlagen weniger korreliert. Für Deutschland ist die Beantwortung der Frage nach der gesicherten Leistung von Windparks Ziel einiger Forschungsarbeiten. [Dany00], [Krä00], [Lux99], [Son00]

Ein Vorgriff auf die Ergebnisse aus Kapitel 7.2.2 zeigt, dass die Emissionen bedingt durch den Bau eines Kohlekraftwerkes vernachlässigbar sind im Vergleich zu den Emissionen während des Betriebes, inklusive der vorgelagerten Kette der Brennstoffbereitstellung. Für alle drei betrachteten Problemfelder lässt sich weniger als ein Prozentpunkt der gesamten Emissionen und Energieaufwendungen für die Strombereitstellung auf die Errichtungsphase des Kraftwerkes zurückführen. Somit verliert die Diskussion, wie viel gesicherte Leistung zu Grunde gelegt werden kann, bezüglich der ökologischen Wirkungen an Bedeutung. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die Windenergie lediglich konventionell erzeugte Energie verdrängt, nicht aber Kapazitäten ersetzt.

Vor dem ökonomischen Hintergrund muss diese Problematik jedoch einer erneuten Bewertung unterzogen werden. Dieser Diskurs wird in Kapitel 8.1 geführt.

7.2.2 Sachbilanz

Ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz sind für Emissionen in Abbildung 7.11 unterteilt nach den Prozessketten für den Bau des Kraftwerkes, die Verbrennung und die Bereitstellung des Brennstoffes dargestellt. Es zeigt sich, dass die Emissionen, die aus dem Bau resultieren, weniger als einen Prozentpunkt betragen. Auf die vorgelagerte Kette der Brennstoffbereitstellung ist ein größerer Anteil zurückzuführen. In China liegt der Beitrag wegen des hohen Anteils der Kohleförderung im Untertagebau bei etwa 5 %, in Indien, wo ein weitaus größerer Teil im Tagebau abgebaut wird, verursacht der Kohleabbau nur etwa 1 % der Gesamtemissionen. Dafür ist in Indien ein weitaus größerer Teil auf den Transport der Kohle zurückzuführen.

Der leicht höhere Schwefeldioxid- und Stickstoffoxidausstoß ist in Indien auf die Zusammensetzung der Kohle zurückzuführen.

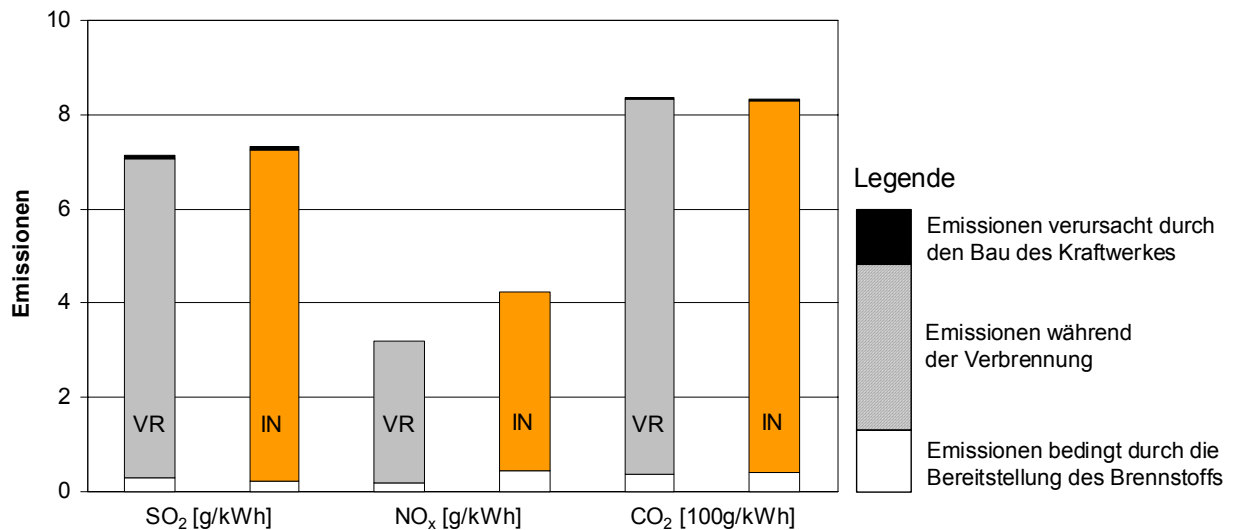


Abbildung 7.11: Sachbilanzen für die Emissionen der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in China und Indien

In Abbildung 7.12 sind die Entnahmen an Steinkohleressourcen abgebildet. Die Entnahme anderer nichterneuerbarer Ressourcen ist vernachlässigbar gegenüber dem Verbrauch an Steinkohle und wird deshalb an dieser Stelle nicht aufgeführt. Die fast doppelt so hohen Aufwendungen in Indien sind vor allem auf den geringen Heizwert der Kohle zurückzuführen.

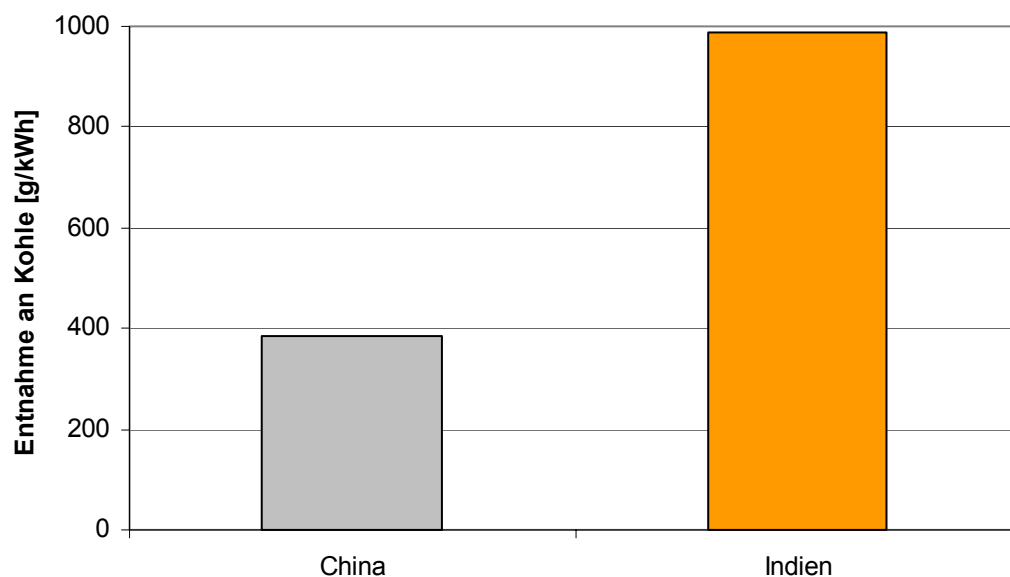


Abbildung 7.12: Sachbilanz für die Ressourcenentnahme der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in China und Indien

7.2.3 Wirkungsanalyse

Die für die ausgewählten Referenzanlagen errechneten Wirkungspotenziale für die Kategorien Treibhauseffekt und Versauerung zeigt Abbildung 7.13. Neben den Kohlenstoffemissionen der Verbrennung hat für das Treibhauspotenzial das Grubengas eine Relevanz, das bei der Förderung von Kohle freigesetzt wird und energetisch ungenutzt in die Atmosphäre ge-

langt. Da es vorwiegend im Untertagebau freigesetzt wird und der Charakterisierungsfaktor von Methan deutlich über dem von Kohlendioxid liegt, resultiert daraus ein höheres Treibhauspotenzial für China.

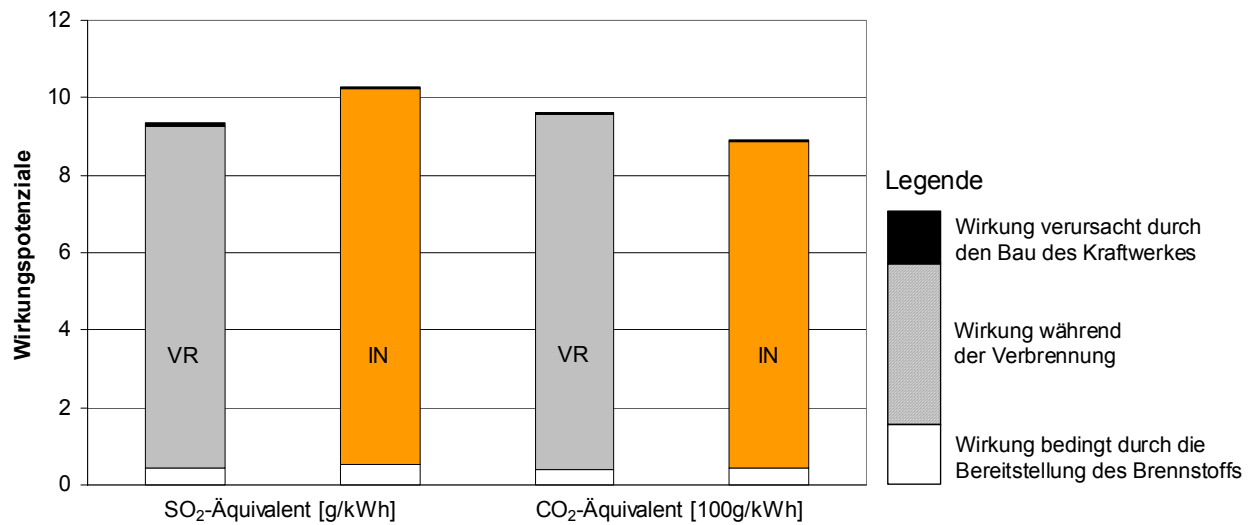


Abbildung 7.13: Wirkungspotenziale der Steinkohlekraftwerke in China und Indien

Die primärenergetischen Aufwendungen werden in Abbildung 7.14 dargestellt. Zwischen den Ländern zeichnen sich keine grundlegenden Differenzen ab. Da die Aufwendungen bis auf einen vernachlässigbaren Anteil auf fossile oder nukleare Energieträger zurückzuführen sind, werden die erneuerbaren Energien nicht separat ausgewiesen.

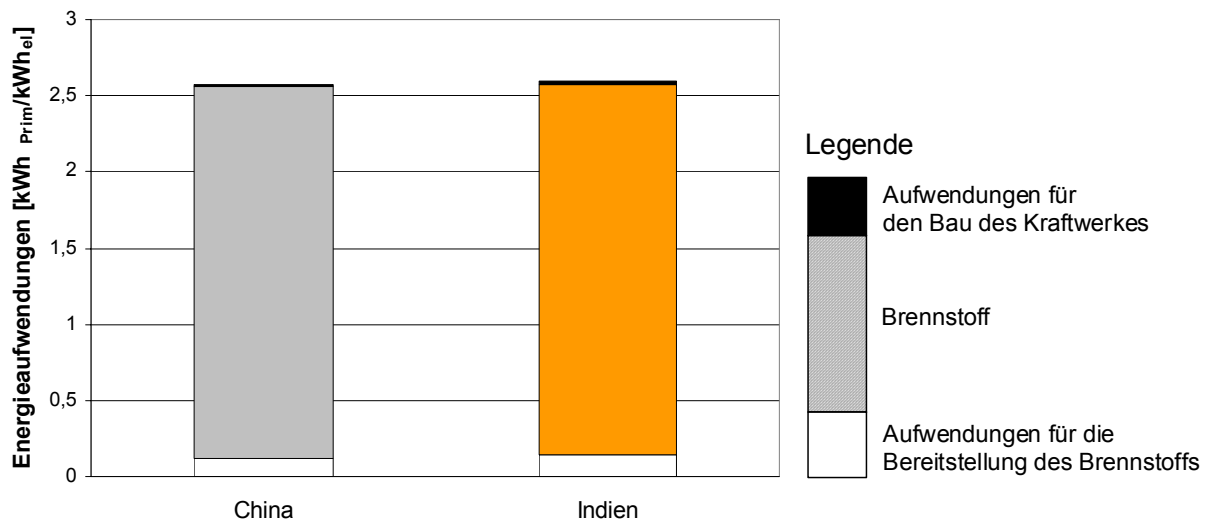


Abbildung 7.14: Verbrauch von Primärenergieträgern

7.3 Ermittlung der Emissionen aus Windkraftanlagen in China und Indien

Während Windkraftanlagen in der Betriebszeit nahezu emissionsfrei elektrische Energie erzeugen können, wird in der Bau- und Abbauphase bedingt durch die Fertigung und den Materialverbrauch Energie benötigt, dessen Bereitstellung mit Umweltwirkungen verbunden ist. Die Gesamtheit aller emittierten Gase über dem Lebenszyklus wird auf eine Kilowattstunde

erzeugter elektrischer Energie bezogen. Diese Menge soll als Vergleich mit den Emissionen des Referenzkraftwerkes dienen.

Die absoluten Emissionen, die aus dem kumulierten Energieaufwand der Anlage und Kraftwerke resultieren, müssen, um spezifische Werte zu erhalten, auf die während der Nutzungsdauer der Anlage erzeugten Menge an elektrischer Energie bezogen werden. Diese ist von der Anlagenlebensdauer und den Windverhältnissen am Standort abhängig. Um deren Auswirkungen zu berücksichtigen, wird ein Spektrum festgelegt, das die verfügbaren Standorte realistisch abdeckt, die in Kapitel 4 ermittelt wurden.

7.3.1 Festlegung und Ziel des Untersuchungsrahmens

Grundsätzlich werden nur die direkt für den Bau der Windkraftanlage und die für die benötigten Betriebsmittel eingesetzten Materialien berücksichtigt. Als Grenze wird der Bilanzraum 1. Ordnung festgelegt. Als funktionelle Einheit dient eine Kilowattstunde. Die Ausnutzung der Anlage wird wegen des unterschiedlichen Windenergieangebots nicht einheitlich angenommen, da China über ein großes Potenzial an sehr guten Standorten verfügt. Um dem Rechnung zu tragen, werden die Kalkulationen für Windkraftanlagen in China mit Volllaststunden von 2.000, 2.200 und 2.400 h vorgenommen, für Indien mit Auslastungen von 1.600, 1.800 und 2.000 h. Wie auch in Kapitel 4 werden für die Länder unterschiedliche Referenzanlagen vorausgesetzt. Für China kann wegen der besseren Infrastruktur von einer größeren Anlage ausgegangen werden, in diesem Fall wird die E-66 der Firma Enercon mit einer Leistung von 1.500 kW herangezogen. Für Indien dient die kleinere E-40 mit 500 kW der selben Firma als Referenz. Die technischen Daten der Windkraftanlagen sind dem Kapitel 4.2.1 zu entnehmen. Bei Koppelprodukten werden alle Umweltwirkungen der Stromerzeugung angerechnet. Beim Bau der Anlage treten die selben Koppelprodukte auf wie bei der Bilanzierung der Referenzanlage, die in Kapitel 7.2.1 erläutert wurden.

Bilanziert werden grundsätzlich Rohmaterialien nach [Pick98], d.h., es wird die Masse der Materialien berücksichtigt, die vor der Bearbeitung eingesetzt werden. Dadurch wird indirekt unterstellt, dass die Werkstoffverschnitte und -ausnutzungsgrade in China und Indien mit den deutschen korrespondieren. Wegen mangelnder Datenlage können länderspezifische Effizienzen des Werkstoffeinsatzes nicht einbezogen werden.

Wegen der vielen unterschiedlichen Materialien, die beim Bau einer Windkraftanlage Einsatz finden, wurde ein Abschneidekriterium definiert, das die zu bilanzierenden Materialien auf eine überschaubare Menge von etwa 20 reduziert. Das Kriterium wurde über den Masseanteil an der Gesamtrohmateriale definiert und schneidet Materialinputs ab, die weniger als 0,2 % der Gesamtrohmateriale betragen. Damit finden etwa 98,5 % des Gesamtrohmateriale der Anlage für China Berücksichtigung und ca. 97 % der indischen Anlage.

7.3.2 Sachbilanz

Bei der Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien tritt im Gegensatz zu der Erzeugung aus fossilen Energieträgern die Herstellung der Anlage in den Vordergrund, da durch die im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken kleine Leistung pro Anlage ein hoher Materialbedarf pro Kilowattstunde besteht. Bei den Windkraftanlagen fallen vor allem Stahl für den Turm und Beton für das Fundament ins Gewicht. In Abbildung 7.15 werden die Materialien der E-66 und in Abbildung 7.16 die der E-40 dargestellt. [Pick98]

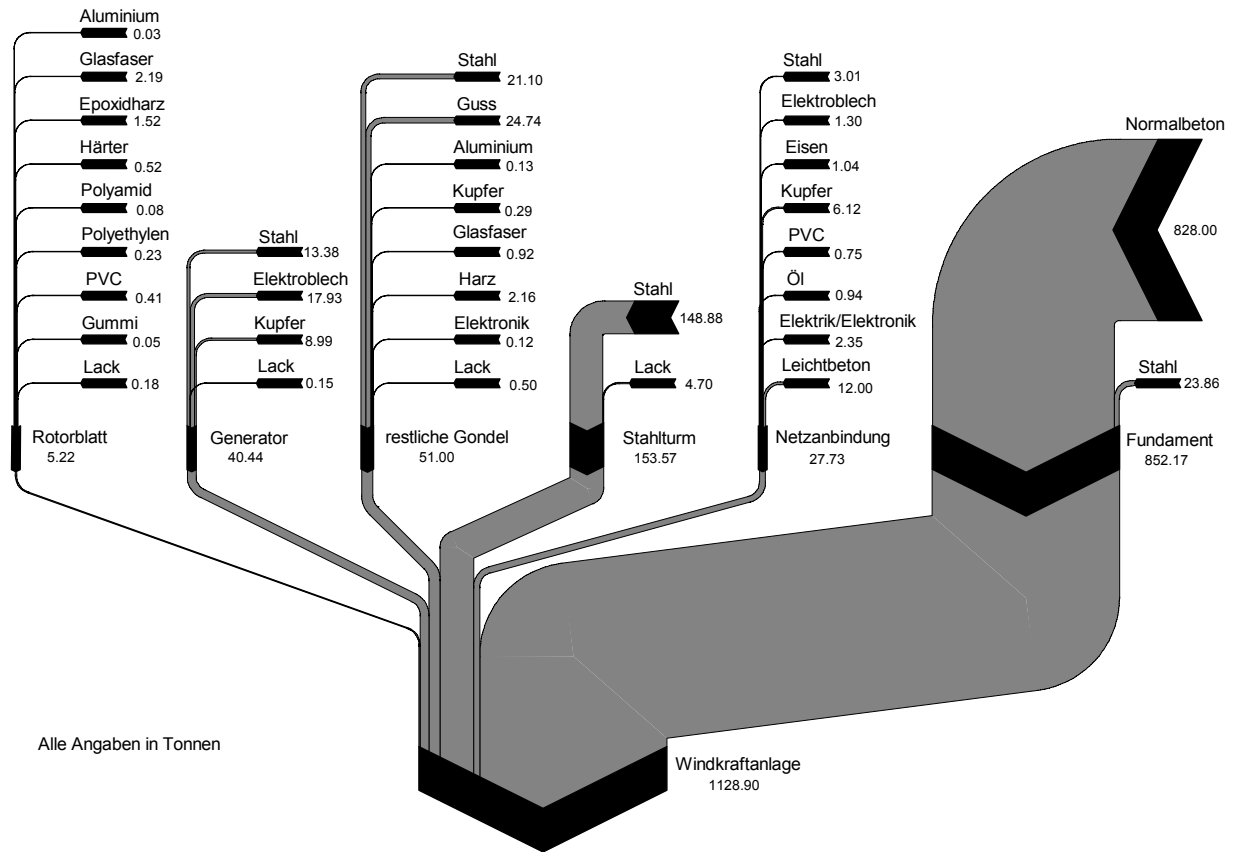


Abbildung 7.15: Materialflussdiagramm der Windkraftanlage Enercon E-66

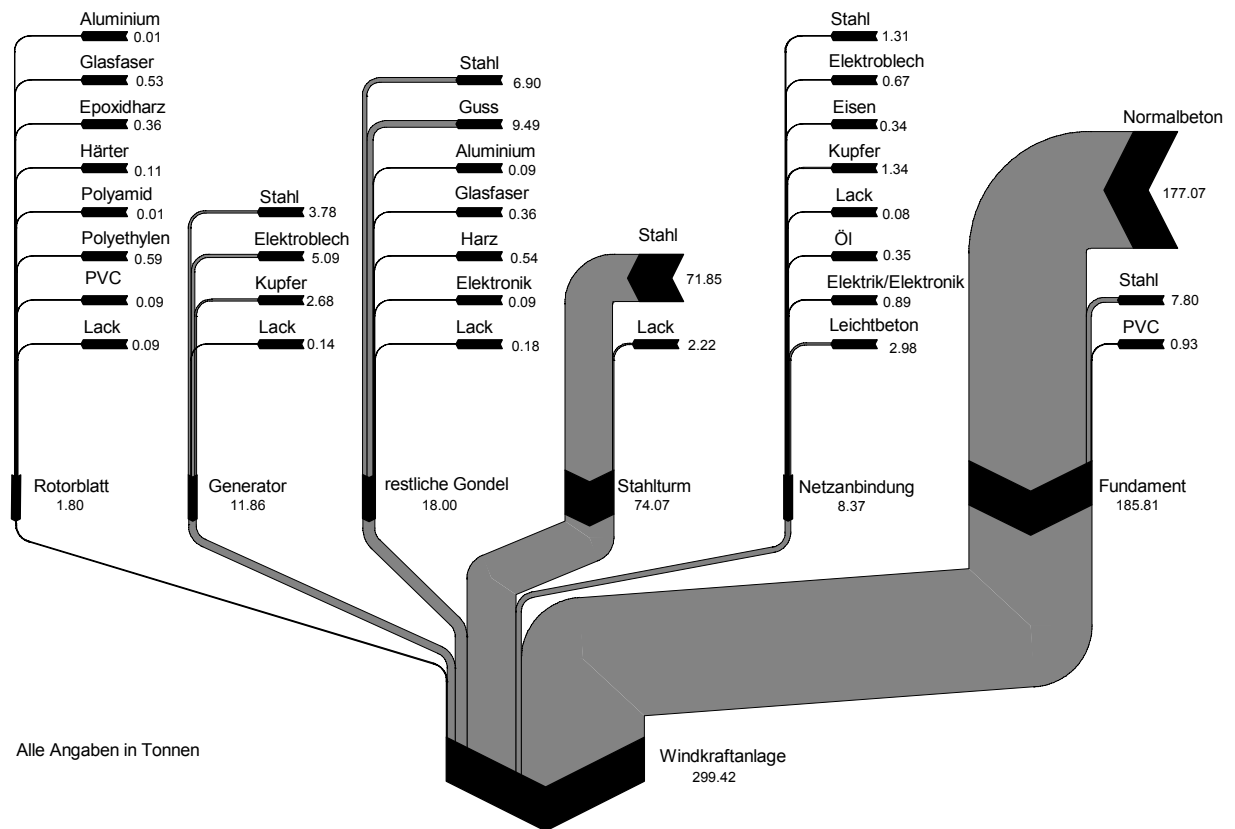


Abbildung 7.16: Materialflussdiagramm der Windkraftanlage Enercon E-40

Die Datenlage für die Materialbilanz der Windkraftanlage, die auf sorgfältigen Recherchen in [Pick98] basiert, ist im allgemeinen sehr gut, mit der Ausnahme, dass der glasfaserverstärkte Kunststoff als Glas und Polyethylen bilanziert werden muss und diese Materialien der Stufe der Herstellung von GFK nicht gerecht werden.

