Barrieren für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung in Schwellen- und Entwicklungsländern am Beispiel der Biomassenutzung in Südostasien

Diplomarbeit

Zur Erlangung des akademischen Grades

„Diplom-Wirtschaftsingenieur“

an der

Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Technischen Universität Dresden

Eingereicht an der Professur für Allokationstheorie
Prof. Dr. Hans Wiesmeth

Bearbeiter: Tom Kober Matr. Nummer: 2723450
Fichtenstr. 7
01097 Dresden
kobertom@yahoo.de

Bearbeitungszeitraum: 11. Januar 2005 bis 11. Juli 2005

Betreuer: Michael Golde (TU Dresden)

Dresden, 11. Juli 2005

Inhaltsverzeichnis

0 Zielstellung und Aufbau der Arbeit **1**

1 Energiesituation **3**
1.1 Globale Energiesituation . . . 3
1.2 Der Wirtschaftsraum Südostasien . . . 5
1.3 Thailand . . . 6
1.4 Vietnam . . . 8
1.5 Fazit . . . 10

2 Energiegewinnung aus Biomasse **10**
2.1 Rohstoff Biomasse . . . 10
2.2 Biomassetechnologien zur Stromerzeugung . . . 14
2.2.1 Direkte Verbrennung . . . 15
2.2.2 Thermochemische Gasgewinnung . . . 18
2.2.3 Anaerobe Fermentation . . . 20
2.3 Voraussetzungen in Südostasien . . . 22
2.3.1 Biomassepotenzial in Vietnam . . . 22
2.3.2 Biomassepotenzial in Thailand . . . 23
2.4 Fazit . . . 25

3 Nicht-energetische Werte der Biomasse **26**
3.1 Sozioökonomischer Beitrag der Biomasse . . . 26
3.2 Rohstoffdiversifikation durch Biomassenutzung . . . 28
3.3 Ökologischer Wert . . . 29
3.4 Fazit . . . 32

4 Kosten der Energiebereitstellung **33**
4.1 Kosten der Biomasse-Stromerzeugung . . . 33
4.2 Kosten anderer netzgebundener Erzeugungstechnologien . . . 37
4.2.1 Kosten anderer erneuerbarer