Zur Bestimmung der Primärenergieaufwendungen zur Herstellung der Materialien und der damit verbundenen Emissionen wurde soweit möglich auf Prozesse in [GEMIS01] zugegriffen. Zusätzlich werden in der Software Prozesse angelegt und Bilanzen erstellt. Mit der in Kapitel 7.1.2 vorgestellten Hybrid-Methode wurde jedoch die Handhabung in dem Programm zunehmend erschwert, so dass die Berechnung mit der Software MS-Excel durchgeführt wurde.

Für Deutschland werden die sektoralen Emissionen sowie die Menge der produzierten Güter vom Statistischen Bundesamt erfasst und veröffentlicht. Damit lässt sich eine Aussage über die Emissionen einer produzierten Einheit eines Sektors treffen. Dieser Wert ist zwar stark aggregiert, doch erscheint dieser als der einzige Lösungsansatz, die durch die Fertigung entstehenden Emissionen ohne Kenntnis der betrieblichen Energieaufwendungen zu bestimmen.

Auch China veröffentlicht statistisches Datenmaterial in dem jährlich erscheinenden „Statistical Yearbook“. Das derzeit publizierte aktuellste ist aus dem Jahr 1999 mit Daten bis zu dem Jahr 1998, auf das zugegriffen wurde. Für diese Arbeit wurde das Referenzjahr 1997 herangezogen, da vereinzelt nur Daten bis zu diesem Jahr vorlagen. [CSY99] China veröffentlicht nicht explizit die Emissionen eines Sektors, sondern lediglich die Energieaufwendungen, aufgeführt nach Primärenergieträgern und dem Verbrauch von elektrischer Energie. Damit kann direkt auf die Entnahme endlicher Ressourcen geschlossen werden und mit Hilfe des Heizwertes auf den kumulierten Energieaufwand für die sich im Kapitel 7.3.3 anschließende Wirkungsanalyse. Das Klimasekretariat der Vereinten Nationen hat eine Methodik und eine dazugehörige Software entwickelt, mit der aus dem Energieeinsatz auf die Emissionen geschlossen werden kann. [IPCC96] Die erforderlichen Daten sind für Kohlen- und Schwefeldioxid insbesondere der Verbrauch von Primärenergie, der spezifische Emissionsfaktor und die Anteile der Kohlenstoff- und Schwefelatome, die nicht oxidiert werden. Die dafür erforderlichen Daten sind, wenn vorhanden, [GEMIS01] entnommen, ansonsten wurde auf die Vorschläge des IPCC zurückgegriffen.

Problematisch wird die Bestimmung anderer Emissionen, wie beispielsweise Stickoxide, bei denen die Emissionsfaktoren stark von den Prozessabläufen abhängen. Daher sind Details über die üblichen sektorspezifischen Arbeitsabläufe der Materialverarbeitung erforderlich. Diese sind insbesondere Angaben über die Verbrennungstemperatur, die Stufen der Zufuhr von Verbrennungsluft und Brennstoff und Informationen über den Brennstoff selbst. [Hom00]. Eine Abschätzung weiterer Emissionen ist daher aus obengenannten Gründen nicht realisierbar.

Indien veröffentlicht ebenfalls ein Statistisches Jahrbuch, führt aber die Wirtschaftsaktivitäten nicht nach einzelnen Sektoren auf. Dadurch eignet sich diese Informationsquelle nicht für die folgenden Betrachtungen. Deshalb wurde auf die Datenbank des GTAP-Modells (Global Trade Analysis Project) zugegriffen. [GTAP5] Das GTAP-Modell ist ein allgemeines Gleichgewichtsmodell, dessen Datenbasis die globale ökonomische Aktivität in 65 Regionen und 57 Sektoren erfasst. Die Standardform des GTAP-Modells sowie die GTAP-Datenbasis werden am Centre for Global Trade Analysis der University of Purdue entwickelt und gepflegt.

Durch die Größe Indiens bildet dieses Land eine eigene Region, so dass die Daten in geeignet detaillierter Form vorliegen. Der Modell-Datenbasis können die Energieaufwendungen jedes Sektors, aufgeschlüsselt nach Primärenergien, entnommen werden und mit dem selben Verfahren, das für China angewendet wurde, auf die Kohlen- und Schwefeldioxidemissionen geschlossen werden. Die Daten des verarbeiteten Materials eines jeden Sektors liegen nicht vor. Diese Daten konnten [InfoIN] entnommen werden. Es muss aber bei Berechnungen dieser Art als problematisch angesehen werden, auf Daten verschiedener Herkunft zuzugreifen, da für die Konsistenz dieser Daten keine Gewähr gegeben werden kann.

Zusätzlich zu der Materialherstellung und den Fertigungsprozessen fallen Transporte für die Montage, die sich anschließende regelmäßige Wartung und Reparaturen an, die mit Umweltwirkungen verbunden sind. Es wurde von einer Entfernung für die Errichtung der Anlage von 500 km ausgegangen, die für alle Anlagenteile mit einem LKW verrichtet werden. Für die Rückfahrt des LKWs wird unterstellt, dass er anderweitig genutzt werden kann. Für die Wartungen und Reparaturen soll angenommen werden, dass ein PKW zweimal im Jahr eine Hin- und Rückfahrt zu der Anlage tätigt. Hierfür wird pauschal von einer durchschnittlichen Entfernung der Service-Station zum Standort von 150 km ausgegangen.

Weitere Aufwendungen wie etwa das zu wechselnde Öl oder Verschleißteile, die innerhalb der Anlagenlebensdauer gewechselt werden müssen, werden nicht berücksichtigt.

In Abbildung 7.17 sind die Sachbilanzen für die Windkraftanlagen in China dargestellt. Die Emissionen werden nicht separat für die Herstellung und den Betrieb ausgewiesen, da über 99,9 % der Emissionen aus der Herstellungsphase resultieren.

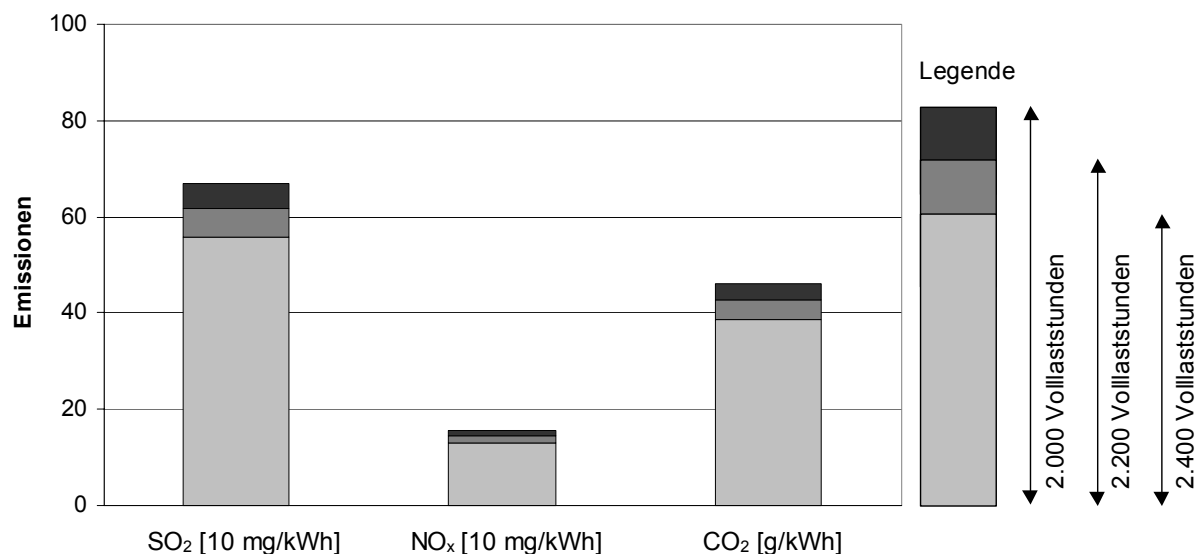


Abbildung 7.17: Sachbilanzen für die Strombereitstellung aus Windkraftanlagen in China für drei Standorte mit 2.000, 2.200 und 2.400 Volllaststunden

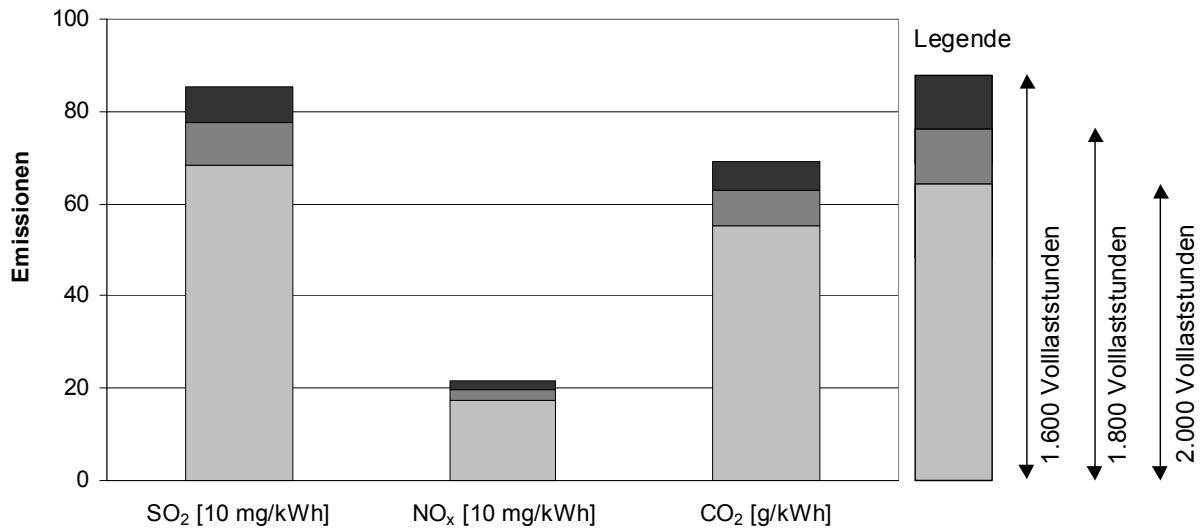


Abbildung 7.18: Sachbilanzen für die Strombereitstellung aus Windkraftanlagen in Indien für drei Standorte mit 1.600, 1.800 und 2.000 Volllaststunden

7.3.3 Wirkungsanalyse

Auf Basis der in der Sachbilanz ermittelten Emissionen können mit der in Kapitel 7.1.3 vorgestellten Methodik die Wirkungspotenziale für die Kategorien Treibhauseffekt und Versauerung bestimmt werden. Die Ergebnisse werden für China in Abbildung 7.19 sowie für Indien in Abbildung 7.20 für jeweils drei Standorte dargestellt. Insgesamt sind mit der Erzeugung elektrischer Energie in Indien auch bei gleicher Volllaststundenzahl mehr Emissionen verbunden als in China. Das liegt vor allem an der kleiner gewählten Referenzanlage, da dadurch die spezifischen Materialaufwendungen pro Kilowatt installierter Leistung steigen.

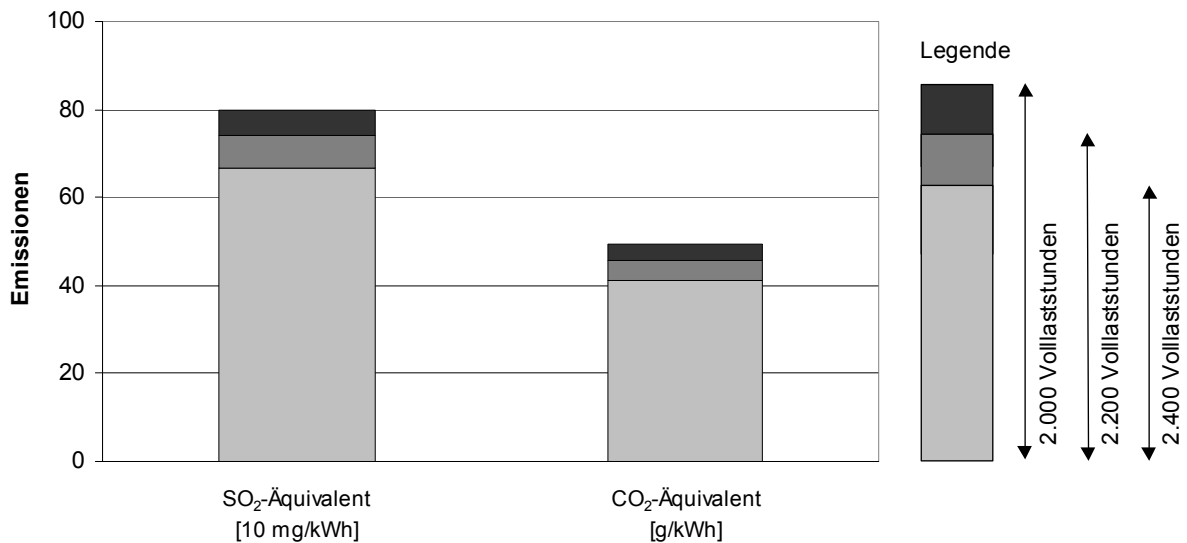


Abbildung 7.19: Versauerungs- und Treibhauspotenzial der Stromherstellung aus Windkraftanlagen in China für drei Standorte

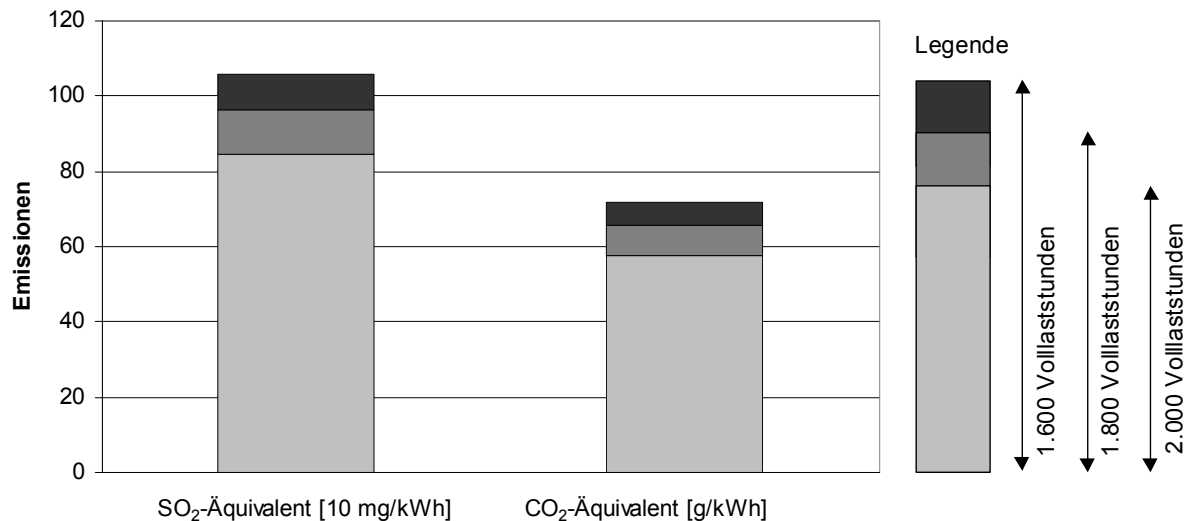


Abbildung 7.20: Wirkungspotenziale der Stromherstellung aus Windkraftanlagen in Indien für drei Standorte

Der Aufwand an nichterneuerbaren Ressourcen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windenergie liegt in China zwischen $0,12 \text{ kWh}_{\text{prim}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ für 2.000 h/a, $0,14 \text{ kWh}_{\text{prim}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ für 2.200 h/a und $0,15 \text{ kWh}_{\text{prim}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ für 2.400 h/a.

In diesem Zusammenhang ist es von Interesse, wie lange die Anlage betrieben werden muss, bis die kumulierte jährliche Nettostromerzeugung W_{netto} genauso groß geworden ist wie der kumulierte Energieaufwand für ihre Herstellung KEA_H , die energetische Amortisationszeit.

Bei der Bestimmung der energetischen Amortisationszeit ist zu berücksichtigen, dass sowohl die Aufwendungen für die Herstellung primärenergetisch bewertet werden, als auch die alternativ hergestellte Elektrizität. In diesem Sinne bedarf es einer Definition, die die durch die erzeugte Nettoenergie eingesparte Primärenergie bewertet. Die Amortisationszeit lässt sich nach Gleichung 7.9 berechnen. [Pick98]

$$AZ = \frac{KEA_H}{\left(\frac{W_{\text{netto}}}{g} - KEA_N \right)} \quad \text{Gleichung 7.9}$$

Der Bereitstellungsgrad g ist nach Gleichung 7.4 definiert und stark von den länderspezifischen Gegebenheiten abhängig, wie die Erzeugerstruktur, den Kraftwerkswirkungsgraden etc. In China wird in den Energiebilanzen wegen der zu Grunde liegenden Methodik der schlechte Bereitstellungsgrad der Steinkohlekraftwerke durch die Wasserkraftwerke kompensiert, so dass sich für den gesamten Kraftwerkspark ein Bereitstellungsgrad von 0,34 ergibt. Die Wasserkraftwerke werden nach Vereinbarung internationaler Organisationen und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz mit der Wirkungsgradmethode bewertet. Die Methodik zur Erstellung von Energiebilanzen wurde ab den Bilanzen für das Jahr 1995 international grundlegend geändert. Abweichend vom bis dahin zu Grunde

gelegten Vorgehen, bei dem die Stromerzeugung sowie der Außenhandel mit Strom nach dem sogenannten Substitutionsansatz bewertet wurden, bei der jeweils der vermiedene Brennstoffeinsatz bestimmt wird, wird seitdem diese Methodik angewendet. Dabei wird die Stromerzeugung aus Kernenergie mit einem Wirkungsgrad von 33 %, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sowie der Stromaußenhandel aber mit einem Wirkungsgrad von 100 % bewertet. Im Vergleich zu dem früher verwendeten Substitutionsansatz führt dies bei der Kernenergie zu einem höheren, bei den anderen Energieträgern aber zu einem deutlich niedrigeren Primärenergieverbrauch.

Da es sich in diesem Fall um eine Bewertung des Energiesystems handelt, wird sowohl die Nettostromerzeugung als auch der Bereitstellungsnutzungsgrad nicht mit Verlusten der Übertragung und Verteilung behaftet. Mit dieser Vorgehensweise beläuft sich die Amortisationszeit auf 11 Monate bis zu 13 Monate. Im Vergleich zu Deutschland erstreckt sich dieser Zeitraum auf das Doppelte bis Dreifache. [Pick98].

7.4 Darstellung des Einsparpotenzials in China und Indien

In Abbildung 7.21 wird das Einsparpotenzial an klima- und umweltrelevanten Gasen für China dargestellt. Das Einsparpotenzial berechnet sich aus der Differenz der Emissionen des Referenzkraftwerkes und der Windkraftanlage, dessen Energieertrag zwischen 2.000 Volllaststunden und 2.400 Volllaststunden variiert wird. Es zeigt sich, dass in China über 900 g CO₂-Äquivalent je erzeugter kWh aus Windkraftanlagen eingespart werden können. Davon sind 800 g/kWh auf Einsparungen von CO₂ zurückzuführen. Die verbleibenden 100 g/kWh resultieren vor allem aus dem sonst freigesetzten Methan beim Kohleabbau. Für das SO₂-Äquivalent beträgt die Differenz zwischen den Systemen 8,5 g/kWh.

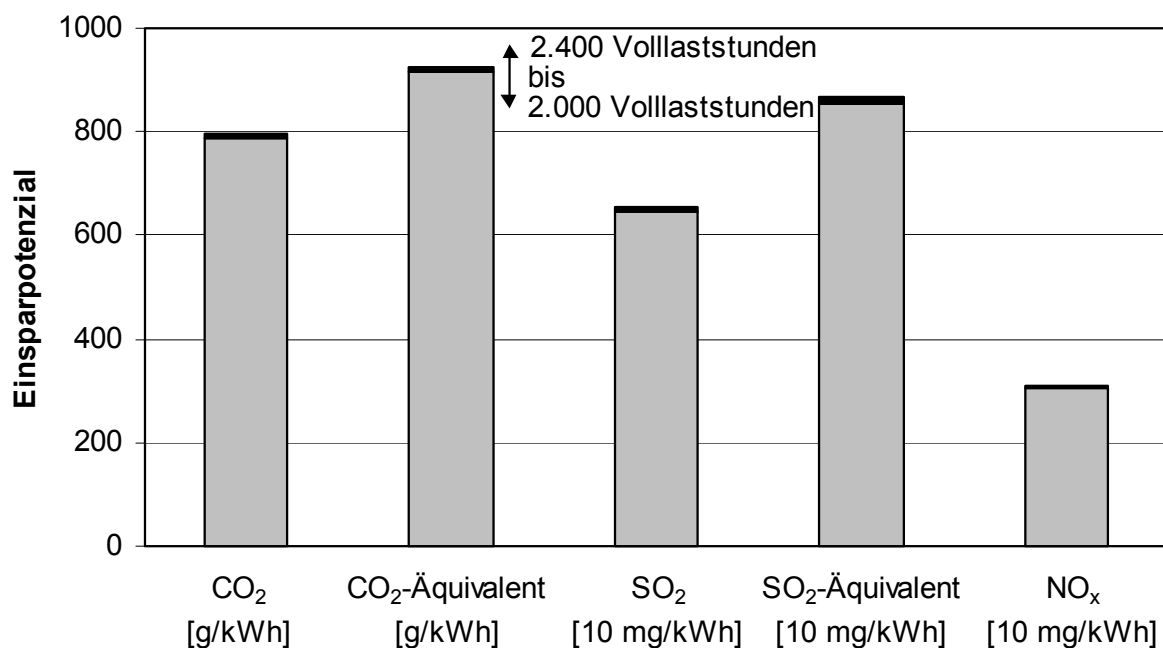


Abbildung 7.21: Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in China durch die Windkraftnutzung

In Indien lassen sich durch die Windenergienutzung über 800 g/kWh CO₂-Äquivalent reduzieren. In Abbildung 7.22 sind die Einsparpotenziale dargestellt. Bedingt durch die Zusammensetzung der Kohle verschiebt sich das Einsparpotenzial in Indien im Vergleich zu China geringfügig zu Gunsten der versauernd wirkenden Gase. Da jedoch die aus der Windkraftanlage erzeugte Kilowattstunde mit geringfügig höheren SO₂-Emissionen behaftet ist, wirkt sich dieser Vorteil im Vergleich zu China nicht aus. Jedoch kann der Ausstoß an Stickoxiden durch die Windkraftnutzung um über 4 g/kWh reduziert werden, so dass die Stromerzeugung aus Wind insgesamt eine Verringerung des SO₂-Äquivalents um über 9 g/kWh ermöglicht.

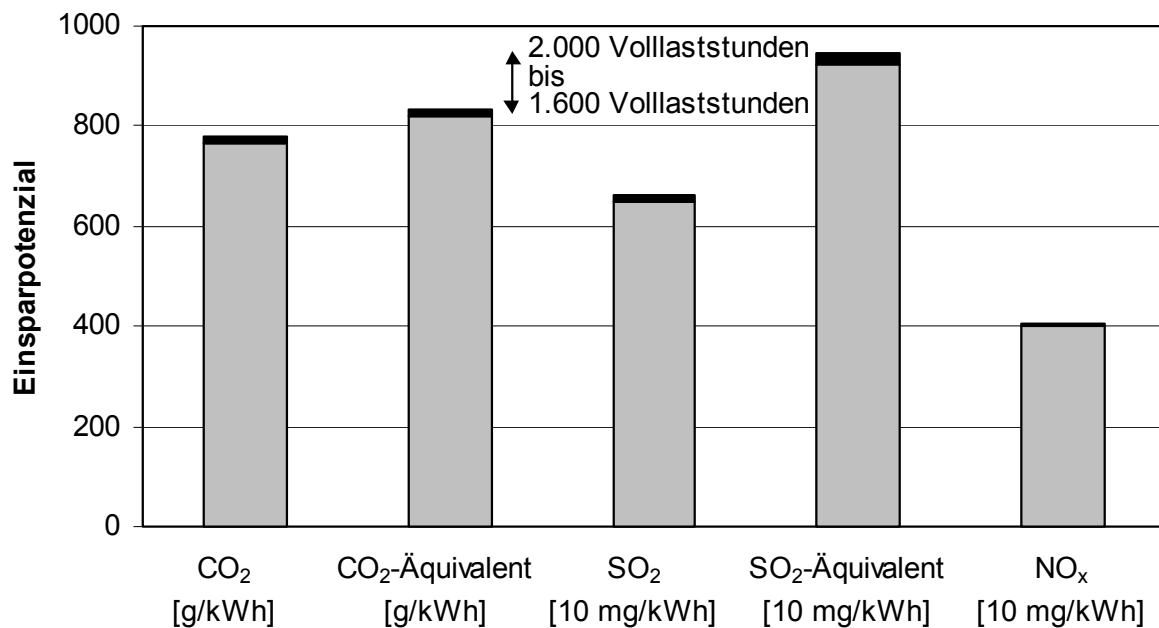


Abbildung 7.22: Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in Indien durch die Windkraftnutzung

8 Vermeidungskosten

Energiewirtschaftliche Entscheidungen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nur dann umsichtig, wenn sie die externen Effekte von Energievorhaben berücksichtigen und diese den Verursachern zugerechnet werden. Eine Abwälzung von Kosten auf andere Wirtschaftseinheiten oder Volkswirtschaften widerspricht dem Grundsatz, dass der Verursacher die Kosten seines Handelns vollständig selbst tragen soll. Dies setzt insbesondere voraus, die mit der Energiebereitstellung verbundenen Schäden zu erfassen und monetär zu bewerten.

Diese Forderung scheitert auf Grund verschiedener Ursachen. Bislang existiert keine wissenschaftliche Übereinkunft über die genauen Wirkungsbeziehungen. Ist die Quantifizierung und die monetäre Bewertung der regionalen und lokalen Wirkungskategorien noch als realisierbar einzustufen, so scheitert es doch spätestens an der Bewertung der globalen Kategorien wie dem Treibhauseffekt, für den die Energiebereitstellungssysteme eine besondere Relevanz besitzen. Auf Grund der Unzulänglichkeit der derzeitigen Klimamodelle besteht keine eindeutige funktionale Beziehung zwischen der Erhöhung der anthropogenen Treibhausgase und den daraus resultierenden Klimafolgen in Form einer Temperaturerhöhung der Erdoberfläche, zunehmenden Niederschlägen und einem Anstieg des Meerwasserspiegels und den daraus folgenden Schäden.

Verschärft wird die Bewertungsproblematik noch dadurch, dass die Auswirkungen einer Klimaveränderung regional sehr unterschiedlich sein können. Ist in vielen Staaten mit Schäden zu rechnen, so wird auch vermutet, dass die Veränderung für einige Länder ein Nutzen bedeuten kann. Außerdem handelt es sich aus zeitlicher Sicht um ein dynamisches Problem, da die Spurengase sehr lange in der Atmosphäre verbleiben und sich daraus das Problem des Nutzenvergleiches zwischen heute lebenden Individuen und vielen zukünftigen Generationen ergibt.

Die geschilderten Probleme führen dazu, dass gegenwärtig kein wissenschaftlicher Konsens über die Höhe der Schadensfunktionen von umweltrelevanten Gasen und deren zeitlichem Verlauf besteht.

Angesichts dieses Defizits bei der Beurteilung der Schäden wird auf das Konzept der spezifischen Vermeidungskosten zurückgegriffen. Diese bestimmen sich als Antwort auf die Frage, wie hoch die spezifischen Schadenskosten der Emissionen eines Problemfeldes sein müssten, damit die Mehrkosten einer klimaschonenden Alternative gegenüber einer Option mit höheren umweltrelevanten Emissionen bei Anrechnung dieses Schadens kompensiert werden.¹

Die Vorgehensweise der Vermeidungskosten findet vor allem in der heute geführten Klimadiskussion Anwendung. Damit bleibt die Betrachtung jedoch auf nur ein einziges Problemfeld für die sechs klimarelevanten Gase, die im Kyoto-Protokoll festgehalten wurden, be-

¹ An dieser Stelle muss deutlich darauf hingewiesen werden, dass mit Umgehung der Internalisierung von Schäden die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Problemfelder nicht mehr erreicht werden kann. Die Internalisierung muss dabei nicht notwendig über die Monetarisierung erfolgen, sie verlangt aber eine Größe, in die eine Gewichtung der Problemfelder eingeht.

schränkt.¹ Je nach vorliegenden Gegebenheiten ergeben sich unterschiedlich hohe spezifische Vermeidungskosten. Mit dieser Vorgehensweise kann ein Richtwert geschaffen werden, um Vorhaben nach ihrer Kosten-Effektivität hinsichtlich ihres Beitrages zum Treibhaus-effekt zu bewerten.

8.1 Methodische Vorgehensweise

Die für die hier gestellte Problemstellung erforderlichen Vergleichsrechnungen können grundsätzlich sowohl mit statischen als auch mit dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung durchgeführt werden. Mit der Anforderung, zeitliche Entwicklungen adäquat abbilden zu können, scheiden jedoch statische Verfahren aus und erscheinen die dynamischen finanzmathematischen Verfahren als geeignet. In der Literatur hat sich eine grundsätzliche Vorgehensweise zur Berechnung von dynamischen Vermeidungskosten durchgesetzt, die im folgenden beschrieben und erläutert wird. Sie vollzieht sich in vier Schritten:

(1) Bestimmung der zu betrachtenden Systemalternativen („baseline“)

Um dynamische Vermeidungskosten für ein Vorhaben mit Vermeidungseffekt berechnen zu können, muss als „baseline“ eine Referenzanlage definiert werden. Dabei handelt es sich um ein Vorhaben, welches das Land bei Nichtberücksichtigung globaler Effekte durchgeführt hätte.

(2) Berechnung der inkrementalen Kosten

Anschließend werden die Kostenströme beider Alternativen über den Bau-, Betriebs- und Entsorgungszeitraum miteinander verglichen. Die Differenz der abdiskontierten Lebenszykluskosten wird als inkrementale Kosten bezeichnet. Die der Berechnung zu Grunde liegenden inkrementalen Kosten gegenüber der sogenannten „baseline“-Alternative sind aus volkswirtschaftlicher Sicht zu berechnen. Dies erfordert im Gegensatz zu den betriebswirtschaftlichen Kosten die Eliminierung von Transferzahlungen, denen aus volkswirtschaftlicher Sicht kein Kostencharakter zukommt.

(3) Berechnung der vermiedenen Emissionen

Ähnlich wie die Kosten werden die mit beiden Optionen verbundenen Emissionen gegenübergestellt. Die Differenz der (abdiskontierten)² Summen der beiden Ströme wird als vermiedene Emissionen bezeichnet.

(4) Berechnung der Vermeidungskosten

Die spezifischen Vermeidungskosten ergeben sich aus dem Quotienten der in Schritt 2 (Zähler) und Schritt 3 (Nenner) errechneten Werte.

¹ In dem Kyoto-Protokoll finden sechs treibhausrelevante Gase oder Gruppen von Gasen Beachtung: Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆)

² Auf den Stellenwert der Klammer wird noch näher eingegangen.

Die Berechnung der vermiedenen Emissionen (3. Schritt) kann nach zwei, sich bezüglich der Auswirkung auf das Ergebnis stark differierenden Vorgehensweisen vorgenommen werden.

Formal gesehen unterscheiden sich die Ansätze darin, dass die physischen Mengen, d. h. in diesem Fall die über die Lebensdauer des Projektes vermiedenen Emissionsmengen mit demselben Zinssatz wie die inkrementalen Kosten abdiskontiert werden, während sie beim zweiten Ansatz undiskontiert eingehen. Dies führt bei gleichem Projektprofil dazu, dass die spezifischen Vermeidungskosten unterschiedlich hoch ausgewiesen werden. Eine unmittelbare Vergleichbarkeit ist nicht gegeben. In der Regel weist der erste Ansatz höhere Vermeidungskosten aus. Da die erste Methodik bisher von der Kreditanstalt für Wiederaufbau favorisiert wurde, wird im weiteren Verlauf der Arbeit von dem KfW-Ansatz gesprochen. Der zweite Ansatz wird von der Global Environment Facility (GEF)¹ bevorzugt, so dass sie als Namensgeber dieser Methode herangezogen werden kann. Im Folgenden wird die formale Vorgehensweise zur Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten dargestellt. Es seien:

Q_t	Vermiedene THG-Emissionen zum Zeitpunkt t in physikalischen Einheiten
p_t	Spezifische Vermeidungskosten pro Einheit Emissionen zum Zeitpunkt t in physischen Einheiten
K_t	Inkrementale Kosten der Vermeidungsmaßnahmen zum Zeitpunkt t
i	Diskontierungssatz für Projektkosten und Emissionen
n	Projektlaufzeit

KfW-Ansatz

$$p = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_t}{(1+i)^t}} \quad \text{Gleichung 8.1}$$

GEF-Ansatz

$$p = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n Q_t} \quad \text{Gleichung 8.2}$$

Die Abdiskontierung der Emissionen wird in Fachkreisen kontrovers diskutiert. Inhaltlich unterscheiden sie sich hinsichtlich ihrer impliziten Annahmen. Der KfW-Ansatz repräsentiert, ähnlich wie bei der Berechnung der finanzmathematischen Durchschnittskosten, ein vom Zeitpunkt $t = 0$ betrachteter Durchschnitt der Vermeidungskosten.

Der GEF-Ansatz kann auch nach Gleichung 8.3 ausdrücken.

¹ Bei der GEF handelt es sich um einen Fonds der Weltbank, des United Nations Environmental Programme (UNEP) und des United Development Programme (UNDP), der Staaten bei der Finanzierung von Klimaschutzprogrammen unterstützt.

$$p = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_t(1+z)^t}{(1+i)^t}} \quad \text{Gleichung 8.3}$$

z Steigerungsrate zur Bewertung der vermiedenen Emissionen

Damit setzt der Ansatz implizit einen Anstieg des Nutzens der vermiedenen Emissionen voraus. Mit $z = i$ ergibt sich daraus die Gleichung 8.2. Ob die Annahme gerechtfertigt ist, den Nutzwert genau mit der Diskontrate ansteigen zu lassen, ist wissenschaftlich noch nicht endgültig belegt, wodurch Diskussionen angestoßen wurden. Der KfW-Ansatz hingegen unterstellt einen konstanten Nutzen durch die vermiedenen Schäden.

Trotz des viel diskutierten Ansatzes hat sich der GEF-Ansatz bei internationalen Institutionen als Vergleichsmaßstab durchgesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Vermeidungskosten für beide Ansätze ausgewiesen.

8.2 Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen

Beim Vergleich von Kosten für Erzeugungsoptionen mit den Kosten für Einsparvarianten im Elektrizitätsbereich besteht die Problematik, dass, selbst wenn die langfristigen volkswirtschaftlichen Systemkosten im Sinne eines Durchschnittswertes je kWh bekannt sind, ein Vergleich mit den Kosten für Windstrom nur dann verlässlich ist, wenn die Einspeisung genau die gleiche zeitliche Struktur aufweist wie der Strombedarf. Im Elektrizitätsbereich kann auf den saisonal bzw. tageszeitlich schwankenden Strombedarf nur kaum durch Speicherung, sondern im wesentlichen nur durch einen unterschiedlich zusammengesetzten und regelbaren Kraftwerkspark reagiert werden. Die monetäre Bewertung von Windstrom ist insbesondere davon anhängig, zu welcher Zeit die Windkraftanlagen Energie einspeisen. Siehe dazu auch die Ausführungen in Kapitel 7.2.1.

In den Ländern China und Indien zeichnet sich im Gegensatz zu den europäischen Ländern ein anderer Sachverhalt ab. Beide Staaten sind durch eine Unterversorgung an elektrischer Energie gekennzeichnet. Die zeitgleiche Verdrängung von konventionell erzeugter Elektrizität durch Windstrom, wie sie in Deutschland üblich ist, wird in China und Indien nur in den wenigen Stunden des Tages eintreten, in denen keine Unterversorgung vorliegt. Auch in den nächsten Jahren ist keine Sättigung des stetig anwachsenden Stromverbrauchs zu erwarten. So hatte Indien im Jahr 1998/99 eine Durchschnittsunterkapazität von 8 % bis 10 % zu verzeichnen, in Spitzenlastzeiten sogar bis zu über 20 %. [Jyo01]

Zwar leidet China noch immer unter einer regionalen Ungleichverteilung von Stromproduktion und Nachfrage, doch strebt die Regierung eine Verknüpfung der fünf großen und einer Anzahl kleinerer Übertragungsnetze bis 2009 an, sowie die Schaffung eines einzigen nationalen Verbundnetzes bis 2020, so dass ein Ausgleich des Ungleichgewichts langfristig hergestellt werden kann. [Terna02]

Dies bedeutet sowohl kurz- als auch langfristig, dass die Windkraftanlagen in Zeiten von Unterversorgung zusätzliche Kapazität bereitstellen („additional energy“-Betrieb). Sie sind dann mit den Vollkosten des Referenzkraftwerks zu bewerten. Verdrängt dagegen die Windkraft-

anlage Energie aus den konventionellen Kraftwerkspark, dann spart der Windstrom die Grenzkosten des Referenzkraftwerkes ein („fuel saver“-Betrieb).

Der Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Energieerzeugungssysteme ist nur begrenzt sinnvoll, wenn sich die Alternativen auf unterschiedliche Planungszeiträume beziehen, da nicht von einer identischen Reinvestition ausgegangen werden kann. Eine identische Reinvestition ist sowohl in der sich schnell entwickelnden Windkraftanlagenbranche als auch in der Kraftwerkstechnik als nicht realistisch einzustufen. Durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren und Lern- und Wettbewerbseffekten sind bei beiden Techniken Kostenreduktionen zu erwarten. Daher liegt die Annahme nahe, dass das nach mehreren Jahren erneuerte Energieerzeugungssystem andere, zumeist vorteilhaftere Effekte hat als die gegenwärtig zur Verfügung stehende, günstigste Variante.

Kraftwerke haben zumeist eine lange Nutzungsdauer, Windkraftanlagen in der Regel eine kürzere. In Kapitel 7 wird für die Kohlekraftwerke von einer Nutzungsdauer von 30 Jahren und für die Windkraftanlagen von 20 Jahren ausgegangen. Ein sinnvoller Vergleich der Stromerzeugungskosten ist nur dann möglich, wenn angenommen wird, dass der Bau der Energieerzeugungssysteme mehrmals hintereinander durchgeführt wird. Es gibt prinzipiell drei Möglichkeiten, einen einheitlichen Planungszeitraum zu konstruieren. [Matt98]

- Der *Capitalized-Cost Approach* berechnet den Barwert einer Investition, die über einen unendlichen Zeitraum immer wieder ersetzt wird. Dabei wird von keiner realen Kostensteigerung für den Ersatz der Investition ausgegangen.
- Bei dem *Contermination Approach* kann ein beliebiger Planungshorizont gewählt werden. Ist der Planungszeitraum größer als die wirtschaftliche Nutzungsdauer des Projektes, so wird das Projekt wiederholt. Ist die wirtschaftliche Nutzungsdauer größer als der Planungshorizont oder wird bei einer Wiederholung der Investition das Ende des Planungshorizontes erreicht, so wird der Restwert des Projektes bestimmt und zu diesem Zeitraum gutgeschrieben.
- Bei dem *Repeatability Approach* wird als Planungshorizont das kleinste gemeinsame Vielfache der energiewirtschaftlichen Nutzung angesetzt.

In dieser Arbeit wird der dritte Vorschlag angewendet und von einem Betrachtungszeitraum von 60 Jahren ausgegangen. Mit diesem Zeitrahmen sind für die Windkraftanlagen zwei Reinvestitionen nach 20 (2. Phase) und 40 Jahren (3. Phase) zu berücksichtigen, für die Steinkohlekraftwerke eine nach 30 Jahren (2. Phase).

Es wird davon ausgegangen, dass im Jahre 2005 die ersten serienmäßig, in China vollständig gefertigten Windkraftanlagen verfügbar sein werden. Damit befindet sich China am Anfang eines dynamischen Entwicklungsstadiums, dessen wachsende Marktumsätze und damit verbundenen Erfahrungen in der Herstellung mit beachtlichen Kostenreduktionen verbunden sein können.

Aus der Analyse der Kostenentwicklung in der Vergangenheit in Deutschland und Annahmen über die zukünftig zu erwartenden Marktvolumina wurden mittelfristig erreichbare Kostenreduktionen dieser Energietechniken näherungsweise abgeschätzt. Dabei kann auf das Instrument der „Lernkurven“ zurückgegriffen werden, welches die Herstellungskosten eines in größeren Stückzahlen gefertigten, standardisierbaren Produkts mit der kumulierten Produktionsmenge verknüpft. Beginnend mit im allgemeinen hohen Kosten zu Beginn einer Pi-

loftfertigung sinken durch Rationalisierungsfortschritte, steigende Fertigungserfahrung (z. B. geringerer Ausschuss) und Lerneffekte, aber auch durch weitere technologische und organisatorische Verbesserungen die spezifischen Herstellungskosten stetig. Die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor f bezeichnet.

In Deutschland fielen die rund 2.500 DM/kW bei 60 MW kumulierter installierter Windkraftleistung auf rund 1.800 DM/kW bei 6.053 MW installierter Leistung im Jahr 2000.¹ Damit liegt der Lernfaktor bei knapp 0,94. [WMEP01] Dieser Faktor wurde sowohl für China als auch Indien angewendet, sowie ein jährlicher Zuwachs der installierten Leistung von 300 MW/a angenommen. Der Transfer des Lernfaktors für Deutschland auf die zukünftige Herstellung in China und Indien ist auch insofern gerechtfertigt, als in beiden Ländern die Techniken und Erfahrungen aus den Industrieländern importiert wird und somit die Produktion von einem gleichen Entwicklungsstand aus fortgeführt wird. Da Indien schon seit einigen Jahren Erfahrungen mit der Produktion von Windkraftanlagen sammeln konnte, wurden für das Jahr 2005 geringere spezifische Investitionskosten angenommen. Die jährlichen Fixkosten fallen wegen der kleineren Anlage jedoch spezifisch höher aus.

Damit ist die Grundlage für die Bestimmung der Investitionskosten für die 2. und 3. Phase gegeben. Die daraus resultierenden Reinvestitionskosten sowie die Daten für die volkswirtschaftliche Kostenrechnung können der Tabelle 8.1 entnommen werden.

Tabelle 8.1: Kenndaten der Windkraftanlagen

	Einheit	WKA in China	WKA in Indien
Leistung	kW	1.500	500
Investitionskosten 1. Phase	€/kW	750	730
Investitionskosten 2. Phase	€/kW	615	605
Investitionskosten 3. Phase	€/kW	570	560
Investitionskosten für Planung, Netzanbindung, Landnutzungsrechte etc.	€/Phase	90.000	30.000
Lebensdauer	a	20	20
Fixe jährliche Kosten	€/a	27.000	13.750

Mit diesen Daten werden für die erste Projektphase jeweils die aus dem Barwert ermittelten finanzmathematischen Durchschnittskosten nach Gleichung 8.4 berechnet.

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^t \frac{K_i}{(1+z)^i}}{\sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i}} \quad \text{Gleichung 8.4}$$

¹ Die genannten Preise sind inflationsbereinigt und auf das Preisniveau von 1995 normiert.

t	Anzahl der Perioden
$K_1, \dots, K_i, \dots, K_t$	Kostenreihe
$x_1, \dots, x_i, \dots, x_t$	Mengenreihe
z	Zinssatz
\bar{k}	finanzmathematische Durchschnittskosten

Die Ergebnisse werden in Abbildung 8.1 für China sowie in Abbildung 8.2 für Indien in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzinssatz dargestellt. In Indien sind die Stromgestehungskosten geringfügig höher als in China.

Ein Vergleich mit Deutschland zeigt, dass in China und Indien der Windstrom zu weitaus günstigeren Kosten hergestellt werden kann. In Deutschland kann heute mit den meist vorliegenden Windgeschwindigkeiten an potenziellen Standorten mit durchschnittlichen realen Stromgestehungskosten zwischen 4 €/kWh und 7 €/kWh ausgegangen werden.¹ [Son00]

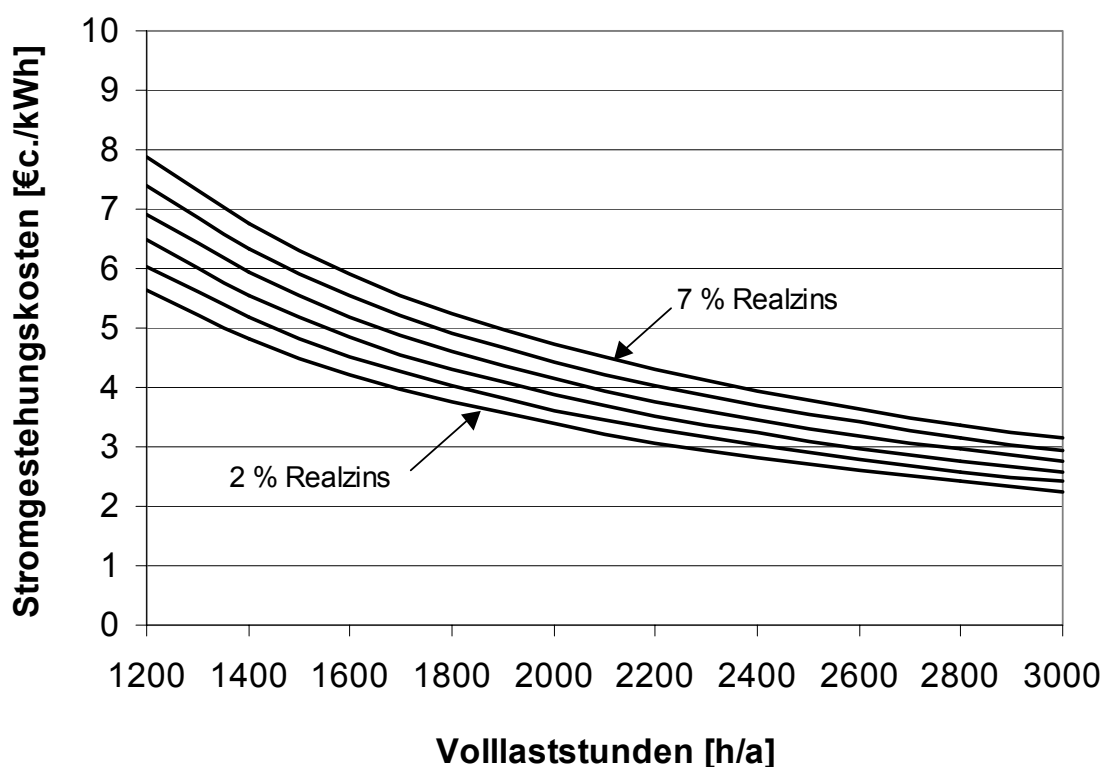


Abbildung 8.1: Stromgestehungskosten der Windstromerzeugung in China nach volkswirtschaftlichem Ansatz in Abhängigkeit von den Volllaststunden und Realzinssätzen von 2 % bis 7 %

¹ Für die Kostenrechnung sind Volllaststunden zwischen 2.000 h und 2.500 h sowie ein Realzinssatz von 4 % angenommen worden.

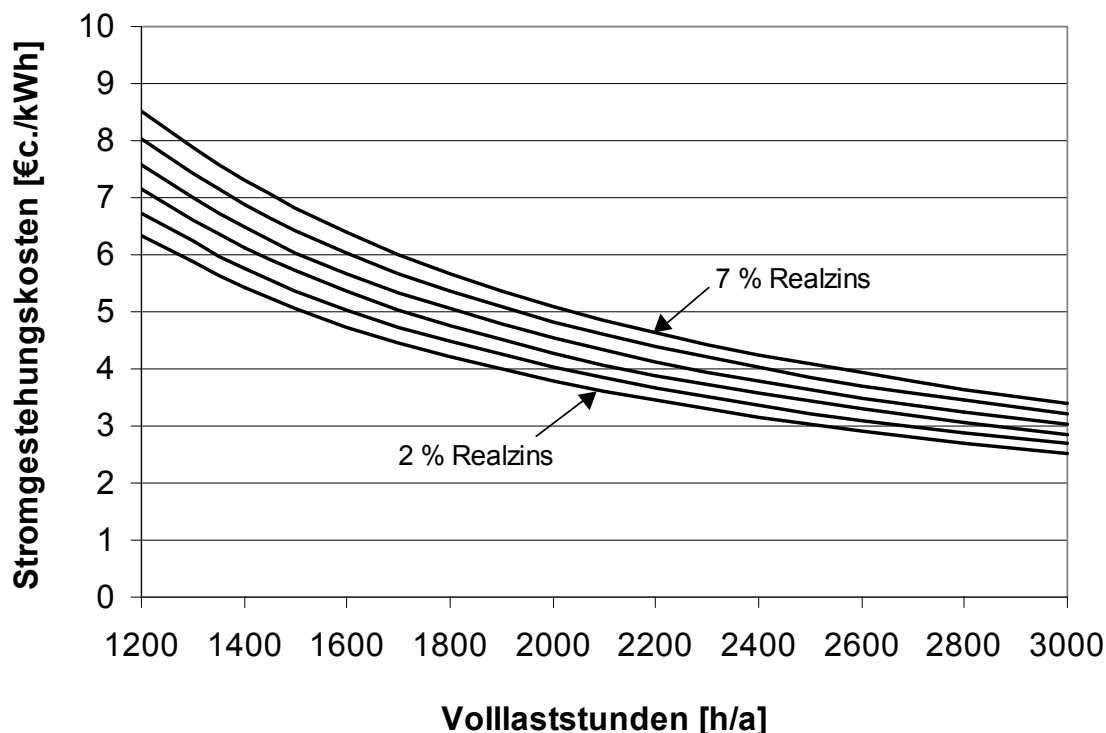


Abbildung 8.2: Stromgestehungskosten der Windstromerzeugung in Indien nach volkswirtschaftlichem Ansatz in Abhängigkeit von den Volllaststunden und Realzinsätzen von 2 % bis 7 %

8.3 Stromgestehungskosten der Referenzkraftwerke

Für die Referenzkraftwerke ergibt sich über den Betrachtungszeitraum eine Reinvestition nach 30 Jahren. Es kann davon ausgegangen werden, dass in diesem Zeitrahmen die Entwicklung in der Kraftwerkstechnik voranschreiten wird. In den langfristigen Zielen verschiedener europäischer Kraftwerksbauer wird eine Erhöhung der Frischdampfparameter auf 375 bar und 700 °C angestrebt. Dabei spielt die Entwicklung und Erprobung neuer Werkstoffe eine Schlüsselrolle. Mit diesen Parametern können Wirkungsgrade von 52 % bis 55 % realisiert werden. Diese neue Dampfkraftwerksgeneration stünde bei erfolgreicher Entwicklung und Demonstration ab 2015 zur Verfügung. [Pru01] Durch diese neue Technik wird eine Senkung der Kosten für die bereits heute beste verfügbare Technik erwartet. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass im Jahr 2035 diese heute verfügbare beste Technik von Ländern wie China und Indien nachgefragt wird. Als Eingangsparameter wird daher für die Reinvestition der zweiten Phase ein Wirkungsgrad für das Referenzkraftwerk von 46 % bei gleichbleibenden Investitionskosten angenommen. Die weiteren Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten können der Tabelle 8.2 entnommen werden.

Tabelle 8.2: Kenndaten der Kohle-Referenzkraftwerke

Kostenart	Einheit	Chinesisches Kraftwerk	Indisches Kraftwerk
Leistung	MW	600	600
Volllaststunden	h/a	6.000	6.000
Investitionskosten 1. Phase	€/MW	838.360	838.360
Nettowirkungsgrad 1. Phase	%	41	41
Investitionskosten 2. Phase	€/MW	838.360	838.360
Nettowirkungsgrad 2. Phase	%	46	46
Fixe jährliche Kosten	€/MW*a	34.800	38.600
Brennstoffkosten 1. Phase	€/kWh _{el}	0,973	0,607
Brennstoffkosten 2. Phase	€/kWh _{el}	0,867	0,541
Lebensdauer	a	30	30

Die Ergebnisse der Berechnungen der Stromgestehungskosten für die 1. Phase sind in Abbildung 8.3 dargestellt. Die Grenz- und Vollkosten sind für China und Indien einzeln ausgewiesen. In Indien kann wegen des großen Prozentsatzes der Kohleförderung im Tagebau die Kohle wesentlich günstiger gewonnen werden, wodurch die Grenzkosten mehr als 35 % unter denen in China in liegen. Die Grenzkosten wurden vereinfacht ausschließlich mit den Brennstoffkosten veranschlagt. Weitere, als variable identifizierbare Kosten wie Schmieröl etc. wurden vernachlässigt. Auf die Vollkosten wirkt sich dieser Kostenvorteil immer noch mit einer Differenz zwischen 12 und 14 % für die betrachteten Zinssätze aus.

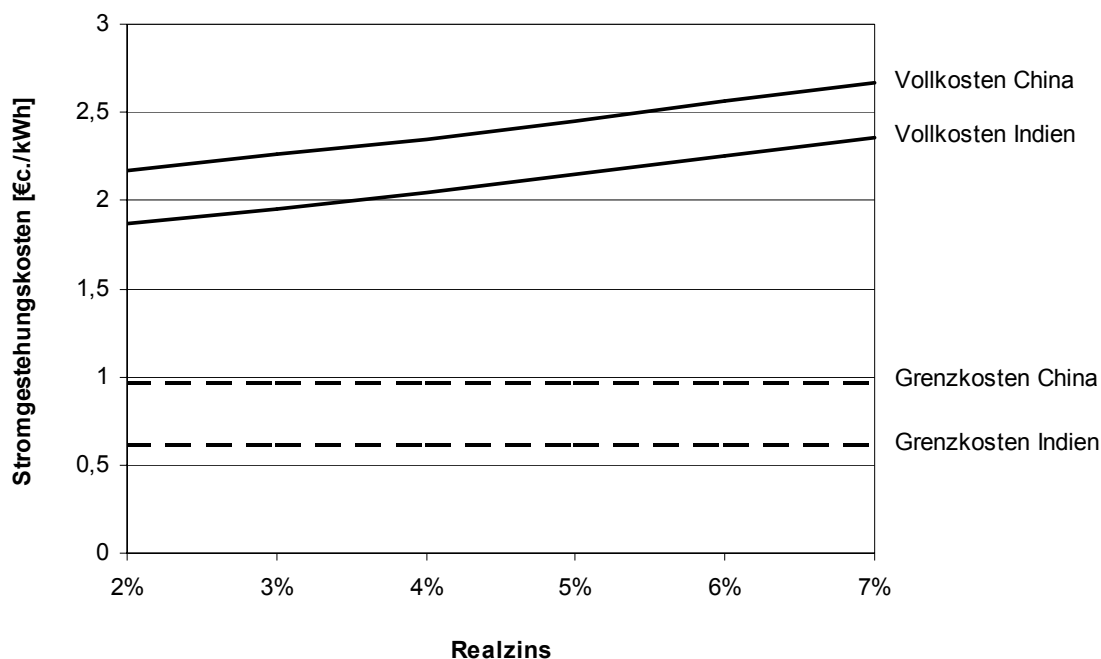


Abbildung 8.3: Stromgestehungskosten aus Kohlekraftwerken in China und Indien nach volkswirtschaftlichem Ansatz

8.4 Darstellung der Vermeidungskosten in China und Indien

Die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wurde nach den in Kapitel 8.1 vorgestellten Methoden durchgeführt. Sie wurden sowohl für den „fuel Saver“- als auch den „additional energy“-Betrieb vorgenommen. Als baseline wurde entsprechend zu Kapitel 7 ein Steinkohlekraftwerk moderner Technik angenommen. Die Ergebnisse sind der Abbildung 8.4, Abbildung 8.5, Abbildung 8.6 und Abbildung 8.7 zu entnehmen. Weitere Ergebnisse von Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente, SO₂, und SO₂-Äquivalente sind im Anhang VI aufgeführt.

Die Berechnungen für China zeigen, dass an sehr günstigen Windstandorten, die in dem Land in großflächigen Gebieten anzutreffen sind, die Vermeidungskosten im „additional energy“-Betrieb die Nullmarke durchaus erreichen. Das heißt, dass in diesen Fällen die Kosten der Windkraft ebenso hoch wie die des Referenzkraftwerkes sind und die Windkraftnutzung nicht mit ökonomischen Nachteilen verbunden ist.

In Indien sind die Vermeidungskosten durchgängig höher. Begründet werden kann dies mit der kleineren Windkraftanlage, die als Referenzfall dient und damit höheren spezifischen Emissionen pro kWh erzeugter Windenergie, höheren spezifischen Kosten der Windkraftanlagen sowie geringeren Stromgestehungskosten der Kohlekraftwerke. Da Indien im Gegensatz zu China nur über weniger gute Windstandorte verfügt, kann die Windkraft ökonomisch nicht in Konkurrenz zur Kohle treten.

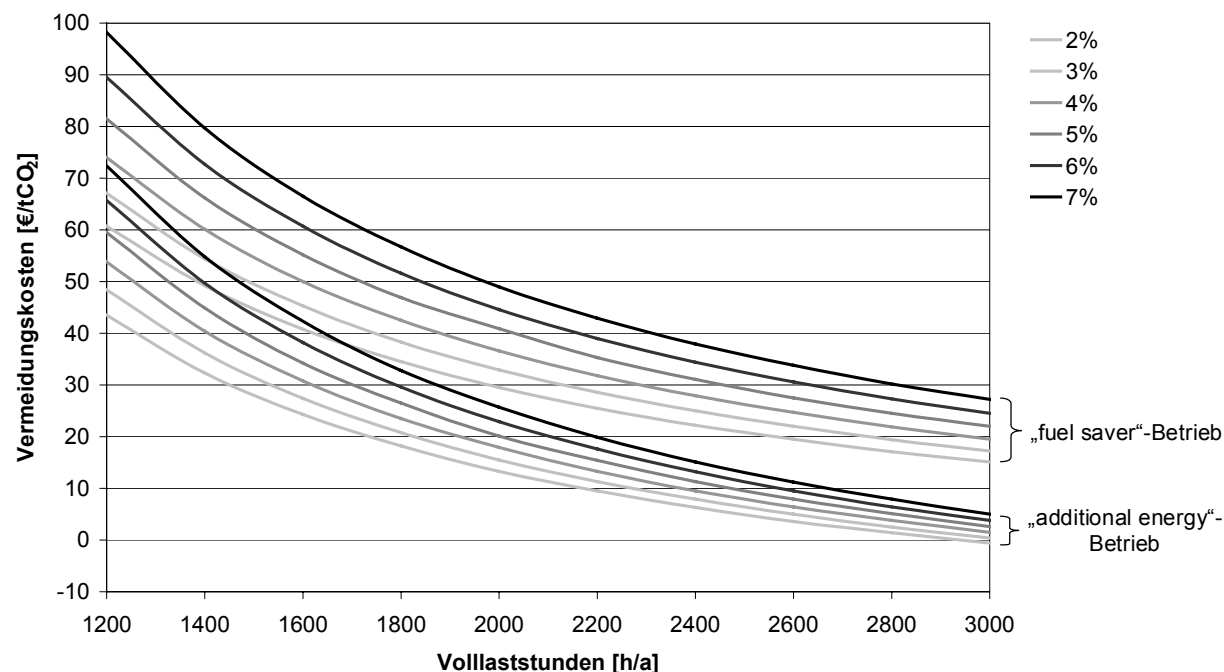


Abbildung 8.4: CO₂-Vermeidungskosten in China berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins

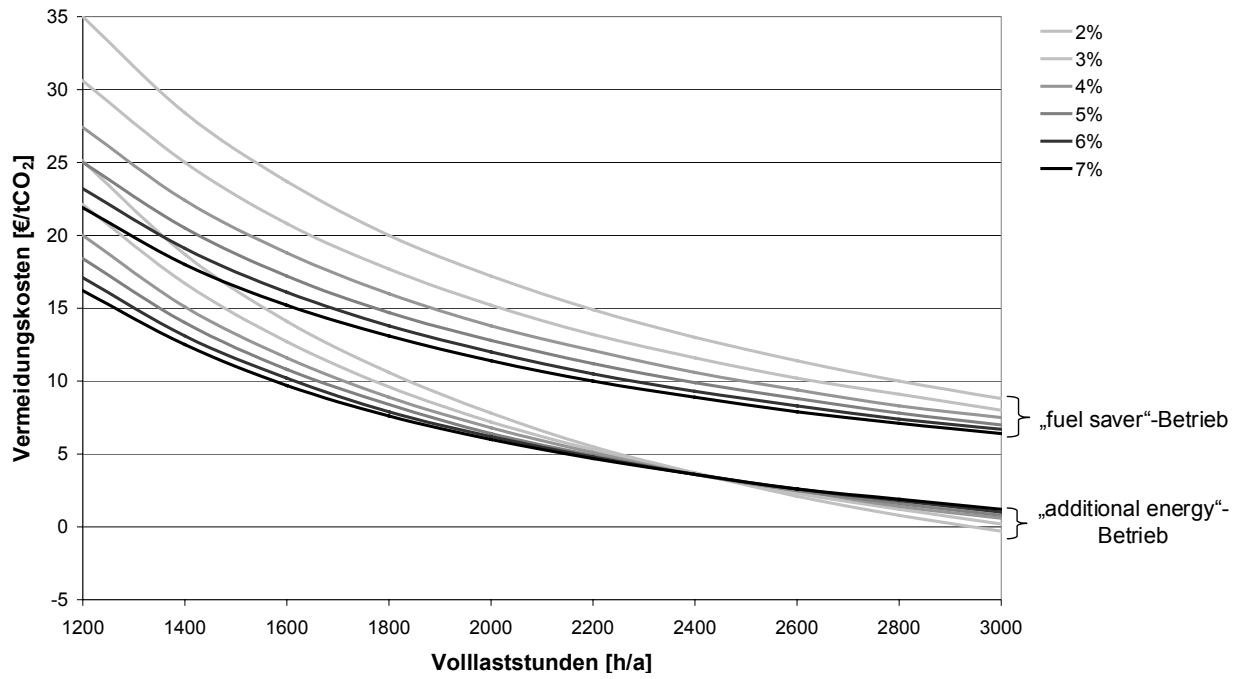


Abbildung 8.5: CO₂-Vermeidungskosten in China berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins

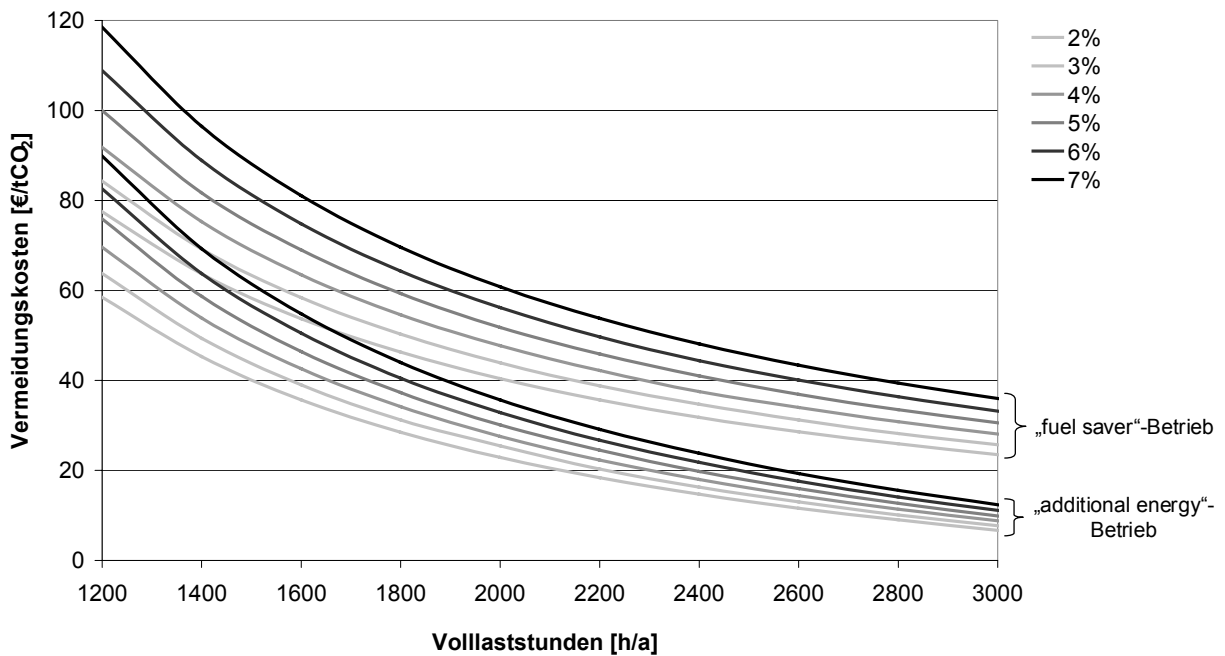


Abbildung 8.6: CO₂-Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins

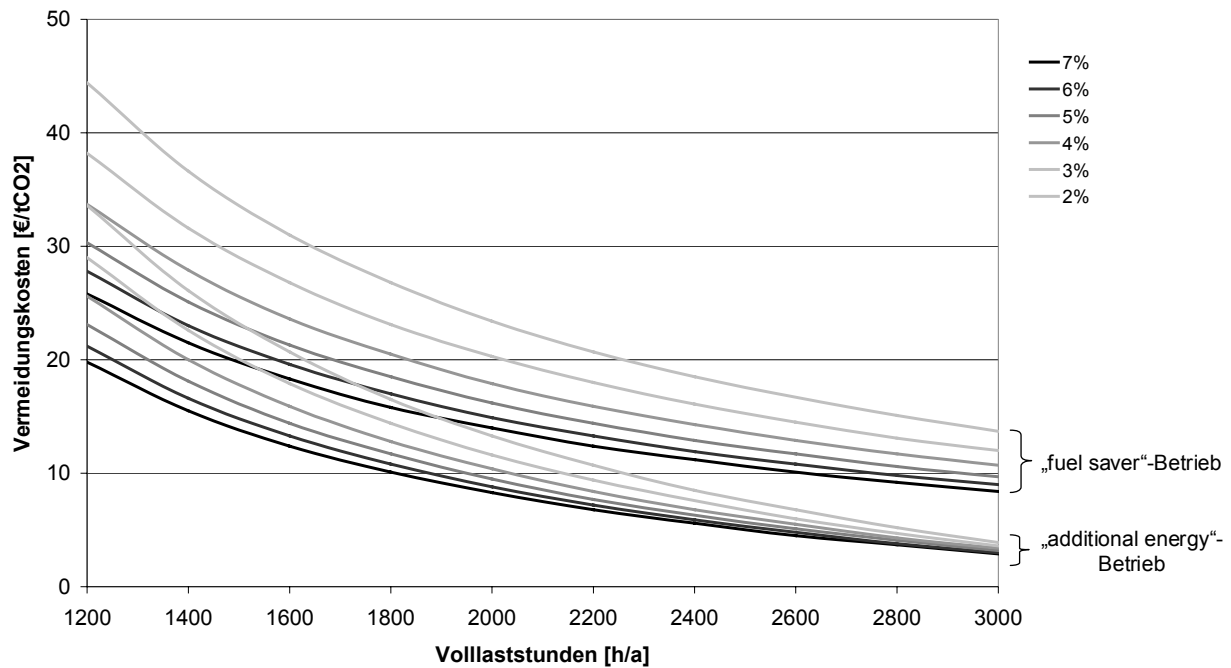


Abbildung 8.7: CO₂-Vermeidungskosten in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins

8.5 Vermeidungskosten anderer Systeme

Der Klimaschutz steht seit Ende der achtziger Jahre im Mittelpunkt globaler Umweltprobleme. Dabei beschränkt sich die Diskussion derzeit auf die Vermeidung von Kohlendioxid, allenfalls finden noch die klimarelevanten Gase, die im Kyoto-Protokoll festgehalten wurden, Beachtung. Die durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehenden Emissionen sind in den Industrieländern zu einem sehr großen Prozentsatz Kohlendioxid, selbst wenn die Vorketten mit einbezogen werden, so dass die Beschränkung auf dieses eine klimarelevante Gas im Energiesektor einsichtig ist. In Entwicklungsländern zeichnet sich ein anderer Sachverhalt ab. Wegen der oft unzureichenden Umwelttechnik in Kraftwerken, sowie des großen Methanausstoßes im Bergbau sind auch andere klimarelevante Gase von großer Bedeutung. Deshalb sollte nicht vernachlässigt werden, dass der Einsatz erneuerbarer Energien, in diesem Fall die Windkraft, weitere umweltrelevante Vorteile zum einen für den Klimaschutz aber auch für andere Problemfelder aufweist. In Kapitel 7.4 sind die vermeidbaren versauernd wirkenden Emissionen und außerdem das Einsparpotenzial an endlichen Ressourcen quantifiziert worden. Der Einsatz erneuerbarer Energie weist ebenso in weiteren, heute diskutierten Problemfeldern Vorteile auf. Daher ist der Vergleich mit anderen Einsparoptionen auf Basis der Vermeidungskosten nur eines Problemfeldes als problematisch zu bewerten.

Grundsätzlich kann eine Treibhausgasreduktion im Energiesektor über drei verschiedene Ansätze erzielt werden: Energie einsparen, strukturelle Veränderung des Energiemix und Steigerung der technischen Effizienz. Gerade Maßnahmen zur Energieeinsparung gehören wegen der bislang fehlenden „Sensibilität“ für Umweltschutz in diesen Ländern oft zu den

sogenannten „win-win“-Optionen, also Unternehmungen mit negativen Vermeidungskosten, aus denen sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile resultieren.

8.5.1 Vermeidungskosten anderer Systeme in China

In Peking wurde 1998 eine Versammlung mit dem Titel „Technology cooperation framework“ abgehalten, zu der internationale Experten u.a. vom Department of Energy, USA und den National Renewable Energy Laboratory, USA, sowie chinesische Entscheidungsträger der unterschiedlichsten Institutionen geladen waren. Ein Tagesordnungspunkt war die Identifizierung der erfolgversprechendsten Treibhausgasreduktionsstrategien in China.

Das Ergebnis der Bemühungen war der Vorschlag von 19 Techniken, die der folgenden Aufzählung entnommen werden können.

- (1) Modernisierung industrieller Dampfkessel
- (2) Bau thermische Großkraftwerke (300-600 MW)
- (3) Kraft-Wärme-Kopplung
- (4) Verbesserung der Motoreffizienz
- (5) Energiesparlampen
- (6) erhöhter Dämmstandard in Gebäuden
- (7) Grubengasgewinnung und -nutzung
- (8) Biomassevergasung
- (9) Windenergie
- (10) Solarthermie
- (11) Biogas
- (12) Müllverbrennung mit energetischer Nutzung
- (13) Ländliche Energieversorgung durch Hybrid-Systeme mit erneuerbaren Energien
- (14) Effizienzsteigerung von Koksöfen
- (15) Ausbau der öffentlichen Verkehrsmittel im Stadtgebiet
- (16) Nutzung der Wasserkraft
- (17) GuD-Kraftwerke
- (18) Zentralheizung
- (19) Deponiegas

Von diesen Punkten wurden von dem Expertengremium fünf nach sowohl ökologischen als auch nach ökonomischen und sozialen Gesichtspunkten mit den meisten Vorteilen bewertet. Zu diesen gehört neben dem Bau von thermischen Großkraftwerken, der Effizienzsteigerung von Motoren, der Modernisierung industrieller Dampfkessen und der Grubengasnutzung auch die Nutzung der Windenergie. [NREL98]

In Abbildung 8.8 werden einige Optionen sowie deren spezifische CO₂-Vermeidungskosten aufgezeigt. Über das gesamte Einsparpotenzial einzelner Optionen werden derart unterschiedliche und widersprüchliche Daten veröffentlicht, dass an dieser Stelle darauf verzichtet wird, sie hier aufzuführen. [Wei00]

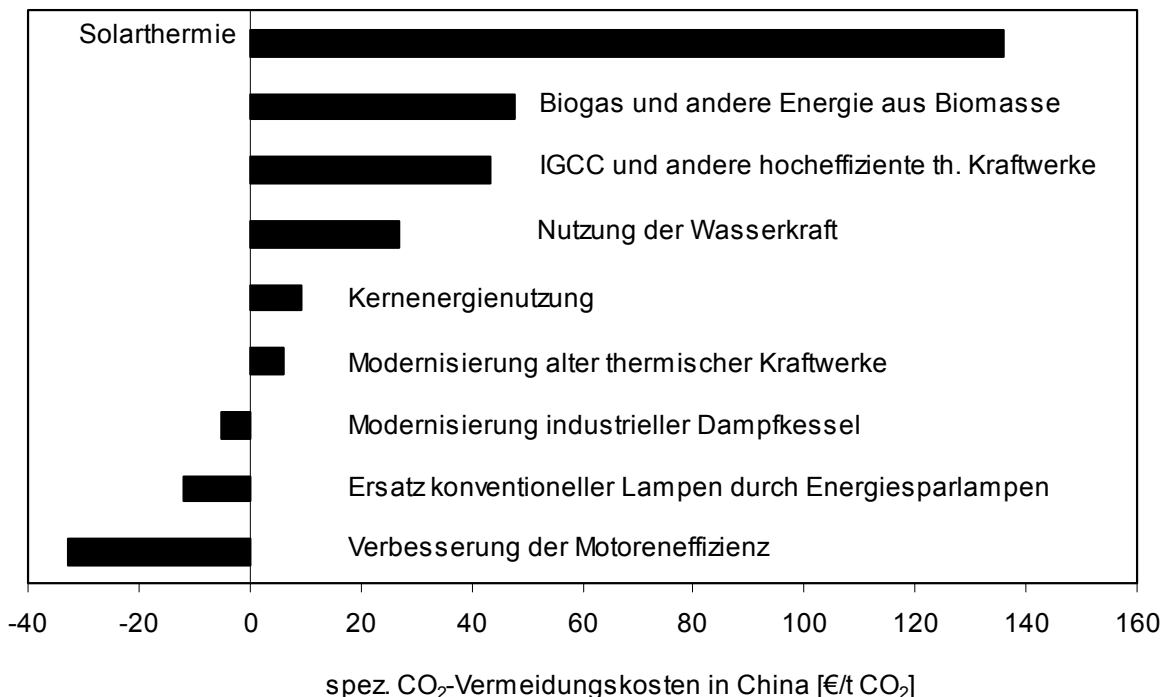


Abbildung 8.8: CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter Energieeinsparoptionen in China

Ein Vergleich der Kosten mit den Ergebnissen aus Kapitel 8.4 ist nur bedingt möglich, da bei der Berechnung der Ergebnisse in Abbildung 8.8 nur die direkten Emissionen zu Grunde gelegt wurden. Des weiteren wurden die Berechnungen statisch vorgenommen, also der Quotient aus Kosten und vermiedenen Emissionen gebildet. Wird diese Vorgehensweise auch für die Bestimmung der Vermeidungskosten der Windenergie angenommen, wirken sich diese Annahmen positiv auf die Ergebnisse aus, die in Abbildung 8.9 dargestellt werden.¹

Eine Einordnung in die Ergebnisse aus Abbildung 8.8 zeigt, dass die Windkraftnutzung nach klimarelevanten Gesichtspunkten in der Größenordnung der Wasserkraftnutzung liegt.

¹ Es wurde ein Realzinssatz von 5 % sowie der „fuel safer“-Betrieb vorausgesetzt.

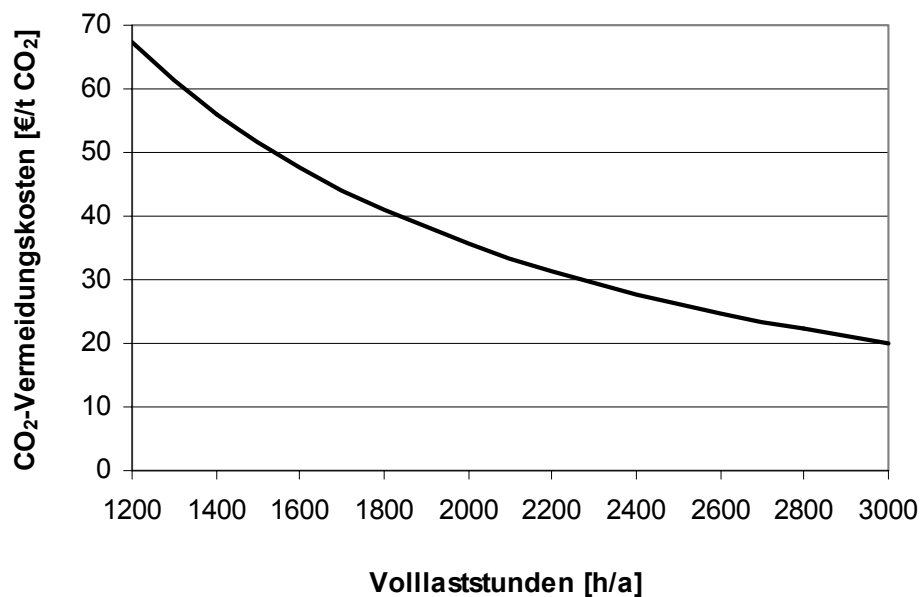


Abbildung 8.9: CO₂-Vermeidungskosten der Windenergienutzung in China nach statischem Berechnungsverfahren

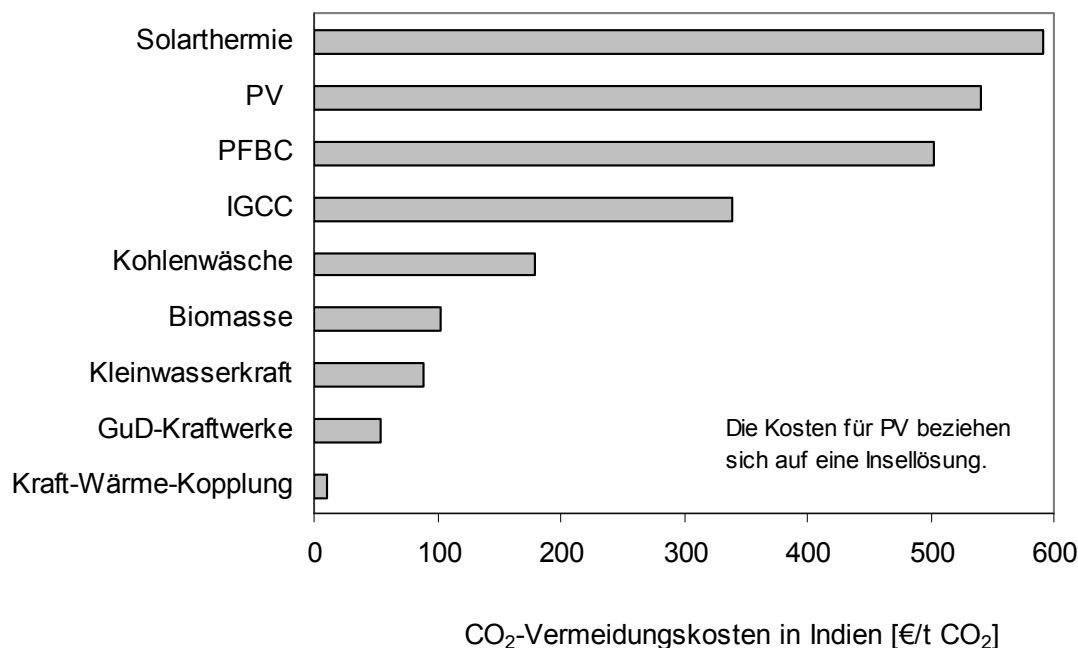
8.5.2 Vermeidungskosten anderer Systeme in Indien

Auch für Indien bieten sich diverse Optionen zur Energieeinsparung an. Die indische Regierung hat sich auf eine Prioritätenliste für unterschiedliche Sektoren geeignet. In den Bereichen „Konventionelle Energiebereitstellung“ und „Erneuerbare Energien“ gehören die in der Tabelle 8.3 genannten Techniken zu den favorisierten Optionen. [Tata01] Es muss dabei erwähnt werden, dass es sich hierbei um eine Aufzählung der Möglichkeiten handelt, die die Regierung als CDM-Projekte ansieht. Daneben kann davon ausgegangen werden, dass Indien auch von „win-win“-Optionen profitieren könnte. Wegen mangelhafter Datenlage können diese Möglichkeiten an dieser Stelle nicht vorgestellt werden. [ADB98]

Tabelle 8.3: Hierarchie der angestrebten Energieeinsparoptionen zusammengestellt von der indischen Regierung

Konventionelle Energiebereitstellung	Priorität
KWK mit Bagasse als Brennstoff	1
GuD-Kraftwerk	2
IGCC	3
PFBC	4
AFBC	5
Kraftwerke mit überkritischen Dampfparametern	6
Erneuerbare Energien	
Biomasse	1
Kleinwasserkraft	2
Windenergie	3
Photovoltaik	4

Ausgewählte Vermeidungskosten sind in Abbildung 8.10 dargestellt. [Tata01]

Abbildung 8.10: CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter Energieeinsparoptionen in Indien

Für eine Vergleichbarkeit wurden die volkswirtschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie in Indien ohne Vorketten nach statischem Verfahren berechnet. Die Ergebnisse können der Abbildung 8.11 entnommen werden. Es zeigt sich, dass die Kosten abhängig vom Standort in der Größenordnung der Kosten von GuD-Anlagen liegen. Ab einer Volllaststundenzahl von 1.700 h/a erweisen sich die Windkraftanlagen sogar als günstiger.

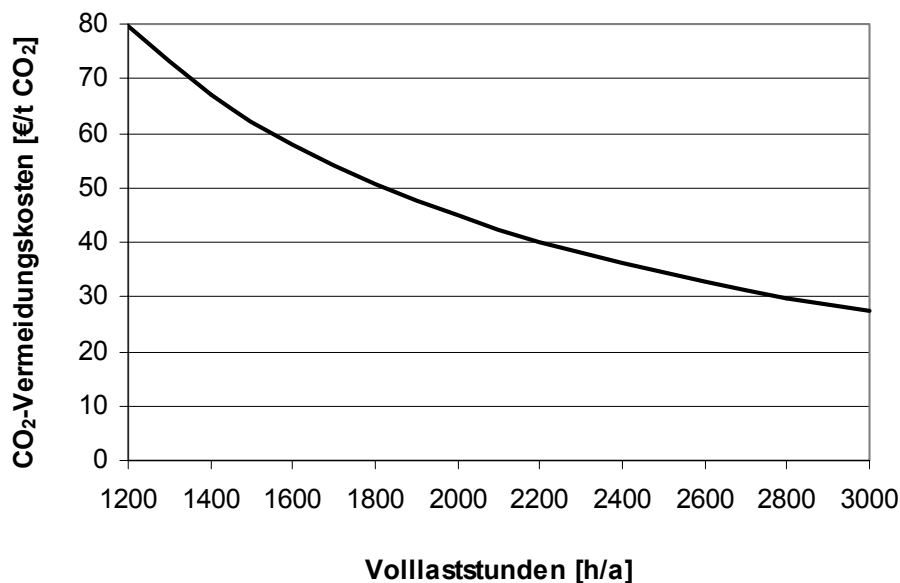


Abbildung 8.11: CO₂-Vermeidungskosten der Windenergienutzung in Indien nach statischem Berechnungsverfahren

8.6 Einfluss durch den Handel mit Zertifikaten nach dem Kyoto-Abkommen

Die Erfüllung ihrer Verpflichtungen zur Begrenzung der CO₂-Emissionen ohne übermäßige Beeinträchtigung des Wirtschaftswachstums ist zweifellos ein wichtiges Politikziel für die OECD- und die sonstigen Annex-B-Länder.¹ Das Kyoto-Protokoll sieht zu diesem Zweck den Handel mit Emissionszertifikaten vor, darunter die Schaffung eines internationalen Marktes für CO₂-Emissionsminderungen, um die Kosten der Erfüllung dieser Verpflichtungen im Vergleich zum ausschließlichen Rückgriff auf inländische Politiken und Maßnahmen zu senken.

Dazu sind drei Mechanismen vorgesehen, die im folgenden vorgestellt werden. Zu ihnen gehören *Joint Implementation (JI)*, *Clean Development Mechanism (CDM)* und der *Emission Trading (ET)*.

Joint Implementation

Bei dem Joint Implementation finanziert ein reduktionsverpflichtetes Land A (oder auch ein Unternehmen) mit einem Zuschuss den spezifischen Reduktionsteil eines Emissionsminderungsprojektes mit einem Partnerland B, ebenfalls ein Annex-I-Land, und erhält dafür die durch das Projekt erzeugten Emissionsreduktionseinheiten. Das JI-Projekt muss mit seiner Reduktion zusätzlich sein, d.h. über den zu definierenden Normalfall („baseline“ oder „Business-as-usual“) hinausgehen. Das Land A kann die verbrieften Emissionsreduktionseinheiten zur Erreichung seiner vertraglichen Emissionsreduktionspflicht einsetzen. Es wird derzeit noch diskutiert, ob vor 2008 erzielte Emissionsreduktionseinheiten für die Vertragserfüllung gemäß dem Kyoto-Protokoll angerechnet werden.

¹ Der Annex B des Kyoto-Protokolls von 1997 listet alle Länder auf, die im Rahmen des Kyoto-Protokolls konkrete Emissionsreduktionsverpflichtungen in der ersten Verpflichtungsperiode (2008-2012) übernommen haben.

Emission Trading

Bei dem Emission Trading wird abstrakt mit Emissionsrechten bzw. –zertifikaten ähnlich wie mit Wertpapieren an einer Börse oder direkt zwischen Partnern gehandelt. Vor Beginn des Handels erhält jedes Annex-I-Land nach einem noch festzulegenden Schlüssel oder Verfahren eine bestimmte Menge Emissionsrechte. Falls der Staat diese Rechte inländisch weiterverteilt, können auch Unternehmen Emissionsrechte erhalten. Wenn ein Land oder Unternehmen Emissionsrechte verkauft, muss es in der Regel Maßnahmen ergreifen, damit seine Emissionen insgesamt unterhalb der vertraglichen vereinbarten Höhe bleiben. Der Verkauf von Emissionsrechten und die Reduktionsmaßnahmen sind jedoch zeitlich voneinander unabhängige Vorgänge. Umgekehrt muss ein Land/Unternehmen weniger bezüglich Emissionsreduktion unternehmen, falls es Rechte kauft. Emissionshandel ist nach heutiger Beschlusslage erst ab 2008 anrechnungsfähig.

Clean Development Mechanism

Ähnlich dem Joint Implementation finanziert ein reduktionsverpflichtetes Land A (oder Unternehmen) projektbezogene Emissionsminderungen in einem Entwicklungsland B und erhält sogenannte „emissions reductions“ (CER), die noch zertifiziert werden müssen. Neben der gleichen Forderung der Zusätzlichkeit der Maßnahme wie beim JI muss das Vorhaben zusätzlich das Kriterium erfüllen, einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung des Landes B zu leisten. Den Empfängerländern sollen durch diese Maßnahmen keine zusätzlichen Kosten entstehen. Bei CDM-Projekten können die CER bereits seit 2000 erworben und angesammelt werden, um sie dann in der vertraglichen Reduktionsperiode ab 2008 einzusetzen. Das Land A muss außerdem eine noch festzulegende Gebühr für das einzelne Projekt entrichten, mit der ein Fonds gespeist wird, aus dem dann Maßnahmen in besonders gefährdeten Entwicklungsländern zu Anpassung an drohende Klimafolgen finanziert werden. Im Gegensatz zu JI wird der CDM eine institutionelle Struktur erhalten, deren Umsetzung mit einem zusätzlichen Aufwand verbunden sein wird. Die damit einhergehenden Kosten bestehen im wesentlichen im Aufwand der geeigneten Projektauswahl, der Bestimmung des Referenzszenarios, der Prüfung des Vorhabens, der Validierung des geprüften Projektes, der Überwachung der Durchführung und des Betriebes, der Verifizierung und Zertifizierung der tatsächlichen Emissionsreduktionen und dem evtl. Verkauf der Zertifikate. Für die Validierung, Verifizierung und Zertifizierung der THG-Emissionsreduktionen wird ein qualifiziertes Prüfunternehmen eingeschaltet, für das eine Akkreditierung erforderlich ist.

Der CDM soll nach dem Willen des Kyoto-Protokolls von drei Institutionen verwaltet werden: (a) einem Vorstandsgremium (Executive Board), dem die Kontrolle der Projekte obliegt, (b) der Vertragsstaatenkonferenz als Tagung der Vertragsparteien, die die Verantwortung und Leitung des Mechanismus hat, sowie (c) Institutionen der operativen Ebene, die mit zusätzlichen Einheiten die Zertifizierung der Emissionsminderungen übernehmen. Bisher sind weder Umfang noch Berechnungsgrundlage der Gebühren, noch konkrete Regeln für die Durchführung der CDM-Maßnahmen verhandelt. Artikel 12, Abs. 7 des Kyoto-Protokolls bestimmt, „die als Tagung der Vertragsparteien des Protokolls dienende Konferenz der Vertragsparteien erarbeitet auf ihrer ersten Tagung Modalitäten und Verfahren mit dem Ziel, die Transparenz, Effizienz und Zurechenbarkeit durch eine unabhängige Prüfung und Kontrolle der Projektmaßnahmen zu gewährleisten“. [Gam01]

Derzeit lassen sich China und Indien im Rahmen der internationalen Klimaverhandlungen in die globale Treibhausgasminderung mit dem *Clean Development Mechanism* einbinden. Die Größe des internationalen Marktes für CDM-Projekte ergibt sich im wesentlichen aus den erforderlichen Reduktionsvolumina (gegenüber dem Referenzjahr 1990) und der Antwort auf die Frage, inwieweit Industrieländer ihre Reduktionsziele durch den CDM in Entwicklungsländern erfüllen dürfen und wollen. Weitere Faktoren sind die relative Attraktivität des CDM im Verhältnis zu Maßnahmen zwischen Annex-I-Ländern (JI, IET) sowie die Höhe der Transaktionskosten.

Bei der Abschätzung der zu reduzierenden THG-Emissionen wird zuerst von der Mindestmenge ausgegangen. Diese ergibt sich aus den weltweiten 5,2 % THG-Emissionen, die die Annex-I-Länder gegenüber ihren Emissionen in 1990 erreichen müssen. Durch den Emissionshandel mit „hot air“¹ können dem Markt erhebliche Mengen entzogen werden, ohne dass konkrete Investitionsmaßnahmen erforderlich würden. In Tabelle 8.4 werden Ergebnisse von modellunterstützten Berechnungen dargestellt.

Tabelle 8.4: Überblick über Abschätzungen möglicher Reduktionsvolumina für CDM-Projekte im Jahr 2010

Quelle	globale Reduktionsmenge abzüglich „hot air“ (in Mio. t CO ₂)	Zugelassener CDM-Umfang	Marktvolumen für CDM-Projekte (in Mio. t CO ₂)
Pearce et al. (1998)	2.200	10 %	220
Pearce et al. (1998)	2.200	20 %	440
Van der Mensbrugge (1998)	4.350	33 %	1.450
McKibbin et al. (1998)	3.800	38 %	1.460
Edmonds et al. (1998)	3.830	48 %	1.840
Ellerman et al. (1998)	4.820	55 %	2.650

Die Bandbreite der Schätzwerte unterscheiden sich in ihren Annahmen bzgl. der bis 2008 noch eintretenden Emissionssteigerungen, den geschätzten Mengen an „hot air“ und der Annahme, in welchem Umfang Annex-I-Länder Emissionsrechte durch CDM-Maßnahmen erfüllen dürfen. Die erwarteten Vermeidungskosten in den Entwicklungsländern reichen von 1 € – 10 € pro vermiedener Tonne CO₂-Äquivalent. In Industrieländern wird hingegen durchschnittlich von Werten zwischen 20 € und 70 € ausgegangen. Die Tabelle 8.5 führt Schätzungen sowie Preise von real gehandelten Emissionszertifikaten auf. [Gam01], [Clean02]

¹ Emissionsmengen, die vor allem in Russland und der Ukraine für Verkaufs-Transaktionen ohne den Zwang zu konkreten Reduktionsmaßnahmen zur Verfügung stehen, da ihre tatsächlichen Emissionen auf Grund des Zusammenbruchs der Wirtschaft der UdSSR derzeit weit unterhalb derjenigen im Referenzjahr liegen.

Tabelle 8.5: Überblick über Preise handelbarer Emissionszertifikate

Quelle (Literatur)	Emissionen	Annahmen	Preise der Emissionszertifikate
Michaelowa, HWWA	CO ₂	Schätzung	5 €/t CO ₂
Van der Mensbrugge (1998)	CO ₂	Schätzung auf Grund ökonomischer Modelle	5,3 €/t CO ₂
Edmonds et al. (1998)	CO ₂	Schätzung auf Grund ökonomischer Modelle	7,2 €/t CO ₂
Ellerman et al. (1998)	CO ₂	Schätzung auf Grund ökonomischer Modelle	6,7 €/t CO ₂
McKibbin et al. (1998)	CO ₂	Schätzung auf Grund ökonomischer Modelle	3,6 €/t CO ₂
Weltbank und Broker (zitiert in Pearce et al. 1998)	CO ₂	Schätzung	0,3 – 2,7 €/t CO ₂
US Administration (1998)	CO ₂	Schätzung	3,9 – 6,4 €/t CO ₂
Real gehandelte Zertifikate	Emissionen	Erläuterungen	Preis der Emissionszertifikate
Greenhouse Gas Emissions Reduction Trading (GERT) Pilot project in Canada	CH ₄	Pilotprojekt zur Methan-Einsparung	3,9 – 4,4 €/t CO ₂ -Äquivalent
Greenhouse Gas Emissions Reduction Trading (GERT) Pilot project in Canada	CO ₂	Pilotprojekt zur CO ₂ -Einsparung	1,4 – 6,8 €/t CO ₂
U.S. EPA Acid Rain SO ₂ Trading Program	SO ₂ und NO _x	Seit 1995 bestehendes Programm zur Regulierung der SO ₂ und NO _x -Emissionen	70 €/t SO ₂ -Äquivalent (1996) 215 €/t SO ₂ -Äquivalent (1999)
Dänemark	CO ₂	Zur Erreichung der eigenen Emissionsziele eingerichtetes Handelssystem mit Deckelung für den Elektrizitätssektor	6,1 €/t CO ₂ Strafe
Consortio Noruego and the Government of Norway	CO ₂	In 1996 als Ausgleich für einen Zuschlag zum Bau eines Wasserkraftwerks in Costa Rica erworbenes erworbenes Zertifikatspaket	10,1 €/t CO ₂
British Petroleum (BP)	CO ₂ -Äquivalent	1998 gestartet Pilotprojekt für einen Handel zwischen Geschäftseinheiten	17,2 – 22,3 €/t CO ₂ -Äquivalent
Neuseeland	CO ₂	Pilotprojekt mit Start im Jahr 2002 bis zur Implementierung eines ausgereiften Handelssystems	2,5 – 5,1 €/t CO ₂ Gerichtet nach geschätzten internationalen Marktpreisen für CO ₂

Eine Einordnung der in Kapitel 8.4 berechneten Kosten ist nur bedingt möglich, da beim Emissionshandel Zertifikate für CO₂-Äquivalente, die sich aus den sechs Kyoto-Gasen zusammensetzen, veräußert werden. Des weiteren finden wegen des großen Aufwandes die Vorketten keine Berücksichtigung. Über die Berechnungsmethode zur Bestimmung der spezifischen Vermeidungskosten herrscht keine Einigkeit. In Abbildung 8.12 und Abbildung 8.13 werden die Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente dargestellt, denen die statische Berechnungsmethode zu Grunde liegt. Ferner wurde davon ausgegangen, dass die Windkraftanlage zu 50 % im „fuel safer“-Betrieb arbeitet und zu 50 % im „additional energy“-Betrieb.

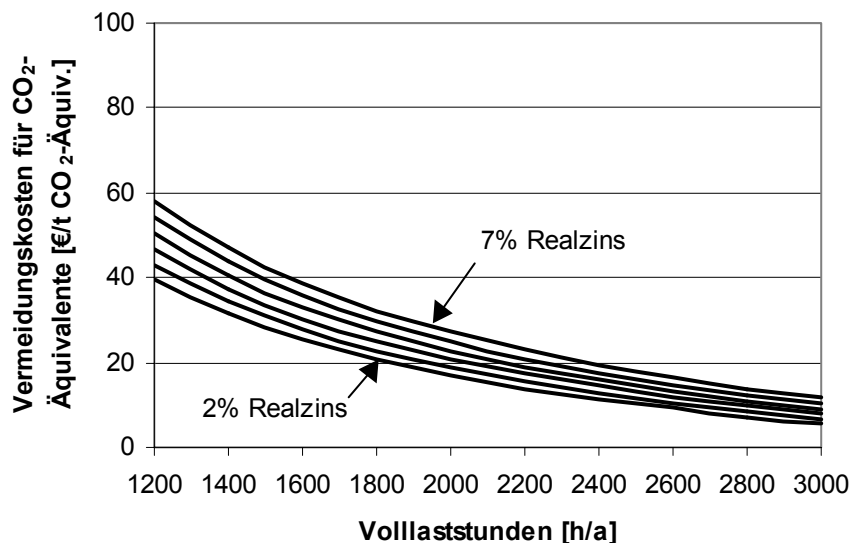


Abbildung 8.12: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente in China in Abhängigkeit von den Volllaststunden und einem Realzinssatz von 2 % bis 7 % mit 50 % Kapazitätseffekt

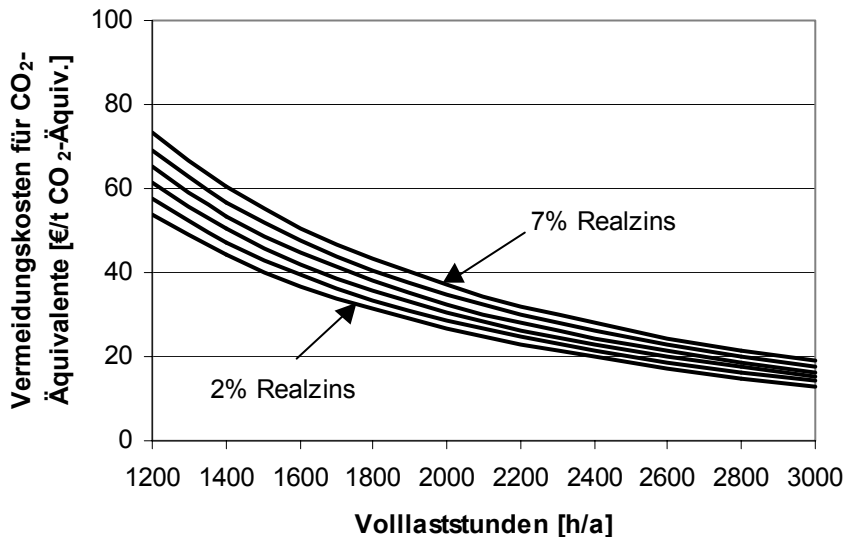


Abbildung 8.13: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente in Indien in Abhängigkeit von den Volllaststunden und einem Realzinssatz von 2 % bis 7 % mit 50 % Kapazitätseffekt

Die Abbildungen machen deutlich, dass der CDM zum Ausbau der Windkraft in China nur an günstigen Windstandorten attraktiv ist, wenn von der Annahme ausgegangen wird, dass 10 €/t CO₂-Äquivalent eine realistische Preisobergrenze für die Zertifikate ist. [Gam01] Da China aber über große Flächen an sehr guten Standorten verfügt, kann China durchaus für Partner aus den Industriestaaten attraktiv sein, um ihre Emissionsverpflichtungen zu günstigeren Kosten als im eigenen Land zu erfüllen.

Für die Windkraftnutzung in Indien fallen die Perspektiven ungünstiger aus. Durch höhere Stromerzeugungskosten, resultierend aus kleineren Windkraftanlagen, und im Durchschnitt schlechteren Standorten, ist es fraglich, ob nicht andere, ökonomisch günstigere Optionen für den CDM den Vorrang haben werden.

9 Zusammenfassung und Ausblick

China und Indien weisen beträchtliche Windenergiepotenziale auf, mit deren Nutzung ein nennenswerter Anteil ihres Strombedarfs gedeckt werden könnte. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Möglichkeiten und Grenzen einer Elektrizitätsgewinnung aus Windenergie für beide Länder aufgezeigt und quantifiziert. Die Untersuchung untergliedert sich in zwei Schritte, in deren erstem Teil die technischen Erschließungsmöglichkeiten Gegenstand der Betrachtung sind. Mit dem Ziel, die Flächen zu selektieren, deren Windkraftnutzung keine Restriktionen entgegenstehen, werden mittels eines Geographischen Informationssystems die Flächen auf ihre Eignung hin untersucht. Berücksichtigung finden geographische, ordnungspolitische, demographische sowie politische Randbedingungen.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass in China nach Ausschluss der einer technischen Nutzung entgegenstehenden Restriktionen Flächen von etwa $1,9 \cdot 10^6 \text{ km}^2$ über 1.000 Volllaststunden aufweisen. Auf diesen Flächen können unter technischen Gesichtspunkten 8.450 GW Windkraftleistung installiert werden, die, bei Annahme einer Referenzanlage mit 1,5 MW Leistung, durch 5.633.000 Windkraftanlagen realisiert werden können. Aus dem theoretisch zur Verfügung stehenden Windangebot können diese Anlagen 11.977 TWh elektrische Energie pro Jahr erzeugen. Diesen Rechnungen liegt die Annahme zu Grunde, dass den Windkraftanlagen Vorrang eingeräumt wird und sie jederzeit die nach dem Windangebot technisch mögliche Elektrizität einspeisen können. Diese Annahme ist derzeit begründet durch die Unterkapazität, die in beiden Ländern den Elektrizitätsmarkt bestimmt. Wird die Kraftwerkskapazität in großem Rahmen ausgebaut, und kann den Windkraftanlagen der Vorrang nicht bedingungslos eingeräumt werden, so reduziert sich sowohl das technische als auch wirtschaftliche Potenzial.

Das Ergebnis liefert für Indien ein technisches Potenzial von 349 TWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von 277 GW. Das ist die Größenordnung des indischen Stromverbrauchs im Jahr 1998. Dazu muss eine Fläche von knapp 70.000 km^2 mit 549.000 Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 500 kW versehen werden.

Aufbauend auf die technische Betrachtung werden diese Flächen hinsichtlich ihrer Eignung als in Frage kommende wirtschaftliche Standorte untersucht. Dazu werden unter Berücksichtigung der landesspezifischen Rahmenbedingungen exemplarische betriebswirtschaftliche Berechnungen durchgeführt, mit denen die Anforderungen an die Energieerträge bestimmt werden können, die einen wirtschaftlichen Betrieb erlauben. Dazu gehören ebenso Förderprogramme, die die Bundes- und Landesregierungen zur Forcierung des Ausbaus der Windenergie aufgelegt haben und mit denen die Attraktivität für Investitionen in diese Technik gesteigert werden soll.

Das wirtschaftliche Potenzial beläuft sich in Indien mit den aktuellen Förderbedingungen auf 140 TWh bei einer installierten Leistung von 85 GW. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung der Anlagen von 1.650 Volllaststunden pro Jahr. Damit könnte in Indien die Windkraft einen erheblichen Beitrag zu der Stromversorgung des Landes beitragen.

Für China ergibt sich ein Potenzial in der Größenordnung der landesweit erzeugten Elektrizität im Jahr 2000 von etwa 1.400 TWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von 630 GW. Damit weisen die Anlagen eine sehr hohe durchschnittliche Auslastung auf, die auf äußerst gute Windstandorte Chinas hinweisen.

Der Einsatz erneuerbarer Energien dient der Reduktion des Ausstoßes an Kohlendioxid, anderer treibhaus- und umweltrelevanter Gase und der Schonung nichterneuerbarer Energieressourcen. Jedoch verursachen auch Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien, über den gesamten Lebenszyklus betrachtet, Stoff- und Energieumsätze, die, je nach Art und Menge der verbrauchten bzw. emittierten Stoffe, unterschiedliche Umweltbelastungen verursachen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Umweltbelastungen quantifiziert, indem die jeweiligen Quellen- und Senkenbelastungen entlang des Lebenszyklus durch Energie- und Mengenbilanzen identifiziert und mit einem Referenzszenario, das bei Nichtberücksichtigung globaler Umweltbelange durchgeführt worden wäre, verglichen wird. Die Betrachtung wird auf die Problemfelder Treibhauseffekt, Versauerung und Verbrauch nichterneuerbarer Energieträger fokussiert.

In den Berechnungen wird unterstellt, dass die in das Netz eingespeiste Windenergie sowohl in China als auch in Indien Strom aus Steinkohlekraftwerken substituiert, da für beide Länder der sehr hohe Kohlestromanteil an der gesamten Stromerzeugung charakteristisch ist. Als Referenzanlage wird ein Kraftwerk moderner Technik mit einem Wirkungsgrad von 41 % angenommen.

Die Emissionen zur Erzeugung der elektrischen Energie werden mit Lebenszyklusanalysen ermittelt. Dabei wird durchgängig von einer heimischen Produktion der Windkraftanlagen ausgegangen, da die Verlagerung von Import zu inländischer Produktion das mittelfristige Ziel beider Regierungen ist. Als Beginn des Betrachtungszeitraumes wird das Jahr 2005 gewählt, da ab diesem Zeitpunkt der Beginn einer kommerziellen Produktion von Windkraftanlagen in China realistisch erscheint. Die Herstellung der Materialien der Windkraftanlage und des Kohlekraftwerkes wird mit der Prozesskettenanalyse bilanziert. Die Umweltwirkungen der sich anschließenden Fertigung der Energiebereitstellungssysteme können wegen mangelnder Datenlage nicht mit der Prozesskettenanalyse spezifiziert werden. Um dennoch eine lückenlose Abbildung der Prozesskette von den Ressourcen bis hin zu der fertigen Windkraftanlage zu gewährleisten, wird zusätzlich für die Bilanzierung des Fertigungsschrittes die Input-Output-Analyse implementiert. Weitere Prozessschritte wie Wartung oder Transport werden mit der Prozesskettenanalyse ermittelt.

Mit dieser Vorgehensweise können spezifische Emissionen, die mit der Erzeugung einer Kilowattstunde elektrischer Energie verbunden sind, bestimmt und als eine Entscheidungshilfe bei der Beurteilung einer nachhaltigen Entwicklung herangezogen werden.

Das Einsparpotenzial an klima- und umweltrelevanten Gasen durch die Windkraftnutzung wird entscheidend von äußeren Rahmenbedingungen beeinflusst. Dazu gehören beispielsweise die Auslastung der Windkraftanlage und die Annahme über die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark. Der Einfluss dieser Parameter wird in dieser Arbeit umfassend diskutiert und die Auswirkungen auf das Ergebnis durch Sensitivitätsanalysen quantifiziert.

Das Einsparpotenzial berechnet sich aus der Differenz der Emissionen des Referenzkraftwerkes und der Windkraftanlage. Es zeigt sich, dass in China über 900 g CO₂-Äquivalent je erzeugter kWh aus Windkraftanlagen eingespart werden können. Davon sind 800 g/kWh auf Einsparungen von CO₂ zurückzuführen. Die verbleibenden 100 g/kWh resultieren vor allem aus dem sonst freigesetzten Methan beim Kohleabbau. Für das SO₂-Äquivalent beträgt die Differenz zwischen den Systemen 8,5 g/kWh.

In Indien lassen sich durch die Windenergienutzung über 800 g/kWh CO₂-Äquivalent reduzieren. Das Einsparpotenzial liegt aus unterschiedlichen Gründen unter dem Chinas, einerseits wurde eine kleinere Windreferenzanlage zu Grunde gelegt, die spezifisch höhere Materialaufwendungen impliziert und andererseits verschiebt sich das Einsparpotenzial in Indien im Vergleich zu China, bedingt durch die Zusammensetzung der Kohle, geringfügig zu Gunsten der versauernd wirkenden Gase, so dass die Stromerzeugung aus Wind insgesamt eine Verringerung des SO₂-Äquivalents um über 9 g/kWh ermöglicht.

Nach der Bewertung des ökologischen Nutzens der Stromerzeugung aus Windenergie schließt sich die ökonomische Betrachtung an. Den ökologischen Vorteilen der Windenergienutzung stehen die zumeist höheren Kosten gegenüber. Im Vergleich zu Deutschland kann der Windstrom jedoch zu wesentlich günstigeren Stromgestehungskosten erzeugt werden.

So betragen die volkswirtschaftlichen Kosten in China bei einem Realzinssatz von 5 % an guten Standorten 3,5 €/kWh und an sehr guten 2,5 €/kWh. In Indien sind die Kosten zwischen 4 €/kWh und 3 €/kWh geringfügig höher, was vor allem auf die kleiner gewählte Referenzanlage zurückzuführen ist. Da jedoch auch Elektrizität aus Kohle zu sehr günstigen Konditionen erzeugt werden kann, ist die Differenz zwischen den Systemkosten in Indien noch immer gravierend. In China kann die Windkraftnutzung an sehr guten Standorten in Konkurrenz zur Kohle treten.

Mit der Kenntnis der Kosten der Windstromerzeugung und der konventioneller Kraftwerke können Aussagen über die Kosten der Vermeidung von Kohlendioxid und anderen umweltrelevanten Emissionen getroffen werden.

Die Berechnungen für China zeigen, dass an sehr guten Windstandorten, die in dem Land in großflächigen Gebieten anzutreffen sind, die Vermeidungskosten die Nullmarke durchaus erreichen, unter der Voraussetzung, dass die eingespeiste Energie nicht nur Brennstoff substituiert, sondern auch Kapazitäten bereitstellt. Das bedeutet, dass in diesen Fällen die Kosten der Windkraft ebenso hoch wie die des Referenzkraftwerkes sind und die Windkraftnutzung nicht mit ökonomischen Nachteilen verbunden ist.

In Indien sind die Vermeidungskosten durchgängig höher. Die Ursachen liegen in der kleiner gewählten Windkraftanlage, die als Referenzfall dient und damit höheren spezifischen Emissionen pro kWh erzeugter Windenergie, höheren spezifischen Kosten der Windkraftanlagen sowie geringeren Stromgestehungskosten der Kohlekraftwerke. Da Indien im Gegensatz zu China über weniger gute Windstandorte verfügt, kann die Windkraft allein unter ökonomischen Gesichtspunkten nicht in Konkurrenz zur Kohle treten.

Vor dem Hintergrund der internationalen Klimaschutzbemühungen können sowohl China als auch Indien als Partnerländer in Betracht gezogen werden. Da China aber über große Flächen an sehr guten Standorten verfügt, kann China durchaus für Partner aus den Industriestaaten attraktiv sein, um ihre Emissionsverpflichtungen zu günstigeren Kosten als im eigenen Land zu erfüllen.

10 Literaturverzeichnis

- ADB98 Asian Development Bank: Asia Least-cost Greenhouse Gas Abatement Strategy: India, 1998.
<http://www.ccasia.teri.res.in/country/india/miti/option.htm>, Recherche vom 14.7.2002.
- Andrews99 Andrews-Speed, P. et al.: Energy Policy and Structure in the People's Republic of China. Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, Heft 31. Essen, 1999.
- Annual97 China Energy Annual Review 1997. Peking, 1997.
- BMWi99 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich. Dokumentation Nr. 471. 1999.
- Briem02 Briem, S.: Entwicklung eines Energiemodells zur Analyse von Energiebereitstellungsstrukturen. Dissertation an der RWTH Aachen, 2002.
- Bro96 Bronger, D.: Indien. Justus Perthes Verlag, Gotha, 1996.
- Brown01 Brown, C.-A.: Wind power in China, in: RE Focus, April 2001.
- BTM01 BTM Consult, World Market Update 2000. Ringkøbing, Dänemark, 2001.
- Büh99 Bühler, Axel: Simulation eines Offshore-Windparks in der Nordsee. Hamburg, 1999.
- BWPlus02 Bernades, M. A. d. S., Briem, S., Krewitt, W., Nill, M., Rath-Nagel, S., Voß, A.: Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg, Endbericht. Stuttgart, 2002.
- ChEnv02 ChinaEnvironment.com: Wind Resource Assessment,
<http://www.chinaenvironment.com/english/channel/energy/wind.html>, Recherche vom 27.9.2002.
- Clean02 The Cleaner and Greenersm Program, <http://www.cleanerandgreener.org>, Recherche vom 15.5.2002.
- CSY99 National Bureau of Statistics of China: China Statistical Yearbook 1999, Beijing, 1999.
- Czisch02 Czisch, G.: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 80 m über Grund, Jahresmittelwerte 1979 bis 1992. Datengrundlage: [ECMWF97]. <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/Allgemein/Daten.html>, Recherche vom 25.10.2002.
- Dany00 Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71, Klinkenberg, Aachen, 2000.
- DEG96 Indien: Metallindustrie und Maschinenbau in Indien. DEG, 1996.

- Destatis02 Statistisches Bundesamt Deutschland: Umweltökonomische Gesamtrechnungen 2001, Material- und Energieflussrechnungen, Fachserie 19. Wiesbaden, 2002.
- Destatis02a Statistisches Bundesamt Deutschland: Auslandsstatistische Daten.
- Drake96 Drake, Frank-Detlef: Kumulierte Treibhausgasemissionen zukünftiger Energiesysteme. Springer Verlag, Berlin, 1996.
- ECMWF97 Gibson, J.K. et al.: ECMWF Re-Analysis (ERA), Project Report Series, European Center for Medium-Range Weather Forecast. Reading, 1997.
- EIA01 Energy Information Administration: International Energy Outlook 2001. Washington DC, 2001.
- ElecPo00 Yan Hongxun: Electric Power 2000. China Electric Power Information Center. Beijing, PR China, 2001.
- Elliott02 Elliott, D., Schwartz, M., Scott, G., Haymes, S., Heimiller, D., GeorgeR.: Wind Energy Resource Atlas of Southeast China, U.S. Department of Energy, 2002.
- EM99 GTZ, World Bank et al.: The Environmental Manual for Power Development, Version 2.0. GEMIS-Erweiterungsdatenbank für Entwicklungsländer, 1999.
- Enc98 Encarta Enzyklopädie 98
- Eye96 Eyerer, P. (Hrsg.): Ganzheitliche Bilanzierung. Springer Verlag, Berlin, 1996.
- Fahl00 Fahl, U., Baur, J., Ellersdorfer, I., Herrmann, D., Hoeck, C., Remme, U., Specht, H., Steidle, T., Stuible, A., Voß, A.: Energieverbrauchsprognose für Bayern. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Band 70. Stuttgart, 2000.
- FfE96 Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBie), Teil III: Energetische Untersuchung eines Steinkohlekraftwerkes. München, 1996.
- FfE02 Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Studie zur Ganzheitlichen Bilanzierung der Energiebereitstellung im Rahmen des Verbundprojekts GaBie. www.ffe.de, Recherche vom 3.7.2002.
- Fri99 Fritsche, U.R., Jenseit, W., Hochfeld, C.: Methodikfragen bei der Berechnung des kumulierten Energieaufwandes (KEA), Arbeitspapier im Rahmen des UBA-F&E-Vorhabens Nr. 104 01 123. Darmstadt, 1999.
- GaBie01 Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Modell GaBie – Analyse von Energie- und Stoffströmen. München, 2001.
- Gam01 Gamperl, J., Seifrid, R., Strangmann, U.: Die Kyoto-Instrumente: "Clean Development Mechanism" und „Joint Implementation“ und die mögliche Rolle von Banken bei ihrer Umsetzung. Frankfurt, 2001.
- Gasch91 Gasch, R.: Windkraftanlagen. Teubner Stuttgart, 1991.

- GEMIS01 Fritsche, U. R., Leuchtner, J., Matthes, F. C., Rausch, L., Simon, K.-H.: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.1. Öko-Institut, Büro Darmstadt, erstellt im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, 2001.
- Gra01 Graham, J., Capacity Building für the Rapid Commercialization of Renewable Energy in China, Persönliche Mitteilung am 6.8.2001, Peking.
- GTAP5 Dimaranan, B. V. und McDougall R. A.: Global Trade Assistance and Production: The GTAP 5 Data Base. Center for Global Trade Analysis. Purdue University. West Lafayette, USA, 2002.
- Hag97 Hager, G.: Energie, in: China Nachrichten 4/97.
- Haug02 Haugwitz, F.: Der Clean Development Mechanism in Chinas Energiesektor. Bremen, 2002.
- Hom00 Homann, J.: Untersuchungen zur Rauchgasentstickung mittels Schwefelwasserstoff in Tri-n-butylphosphat, Dissertation an der TU Berlin. Berlin, 2000
- IEA01 Internationale Energie-Agentur: Welt-Energie-Ausblick 2000. Paris, 2001.
- India02 <http://www.windpowerindia.com/statyear.asp>, Recherche vom 13.05.2002.
- InfoIN India Infoline Ltd: www.indiainfoline.com, Recherche vom 11.6.2002.
- Infra01 Information der InfraVest GmbH, Peking, China, 2001.
- IOIN97 Rajesh Chadha and Pratap Devender: Central Statistical Organization, Department of Statistics, Ministry of Planning and Program Implementation, India. Referenzjahr 1997.
- IPCC01 Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2001: The Scientific Basis, 2001.
- IPCC96 Intergovernmental Panel of Climate Change: Guidelines für National Greenhouse Gas Inventories, 1996.
- ISO14040 EN ISO 14040: 1997: Europäische Norm Ökobilanz. Prinzipien und allgemeine Anforderungen; 1997.
- ISO14041 EN ISO 14041: 1998: Europäische Norm Ökobilanz. Festlegung de Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz, 1998.
- ISO14042 EN ISO 14042 : 1999: (Entwurf) Europäische Norm Ökobilanz. Wirkungsabschätzung, 1999.
- ISO14043 EN ISO 14043 : 1998: (Entwurf) Europäische Norm Ökobilanz. Auswertung, 1998.
- Jyo01 Jyotirmay, Mathur: Development of a modified dynamic energy and greenhouse gas reduction planning approach through the case of Indian power sector. Dissertation im Fachbereich Maschinenwesen-Energietechnik-Verfahrenstechnik der Universität GH Essen, 2001

- Kalt90 Kaltschmitt, M.: Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs. Dissertation an der Universität Stuttgart, 1990.
- Kalt94 Kaltschmitt, M., Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Springer, Berlin, 1994.
- KEA97 Verein Deutscher Ingenieure: Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. - VDI Richtlinie 4600. Düsseldorf, Juni 1997.
- KfW01 KfW: Berücksichtigung von CO₂-Vermeidungskosten bei Energievorhaben in der Finanziellen Zusammenarbeit, Diskussionsbeitrag Nr. 28. Frankfurt, 2001.
- Krä00 Krämer, M.: Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Entwicklung der Windenergie als ökonomische Optimierungsfrage, in: 2. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2001, "Strategien und Instrumente für den Wettbewerb in der Energiewirtschaft", 21.2.2001, TU Wien.
- Leh00 Lehner, B., Döll, P. and Kaspar, F. (2000): Two global data sets: a 0.5 degree drainage direction map and a lakes, reservoirs and wetlands data set. Geophysical Research Abstracts, Volume 2, 25th General Assembly of the European Geophysical Society. Nice, France, 25-29 April 2000.
- Lux99 Lux, R.: Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart Nr. 60. Stuttgart, 1999.
- Mar00 Marheineke, T., Krewitt, W., Neubarth, J., Friedrich, F., Voß, A.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, Band 74, 2000.
- Matt98 Matthes, F.: CO₂-Vermeidungskosten – Konzept, Potenziale und Grenzen eines Instrumentes für politische Entscheidungen. Berlin, 1998.
- MEP99 Ministry of Electric Power: Regulierungsvorschläge für netzgekoppelte Windkraftanlagen. Peking, 1999.
- MNES02 Ministry of Non-Conventional Energy Sources: Wind Energy Program, New Delhi, 2002.
- NREL98 National Renewable Energy Laboratory: Technology Cooperation Framework – China, Washington, 1998.
- Öko Öko-Institut: Der KEA und die Amortisation.
- Öko97 Bundesamt für Energiewirtschaft der Schweiz: Ökoinventare von Energiesystemen, Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Zürich, 1996.

- Opp01 Oppermann, K.: Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der Klima- und Energiepolitik, 1. Teil: Emissionsrechte und Minderungsnachweise, in: KfW-Research Mittelstands- und Strukturpolitik, Ausgabe 21, April 2001.
- Pfaff89 Pfaffenberger, W., Ströbele, W.: Untersuchung zum Ausbau der Fernwärme in Bremen. Oldenburg, 1989.
- Pick98 Pick, E., Wagner, H.-J.: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Essen, 1998.
- Pieck99 Pieckert, S.: Entwicklungspolitische Optionen für eine umweltverträgliche Energieversorgung in Entwicklungsländern. bis Verlag, Oldenburg, 1999.
- Pru01 Pruschek, R.: Zukünftige Kohlekraftwerke, in: BWK Bd. 53 (2001) Nr. 12.
- Rajse99 Rajsekhar, B., van Hulle, F., Jansen, J.C.: Indian wind energy programme: performance and future directions, in Energy Policy 27 (1999), S. 669-678.
- Rog00 Rogner H.-H.: Nuclear Power for Greenhouse Gas Mitigation. International Atomic Energy Agency. Wien, 2000.
- SAM99 Center for Strategic and International Studies: South Asia Monitor - Energy in India. Number 14, October, 1999.
- Schmidt97 Schmidt, M., Häuslein, A.: Ökobilanzierung mit Computerunterstützung. Berlin, 1997.
- SCIN01 National Statistical Commission of India: Report of the Statistical Commission, 2001.
- Shi01 Shi Dinghuan: China X. Five Year Plan: On the Renewable Energy Research and Development. Peking, 2001.
- Son00 Sontow, J.: Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart Nr. 73, 2000.
- Stahl98 Stahl, B.: Methodenvergleich und Methodenentwicklung zur Lösung der Bewertungsproblematik in produktbezogenen Ökobilanzen, Dissertation. Bremen, 1998.
- Swo96 Swoboda, P.: Least cost planning – Abschnitt I: Technisch-ökonomische Grundlagen, Teil B: Methodik zur Kostenermittlung. Energieverwertungsagentur Österreich, 1996.
- SYVR99 National Bureau of Statistics in China: China Statistical Yearbook 1999. Beijing, 1999.
- Tata01 Tata Energy Research Institute: Clean Development Mechanism Project: Opportunities in India. New Delhi, 2001.
- Tata02 Tata Energy Research Institute:
<http://www.teriin.org/renew/tech/wind/projects.htm>, Recherche vom 27.9.2002.

- Terna02 Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH: Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen in 15 Entwicklungs- und Schwellenländern. Eschborn, 2002.
- Web99 Weber F. A., Jenseit W., Fritsche U. R.: Bestimmung des Kumulierten Energieaufwandes (KEA) durch Input-Output- und Prozessketten-Analyse am Beispiel des Sektors NE-Metall. Darmstadt, 1999.
- Wei00 Wei Zhihong: Clean Development Mechanism Project Opportunities in China. Beijing, 2000.
- Wiese00 Wiesegart, K.: Chancen der deutschen Industrie in China's Energie- und Umweltbereich, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, Nr. 6, Bd. 52, Jg. 2000.
- Wiese99 Wiesegart, K.: Neue Entscheidungsstrukturen in Chinas Stromwirtschaft, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jahrgang 49, 1999, Heft 8.
- WMEP01 Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Hrsg.): Windenergie Report Deutschland 2001; Jahresauswertung des WMEP. Kassel, 2001.
- World96 Worldwatch: Wind power fastest growing energy source ready to displace coal, slow climate change. Pressemitteilung vom 14.8.1996.
- WPI01 <http://www.windpowerindia.com/statyear.asp>, Recherche vom 10.9.2001.
- Ye01 Ye Ruqiu: Cutting carbon, Our Planet: Energy, Herforshire, 2001.

Anhang I

Tabelle 10.1: Charakterisierungsfaktoren zur Berechnung des Treibhauspotenzials bezogen auf einen Zeithorizont von 100 Jahren

Sachbilanzgröße	Charakter.faktor in kg CO ₂ -Äqu. / kg
CO ₂ Kohlendioxid	1 ¹
CH ₄ Methan	23
N ₂ O Distickstoffoxid	296
SF ₆ Schwefelhexafluorid	22.200
<i>Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW)</i>	
H-FKW 23 (CHF ₃)	12.000
H-FKW 32 (CH ₂ F ₂)	550
H-FKW 41 (CH ₃ F)	97
H-FKW 43-10mee (C ₅ H ₂ F ₁₀)	1.500
H-FKW 125 (C ₂ HF ₅)	3.400
H-FKW 134 (C ₂ H ₂ F ₄)	1.100
H-FKW 134a (CH ₂ FCF ₃)	1.300
H-FKW 143 (C ₂ H ₃ F ₃)	330
H-FKW 143a (C ₂ H ₃ F ₃)	4.300
H-FKW 152 (C ₂ H ₄ F ₂)	43
H-FKW 152a (C ₂ H ₄ F ₂)	120
H-FKW 227ea (C ₃ HF ₇)	3.500
H-FKW 236fa (C ₃ H ₂ F ₆)	9.500
H-FKW 245ca (C ₃ H ₃ F ₅)	640
<i>Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW)</i>	
FKW Perfluormethan (CF ₄)	8.900
FKW Perfluorethan (C ₂ F ₆)	11.900
FKW Perfluorpropan (C ₃ F ₈)	8.600
FKW Perfluorbutan (C ₄ F ₁₀)	8.600
FKW Perfluorpentan (C ₅ F ₁₂)	8.900
FKW Perfluorhexan (C ₆ F ₁₄)	9.000
FKW Perfluorcyclobutan (c-C ₄ F ₈)	10.000

Quelle: [IPCC01]

¹ Referenzsubstanz

Anhang II

Tabelle 10.2: Charakterisierungsfaktoren zur Berechnung des Versauerungspotenzials

Sachbilanzgröße	Charakter.faktor in kg SO₂-Äqu. / kg
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	1 ¹
NO _x als NO ₂ Stickoxide	0,7
NH ₃ Ammoniak	1,88
HCl Salzsäure	0,88
HF Fluorwasserstoff	1,6
H ₂ S Schwefelwasserstoff	1,88

Quelle: [Mar00]

¹ Referenzsubstanz

Anhang III

Parallel zu den Berechnungen in Kapitel 7.2 wird eine Sensitivitätsanalyse für ein Kohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 39 % mit der selben methodischen Vorgehensweise durchgeführt. Die Ergebnisse der Sachbilanz sowie der Wirkungsabschätzung sind in der Tabelle 10.3 aufgelistet.

Tabelle 10.3: Ausgewählte Sachbilanzen und Wirkungspotenziale für das Steinkohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 39 % in China und Indien

	CO ₂ [g/kWh]	CO ₂ -Äquivalent [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]	NO _x [g/kWh]	SO ₂ -Äquivalent [g/kWh]
China					
Brennstoffbereitstellung	38,16	42,20	0,33	0,18	0,45
Bau der Anlage	4,30	4,70	0,07	0,02	0,08
Anlagenbetrieb	835,90	966,19	7,08	3,18	9,30
Gesamt	878,36	1.013,09	7,48	3,38	9,83
Indien					
Brennstoffbereitstellung	42,06	44,35	0,24	0,46	0,56
Bau der Anlage	5,50	5,80	0,06	0,02	0,08
Anlagenbetrieb	827,70	887,0	7,39	4,0	10,18
Gesamt	875,26	937,15	7,69	4,48	10,82

Das Einsparpotenzial durch die Windkraftnutzung bestimmt sich aus der Differenz der Emissionen des Steinkohlekraftwerkes und der Windkraftanlage. Durch die Reduzierung des Wirkungsgrades des Kohlekraftwerkes ergeben sich leicht höhere Einsparpotenziale durch die Nutzung der Windkraft. Die möglichen Einsparmöglichkeiten sind in der Tabelle 10.3 aufgeführt.

Tabelle 10.4: Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in China durch die Windkraftnutzung

	CO ₂ [g/kWh]	CO ₂ -Äquivalent [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]	NO _x [g/kWh]	SO ₂ -Äquivalent [g/kWh]
China					
2.000 Volllaststunden	832,14	963,76	6,81	3,22	9,03
2.200 Volllaststunden	836,34	968,24	6,87	3,23	9,10
2.400 Volllaststunden	839,85	971,98	6,92	3,24	9,17
Indien					
1.600 Volllaststunden	806,34	865,31	6,84	4,25	9,76
1.800 Volllaststunden	814,00	873,29	6,94	4,27	9,88
2.000 Volllaststunden	820,13	879,68	7,01	4,29	9,97

Anhang IV

Parallel zu den Berechnungen in Kapitel 7.2 wird eine Sensitivitätsanalyse für ein Kohlekraftwerk mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage mit der selben methodischen Vorgehensweise durchgeführt. Aus den Aufwendungen zum Reinigen des Abgases resultiert ein erhöhter Eigenbedarf, dem durch eine Reduzierung des Nettowirkungsgrades von 41 % auf 40 % Rechnung getragen wird.

Zur Entschwefelung wurde das Verfahren der Kalksteinwäsche angenommen, das das dominierende Entschwefelungsverfahren bei Kohlekraftwerken darstellt. [Öko97]

Dabei werden mittels eines Absorptionsmittels (Branntkalk (CaO), Kalkhydrat (Ca(OH)₂) oder Kalksteinmehl (CaCO₃)) die Gase SO₂, SO₃, HCl und HF in einer Waschlösung absorbiert. Das entstaubte Rauchgas wird entweder in einem Vorwäscher oder direkt im Absorber abgekühlt, wo auch die Halogenwasserstoffe, Reststaubpartikel und bis zu 20 % des SO₂ ausgewaschen werden. Für diese Berechnungen wurde ein Abscheidegrad für SO₂ von 90 %, für HCl von 90 %, für HF von 95 % und für Flugasche und anderen Staub jeweils von 90 % angenommen.

Für den Bau der Anlage wurde ein im Vergleich zu einem Kraftwerk ohne REA ein um 6 % höherer Stahleinsatz angesetzt. [FfE96] Die Ergebnisse der Sachbilanz und die Wirkungspotenziale für dieses modifizierte Kraftwerk sind in Tabelle 10.5 zusammengefasst.

Tabelle 10.5: Ausgewählte Sachbilanzen und Wirkungspotenziale für das Steinkohlekraftwerk mit einem Nettowirkungsgrad von 40 % und einer Rauchgasentschwefelungsanlage in China und Indien

	CO ₂ [g/kWh]	CO ₂ -Äquivalent [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]	NO _x [g/kWh]	SO ₂ -Äquivalent [g/kWh]
China					
Brennstoffbereitstellung	37,19	41,11	0,32	0,17	0,44
Bau der Anlage	4,47	4,88	0,07	0,02	0,08
Anlagenbetrieb	814,75	941,68	0,69	3,10	2,85
Gesamt	856,41	987,67	1,08	3,29	3,38
Indien					
Brennstoffbereitstellung	41,01	43,24	0,23	0,45	0,55
Bau der Anlage	6,40	6,74	0,07	0,02	0,08
Anlagenbetrieb	807,0	864,83	0,72	3,89	3,43
Gesamt	854,41	914,81	1,02	4,36	4,06

Die Einsparpotenziale sind in Tabelle 10.6 zusammengefasst. Durch den Einsatz einer Rauchgasentschwefelungsanlage können kumuliert etwa 70 % an SO₂-Äquivalenten eingespart werden. Die Emissionen der CO₂-Äquivalente würden sich, bedingt durch den um einen Prozentpunkt geringeren Wirkungsgrad und dem höheren Stahleinsatz für den Bau der Anlage um etwa 5 % erhöhen.

Tabelle 10.6: Einsparpotenzial an klimarelevanten- und versauernd wirkenden Gasen in China durch die Windkraftnutzung

	CO ₂ [g/kWh]	CO ₂ -Äquivalent [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]	NO _x [g/kWh]	SO ₂ -Äquivalent [g/kWh]
China					
2.000 Volllaststunden	810,14	938,35	0,41	3,13	2,58
2.200 Volllaststunden	814,34	942,84	0,47	3,15	2,65
2.400 Volllaststunden	817,85	946,57	0,53	3,16	2,71
Indien					
1.600 Volllaststunden	785,48	842,96	0,17	4,14	3,0
1.800 Volllaststunden	793,14	850,95	0,26	4,16	3,12
2.000 Volllaststunden	799,27	857,33	0,34	4,18	3,21

Anhang V

Tabelle 10.7: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	60,7	67,1	74,0	81,5	89,5	98,2
1.400 h	49,2	54,4	60,1	66,2	72,7	79,7
1.600 h	40,8	45,3	50,0	55,2	60,7	66,5
1.800 h	34,5	38,3	42,5	46,9	51,6	56,7
2.000 h	29,5	32,9	36,6	40,9	44,6	49,0
2.200 h	25,5	28,6	31,8	35,3	39,0	42,9
2.400 h	22,2	25,0	27,9	31,1	34,4	37,9
2.600 h	19,5	22,0	24,7	27,5	30,6	33,8
2.800 h	17,1	19,4	21,9	24,5	27,3	30,2
3.000 h	15,1	17,2	19,5	22,0	24,5	27,2

Tabelle 10.8: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	35,0	30,6	27,4	25,0	23,2	21,9
1.400 h	28,4	25,0	22,4	20,5	19,1	18,0
1.600 h	23,7	20,8	18,8	17,2	16,1	15,2
1.800 h	20,0	17,7	16	14,7	13,8	13,1
2.000 h	17,2	15,2	13,8	12,8	12,0	11,4
2.200 h	14,9	13,2	12,1	11,2	10,5	10,0
2.400 h	13,0	11,6	10,6	9,9	9,3	8,9
2.600 h	11,4	10,2	9,4	8,8	8,3	7,9
2.800 h	10,0	9,1	8,3	7,8	7,4	7,1
3.000 h	8,8	8,0	7,5	7,0	6,7	6,4

Tabelle 10.9: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	43,5	48,4	53,8	59,5	65,7	72,4
1.400 h	32,3	36,2	40,4	44,9	49,7	54,8
1.600 h	24,3	27,4	30,8	34,2	38,2	42,3
1.800 h	18,2	20,8	23,5	26,5	29,6	32,8
2.000 h	13,3	15,5	17,9	20,1	22,9	25,7
2.200 h	9,5	11,3	13,3	15,4	17,6	19,9
2.400 h	6,3	7,9	9,5	11,3	13,2	15,1
2.600 h	3,6	5,0	6,4	7,9	9,5	11,2
2.800 h	1,4	2,5	3,8	5,1	6,4	7,9
3.000 h	-0,6	0,4	1,5	2,6	3,8	5,0

Tabelle 10.10: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	25,1	22,1	20,0	18,4	17,1	16,2
1.400 h	18,7	16,7	15,1	14,0	13,1	12,5
1.600 h	14,1	12,7	11,6	10,8	10,2	9,7
1.800 h	10,6	9,6	8,9	8,4	7,9	7,6
2.000 h	7,8	7,2	6,8	6,4	6,2	6,0
2.200 h	5,5	5,3	5,1	4,9	4,8	4,7
2.400 h	3,7	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6
2.600 h	2,1	2,3	2,5	2,5	2,6	2,6
2.800 h	0,8	1,2	1,4	1,6	1,8	1,9
3.000 h	-0,3	0,2	0,6	0,8	1,0	1,2

Tabelle 10.11: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalent] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	52,1	57,5	63,3	69,7	76,5	83,7
1.400 h	42,3	46,7	51,5	56,7	62,2	68,1
1.600 h	35,1	38,9	43,0	47,4	52,0	58,0
1.800 h	29,7	33,0	36,5	40,3	44,3	48,6
2.000 h	25,5	28,4	31,5	34,8	38,4	42,1
2.200 h	22,0	24,6	27,4	30,4	33,5	36,9
2.400 h	19,2	21,5	24,1	26,8	29,6	32,6
2.600 h	16,8	19,0	21,3	23,7	26,3	29,1
2.800 h	14,8	16,8	18,9	21,1	23,5	26,0
3.000 h	13,1	14,9	16,8	18,9	21,1	23,5

Tabelle 10.12: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalent] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	30,1	26,3	23,6	21,5	20,0	18,8
1.400 h	24,5	21,5	19,3	17,7	16,5	15,5
1.600 h	20,4	18,0	16,2	14,9	13,9	13,1
1.800 h	17,3	15,3	13,8	12,7	11,9	11,3
2.000 h	14,8	13,2	11,9	11,0	10,3	9,8
2.200 h	12,8	11,4	10,4	9,6	9,1	8,6
2.400 h	11,2	10,0	9,2	8,5	8,0	7,7
2.600 h	9,8	8,8	8,1	7,6	7,2	6,8
2.800 h	8,6	7,8	7,2	6,8	6,4	6,2
3.000 h	7,6	6,9	6,4	6,1	5,8	5,6

Tabelle 10.13: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalent] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	37,4	41,6	46,2	51,0	56,3	61,8
1.400 h	27,9	31,2	34,8	38,6	42,7	47,0
1.600 h	20,9	23,6	26,5	29,6	32,9	36,3
1.800 h	15,7	17,9	20,3	22,8	25,5	28,3
2.000 h	11,5	13,4	15,4	17,5	19,8	22,1
2.200 h	8,2	9,8	11,4	13,3	15,2	17,1
2.400 h	5,4	6,8	8,2	9,8	11,4	13,1
2.600 h	3,1	4,3	5,5	6,9	8,2	9,7
2.800 h	1,4	2,2	3,3	4,4	5,6	6,8
3.000 h	-0,5	0,4	1,3	2,3	3,3	4,3

Tabelle 10.14: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalent] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	21,6	19,1	17,2	15,8	14,8	14,0
1.400 h	16,2	14,4	13,1	12,1	11,3	10,8
1.600 h	12,2	10,9	10,0	9,3	8,8	8,4
1.800 h	9,1	8,3	7,7	7,2	6,9	6,6
2.000 h	6,7	6,2	5,9	5,6	5,3	5,2
2.200 h	4,8	4,6	4,4	4,2	4,1	4,0
2.400 h	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1
2.600 h	1,8	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
2.800 h	0,7	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6
3.000 h	-0,3	0,2	0,5	0,7	0,9	1,0

Tabelle 10.15: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	7.907,4	8.832,0	9.860,2	11.001,0	12.264,9	13.663,8
1.400 h	6.303,9	7.034,6	7.840,7	8.726,9	9.698,6	10.762,0
1.600 h	5.172,6	5.775,3	6.436,4	7.158,6	7.944,9	8.798,7
1.800 h	4.331,7	4.843,9	5.403,3	6.011,6	6.670,5	7.381,9
2.000 h	3.682,0	4.127,0	4.611,4	5.136,3	5.702,6	6.311,4
2.200 h	3.165,1	3.558,2	3.985,1	4.446,4	4.942,4	5.474,0
2.400 h	2.744,0	3.095,9	3.477,4	3.888,5	4.329,7	4.801,0
2.600 h	2.394,3	2.712,8	3.057,4	3.428,2	3.825,2	4.248,4
2.800 h	2.099,3	2.390,1	2.704,3	3.041,9	3.402,6	3.786,5
3.000 h	1.847,0	2.114,6	2.403,3	2.713,0	3.043,5	3.394,7

Tabelle 10.16: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	4.563,5	3.993,5	3.576,7	3.267,4	3.034,3	2.856,4
1.400 h	3.661,7	3.214,5	2.887,1	2.644,0	2.460,9	2.321,2
1.600 h	3.018,4	2.658,7	2.395,2	2.199,3	2.051,8	1.939,3
1.800 h	2.536,4	2.242,3	2.026,5	1.866,1	1.745,3	1.653,2
2.000 h	2.161,7	1.918,7	1.740,0	1.607,1	1.507,1	1.430,9
2.200 h	1.862,2	1.659,9	1.511,0	1.400,1	1.316,6	1.253,1
2.400 h	1.617,2	1.448,3	1.323,6	1.230,7	1.160,8	1.107,7
2.600 h	1.413,1	1.272,0	1.167,6	1.089,6	1.031,0	986,6
2.800 h	1.240,5	1.122,9	1.035,6	970,3	921,3	884,1
3.000 h	1.092,6	995,1	922,4	868,1	827,2	796,3

Tabelle 10.17: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	1.659,6	1.934,2	2.281,0	2.713,4	3.245,8	3.893,9
1.400 h	1.245,6	1.460,3	1.729,9	2.064,1	2.473,4	2.968,5
1.600 h	940,6	1.112,3	1.326,6	1.591,0	1.913,6	2.302,1
1.800 h	706,7	845,9	1.018,6	1.231,0	1.489,2	1.799,4
2.000 h	521,6	635,3	775,7	947,7	1.156,4	1.406,5
2.200 h	371,4	464,8	579,3	719,2	888,5	1.091,2
2.400 h	247,1	323,8	417,2	530,8	668,1	832,4
2.600 h	142,6	205,4	281,1	372,8	483,6	616,2
2.800 h	53,5	104,4	165,2	238,5	326,9	432,9
3.000 h	-23,4	17,3	65,4	122,9	192,2	275,5

Tabelle 10.18: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	923,2	815,2	735,8	676,5	631,7	597,4
1.400 h	694,5	617,9	561,3	519,0	486,9	462,4
1.600 h	525,3	471,9	432,3	402,5	379,9	362,6
1.800 h	395,2	359,7	333,0	312,9	297,6	285,8
2.000 h	291,9	270,6	254,3	241,8	232,2	224,9
2.200 h	208,0	198,3	190,3	184,0	179,2	175,4
2.400 h	138,5	138,3	137,3	136,2	135,2	134,4
2.600 h	80,0	87,8	92,6	95,8	98,1	99,9
2.800 h	30,0	44,7	54,5	61,4	66,5	70,4
3.000 h	-13,2	7,4	21,6	31,7	39,2	44,9

Tabelle 10.19: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	5.873,7	6.543,1	7.283,6	8.100,2	8.998,8	9.986,0
1.400 h	4.701,1	5.234,9	5.821,2	6.462,8	7.162,7	7.924,1
1.600 h	3.868,1	4.311,3	4.795,6	5.322,6	5.893,9	6.511,4
1.800 h	3.246,0	3.624,4	4.036,4	4.482,9	4.964,8	5.483,1
2.000 h	2.763,6	3.093,5	3.451,8	3.838,8	4.255,0	4.701,0
2.200 h	2.378,7	2.671,0	2.987,7	3.329,0	3.695,1	4.086,2
2.400 h	2.064,3	2.326,7	2.610,4	2.915,6	3.242,1	3.590,1
2.600 h	1.802,8	2.040,7	2.297,6	2.573,5	2.868,1	3.181,5
2.800 h	1.581,8	1.799,4	2.034,1	2.285,7	2.554,1	2.839,0
3.000 h	1.392,6	1.593,1	1.809,0	2.040,3	2.286,7	2.547,9

Tabelle 10.20: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	3.333,4	2.917,1	2.612,7	2.386,7	2.216,5	2.086,5
1.400 h	2.684,5	2.356,6	2.116,6	1.938,4	1.804,1	1.701,7
1.600 h	2.218,6	1.954,3	1.760,5	1.616,6	1.508,2	1.425,5
1.800 h	1.868,0	1.651,4	1.492,5	1.374,3	1.285,4	1.217,6
2.000 h	1.594,5	1.415,2	1.283,5	1.185,4	1.111,6	1.055,4
2.200 h	1.375,2	1.225,8	1.115,8	1.033,9	972,3	925,4
2.400 h	1.195,5	1.070,6	978,5	909,8	858,1	818,8
2.600 h	1.045,5	941,1	863,8	806,2	762,8	729,9
2.800 h	918,4	831,3	766,7	718,4	682,1	654,6
3.000 h	809,4	737,2	683,4	643,1	612,8	589,9

Tabelle 10.21: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in China nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	1.509,3	1.751,6	2.053,5	2.424,6	2.874,5	3.413,2
1.400 h	1.131,7	1.321,1	1.555,7	1.842,4	2.188,0	2.599,2
1.600 h	854,1	1.005,6	1.192,1	1.419,0	1.691,4	2.014,2
1.800 h	641,4	764,3	914,8	1.097,2	1.315,5	1.573,4
2.000 h	473,1	573,8	696,4	844,3	1.021,0	1.229,3
2.200 h	336,8	419,6	519,8	640,4	784,1	953,3
2.400 h	224,1	292,3	374,2	472,5	589,4	727,0
2.600 h	129,3	185,3	252,1	331,8	426,6	538,0
2.800 h	48,5	94,2	148,1	212,2	288,3	377,9
3.000 h	-21,2	15,6	58,6	109,3	169,5	240,5

Tabelle 10.22: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in China nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	842,3	743,7	671,2	617,2	576,3	545,0
1.400 h	633,1	563,3	511,7	473,1	443,9	421,6
1.600 h	478,6	430,0	393,9	366,7	346,1	330,4
1.800 h	359,9	327,6	303,3	284,9	271,0	260,3
2.000 h	265,8	246,4	231,5	220,1	211,4	204,8
2.200 h	189,4	180,5	173,2	167,5	163,1	159,7
2.400 h	126,1	125,8	124,9	123,9	123,0	122,3
2.600 h	72,8	79,9	84,3	87,2	89,3	90,9
2.800 h	27,3	40,6	49,6	55,9	60,5	64,0
3.000 h	-12,0	6,8	19,6	28,8	35,6	40,9

Anhang VI

Tabelle 10.23: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	77,5	84,3	91,8	100,0	108,9	118,5
1.400 h	63,7	69,2	75,3	81,7	88,9	96,5
1.600 h	53,7	58,4	63,5	69,0	74,8	81,1
1.800 h	46,3	50,3	54,6	59,3	64,3	69,6
2.000 h	40,4	43,9	47,7	51,8	56,2	60,8
2.200 h	35,7	38,8	42,2	45,9	49,7	53,8
2.400 h	31,8	34,7	37,5	41,0	44,4	48,1
2.600 h	28,6	31,2	34,0	36,9	40,1	43,4
2.800 h	25,9	28,2	30,8	33,5	36,4	39,4
3.000 h	23,5	25,7	28,1	30,6	33,2	36,0

Tabelle 10.24: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	44,4	38,2	33,7	30,3	27,8	25,8
1.400 h	36,6	31,6	27,9	25,1	23,0	21,5
1.600 h	31,0	26,8	23,6	21,3	19,6	18,3
1.800 h	26,8	23,1	20,5	18,5	17,0	15,8
2.000 h	23,4	20,3	17,9	16,2	14,9	14,0
2.200 h	20,7	18,0	15,9	14,4	13,3	12,4
2.400 h	18,5	16,1	14,3	12,9	11,9	11,2
2.600 h	16,7	14,5	12,9	11,7	10,8	10,1
2.800 h	15,1	13,1	11,7	10,6	9,8	9,2
3.000 h	13,7	12,0	10,7	9,7	9,0	8,4

Tabelle 10.25: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	58,5	63,8	69,6	75,9	82,6	89,9
1.400 h	45,3	49,4	53,9	58,7	63,8	69,3
1.600 h	35,7	39,0	42,6	46,4	50,5	54,8
1.800 h	28,5	31,2	34,2	37,3	40,5	44,0
2.000 h	22,9	25,5	27,6	30,1	32,9	35,7
2.200 h	18,4	20,3	22,3	24,5	26,7	29,1
2.400 h	14,7	16,3	18,0	19,8	21,8	23,8
2.600 h	11,6	13,0	14,4	16,0	17,6	19,3
2.800 h	9,0	10,1	11,4	12,7	14,1	15,6
3.000 h	6,7	7,7	8,8	9,9	11,1	12,4

Tabelle 10.26: CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	33,6	29,0	25,6	23,1	21,2	19,8
1.400 h	26,1	22,6	20,0	18,1	16,6	15,5
1.600 h	20,7	17,9	15,9	14,4	13,3	12,4
1.800 h	16,5	14,4	12,8	11,7	10,8	10,1
2.000 h	13,3	11,6	10,4	9,5	8,8	8,3
2.200 h	10,7	9,4	8,4	7,7	7,2	6,8
2.400 h	8,5	7,6	6,8	6,3	5,9	5,6
2.600 h	6,8	6,0	5,5	5,1	4,8	4,5
2.800 h	5,2	4,7	4,3	4,1	3,8	3,7
3.000 h	3,9	3,6	3,4	3,2	3,0	2,9

Tabelle 10.27: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	72,8	79,1	85,9	93,3	101,4	110,2
1.400 h	59,9	65,0	70,5	76,5	82,9	89,9
1.600 h	50,6	54,9	59,5	64,5	69,8	75,6
1.800 h	43,6	47,2	51,2	55,5	60,1	64,9
2.000 h	38,1	41,3	44,8	48,5	52,5	56,8
2.200 h	33,7	36,5	36,9	42,9	46,5	50,2
2.400 h	30,0	32,6	35,4	38,4	41,6	44,9
2.600 h	27,0	29,4	31,9	34,6	37,5	40,5
2.800 h	26,2	26,6	28,9	31,4	34,0	36,8
3.000 h	22,2	24,2	26,4	28,6	31,1	33,6

Tabelle 10.28: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	41,8	35,8	31,5	28,3	25,9	24,1
1.400 h	34,5	29,6	26,1	23,5	21,5	20
1.600 h	29,2	25,1	22,2	20,0	18,3	17,1
1.800 h	25,2	21,7	19,2	17,3	15,9	14,8
2.000 h	22,1	19,1	16,8	15,2	14,0	13
2.200 h	19,6	16,9	15,0	13,5	12,4	11,6
2.400 h	17,5	15,1	13,4	12,1	11,2	10,4
2.600 h	15,7	13,6	12,1	11,0	10,1	9,5
2.800 h	15,3	12,4	11,0	10,0	9,2	8,6
3.000 h	13,0	11,3	10,0	9,1	8,4	7,9

Tabelle 10.29: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	55,2	60,0	65,3	70,9	77,1	83,7
1.400 h	42,8	46,5	50,6	54,9	59,6	64,6
1.600 h	33,8	36,8	40,0	43,5	47,2	51,1
1.800 h	27,1	29,5	32,1	35,0	38,0	41,1
2.000 h	21,8	23,8	26,0	28,3	30,8	33,4
2.200 h	17,5	19,2	21,1	23,0	25,1	27,3
2.400 h	14,0	15,5	17,1	18,7	20,4	22,3
2.600 h	11,1	12,4	13,7	15,1	16,6	18,1
2.800 h	9,3	9,7	10,9	12,0	13,3	14,6
3.000 h	6,5	7,4	8,4	9,4	10,5	11,6

Tabelle 10.30: Vermeidungskosten für CO₂-Äquivalente [€/t CO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	31,7	27,3	24,0	21,6	19,8	18,5
1.400 h	24,7	21,3	18,8	17,0	15,6	14,5
1.600 h	19,6	16,9	15,0	13,5	12,5	11,6
1.800 h	15,7	13,6	12,1	11,0	10,1	9,4
2.000 h	12,7	11,0	9,8	8,9	8,2	7,7
2.200 h	10,2	8,9	8,0	7,3	6,8	6,3
2.400 h	8,2	7,2	6,5	5,9	5,5	5,2
2.600 h	6,5	5,8	5,2	4,8	4,5	4,3
2.800 h	5,4	4,5	4,1	3,8	3,6	3,4
3.000 h	3,8	3,5	3,2	3,0	2,9	2,7

Tabelle 10.31: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	9.569,6	10.476,8	11.486,5	12.607,7	13.850,6	15.226,9
1.400 h	7.777,0	8.490,7	9.278,8	10.146,1	11.097,9	12.140,4
1.600 h	6.511,4	7.097,9	7.741,9	8.446,4	9.214,3	10.048,9
1.800 h	5.570,0	6.067,0	6.610,5	7.202,3	7.844,2	8.538,0
2.000 h	4.842,5	5.273,2	5.742,8	6.252,4	6.802,9	7.395,4
2.200 h	4.263,4	4.643,1	5.056,2	5.503,2	5.984,6	6.501,1
2.400 h	3.791,4	4.130,9	4.499,4	4.897,2	5.324,7	5.782,1
2.600 h	3.399,5	3.706,3	4.038,7	4.397,0	4.781,3	5.191,5
2.800 h	3.068,7	3.348,5	3.651,3	3.977,1	4.325,9	4.697,6
3.000 h	2.785,9	3.043,0	3.320,9	3.619,6	3.938,9	4.278,6

Tabelle 10.32: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	5.408,9	4.641,1	4.083,6	3.671,3	3.361,1	3.123,8
1.400 h	4.426,5	3.802,7	3.349,7	3.014,6	2.762,5	2.569,7
1.600 h	3.724,5	3.203,6	2.825,3	2.545,4	2.334,9	2.173,8
1.800 h	3.197,8	2.754,2	2.431,8	2.193,4	2.014,0	1.876,8
2.000 h	2.788,1	2.404,6	2.125,8	1.919,5	1.764,4	1.645,8
2.200 h	2.460,3	2.124,8	1.880,9	1.700,4	1.564,7	1.460,9
2.400 h	2.192,1	1.895,9	1.680,5	1.521,1	1.401,2	1.309,6
2.600 h	1.968,4	1.705,2	1.513,5	1.371,7	1.265,0	1.183,6
2.800 h	1.779,3	1.543,7	1.372,2	1.245,2	1.149,7	1.076,9
3.000 h	1.617,1	1.405,3	1.251,0	1.136,8	1.050,9	985,4

Tabelle 10.33: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	7.228,7	7.919,8	8.684,6	9.528,8	10.458,9	11.482,1
1.400 h	5.536,1	6.055,6	6.625,7	7.249,1	7.928,9	8.668,4
1.600 h	4.340,2	4.747,1	5.190,9	5.672,9	6.194,7	6.757,9
1.800 h	3.450,3	3.778,0	4.133,7	4.518,2	4.931,9	5.375,7
2.000 h	2.762,2	3.031,5	3.322,5	3.635,7	3.971,2	4.329,5
2.200 h	2.214,4	2.438,7	2.680,4	2.939,4	3.215,9	3.509,9
2.400 h	1.767,8	1.956,6	2.159,4	2.376,0	2.606,4	2.850,5
2.600 h	1.396,8	1.556,9	1.728,3	1.910,8	2.104,2	2.308,5
2.800 h	1.083,8	1.220,1	1.365,6	1.520,1	1.683,3	1.855,2
3.000 h	816,0	932,4	1.056,3	1.187,4	1.325,4	1.470,4

Tabelle 10.34: SO₂-Vermeidungskosten [€/t SO₂] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	4.096,8	3.523,2	3.105,8	2.796,5	2.563,2	2.384,4
1.400 h	3.159,0	2.722,9	2.405,2	2.169,6	1.991,8	1.855,5
1.600 h	2.488,6	2.150,7	1.904,3	1.721,4	1.583,3	1.477,5
1.800 h	1.985,5	1.721,4	1.528,5	1.385,1	1.276,8	1.193,7
2.000 h	1.594,0	1.387,3	1.236,0	1.123,4	1.038,3	972,9
2.200 h	1.280,8	1.119,9	1.001,9	914,0	847,4	796,3
2.400 h	1.024,3	901,1	810,4	742,6	691,1	651,6
2.600 h	810,6	718,7	650,7	599,7	560,9	531,1
2.800 h	629,7	564,3	515,6	478,8	450,7	429,1
3.000 h	474,7	432,0	399,7	375,1	356,2	341,7

Tabelle 10.35: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	6.604,2	7.206,6	7.872,5	8.606,6	9.413,7	10.299,2
1.400 h	5.393,4	5.872,9	6.399,5	6.975,8	7.604,1	8.287,4
1.600 h	4.531,4	4.928,7	5.363,1	5.836,0	6.348,8	6.902,9
1.800 h	3.886,3	4.225,1	4.594,3	4.994,6	5.426,9	5.891,8
2.000 h	3.385,4	3.680,5	4.001,2	4.347,9	4.721,1	5.121,1
2.200 h	2.985,3	3.246,5	3.529,8	3.835,4	4.163,5	4.514,1
2.400 h	2.658,3	2.892,6	3.146,2	3.419,2	3.711,7	4.023,6
2.600 h	2.386,1	2.598,3	2.827,8	3.074,5	3.338,3	3.619,1
2.800 h	2.155,9	2.349,9	2.559,4	2.784,4	3.024,6	3.279,8
3.000 h	1.958,7	2.137,4	2.330,1	2.536,7	2.757,1	1.030,9

Tabelle 10.36: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „fuel-saver“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	3.754,4	3.221,4	2.834,4	2.548,3	2.333,0	2.168,2
1.400 h	3.084,1	2.649,5	2.333,9	2.100,4	1.924,8	1.790,4
1.600 h	2.602,0	2.238,2	1.973,8	1.778,3	1.631,2	1.518,7
1.800 h	2.238,7	1.928,1	1.702,4	1.535,5	1.409,9	1.313,9
2.000 h	1.955,0	1.686,0	1.490,5	1.345,9	1.237,1	1.154,0
2.200 h	1.727,3	1.491,8	1.320,5	1.193,8	1.098,5	1.025,7
2.400 h	1.540,6	1.332,5	1.181,1	1.069,0	984,8	920,4
2.600 h	1.384,7	1.199,4	1.064,6	964,9	889,8	832,5
2.800 h	1.252,5	1.086,7	965,9	876,6	809,3	758,0
3.000 h	1.139,1	989,9	881,2	800,8	740,3	694,1

Tabelle 10.37: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der KfW-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	4.999,5	5.461,1	5.968,9	6.525,7	7.134,6	7.798,9
1.400 h	3.847,1	4.198,2	4.581,7	4.998,8	5.451,0	5.939,9
1.600 h	3.026,3	3.303,6	3.604,8	3.930,7	4.281,8	4.658,7
1.800 h	2.411,8	2.636,6	2.879,8	3.141,6	3.422,3	3.722,2
2.000 h	1.934,7	2.120,2	2.320,3	2.534,9	2.764,0	3.007,7
2.200 h	1.553,4	1.708,6	1.875,5	2.053,8	2.243,6	2.444,8
2.400 h	1.241,7	1.372,8	1.513,3	1.663,0	1.821,9	1.989,7
2.600 h	982,2	1.093,6	1.212,8	1.339,3	1.473,2	1.614,2
2.800 h	762,7	857,9	959,3	1.066,8	1.180,1	1.299,1
3.000 h	574,7	656,1	742,7	834,1	930,2	1.030,9

Tabelle 10.38: Vermeidungskosten für SO₂-Äquivalente [€/t SO₂-Äquivalente] in Indien berechnet nach der GEF-Methode in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Realzins im „additional-energy“-Betrieb

Realzins \ Volllaststunden	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %
1.200 h	2.848,3	2.449,4	2.159,2	1.944,2	1.782,0	1.657,7
1.400 h	2.204,4	1.900,1	1.678,4	1.514,0	1.389,9	1.294,8
1.600 h	1.741,2	1.504,8	1.332,4	1.204,4	1.107,8	1.033,7
1.800 h	1.392,0	1.206,8	1.071,6	971,1	895,1	836,9
2.000 h	1.119,3	974,1	867,9	788,8	729,0	683,2
2.200 h	900,4	787,4	704,4	642,6	595,8	559,8
2.400 h	720,9	634,2	570,3	522,6	486,4	458,6
2.600 h	571,0	506,2	458,3	422,4	395,1	374,1
2.800 h	443,9	397,8	363,4	337,5	317,7	302,5
3.000 h	334,8	304,7	281,9	264,6	251,3	241,0

Lebenslauf

Persönliche Daten

Astrid Stefanie Aretz

Geburtstag: 18. September 1974

Geburtsort: Meschede

Staatsangehörigkeit: deutsch

Schulbildung

Aug 81 – Jan 85 Gemeinschaftsgrundschule, Sundern

Feb 85 – Juli 85 Johannes-Grundschule, Arnsberg

Aug 85 – Juli 87 Mariengymnasium, Arnsberg

Aug 87 – Juni 94 Gymnasium Laurentianum, Arnsberg

Studium

Okt 94 – Juni 99 Studium der Fächer Elektrotechnik und Mathematik an der RWTH Aachen, Abschluss: 1. Staatsexamen für die Sekundarstufe II mit beruflicher Fachrichtung

Okt 99 – April 02 Weiterbildendes, berufsbegleitendes Studium *Energie und Umwelt* an der Gesamthochschule Kassel

Berufstätigkeit

Feb 00 – Sep 02 Doktorandin am bremer energie institut, Bremen

seit Oktober 2002 Wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg im Bereich *Technik, Funktionalität und Lebensqualität*

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die Hilfsmittel als die angegebenen Quellen benutzt habe.

Stuttgart, im Juni 2003

Astrid Aretz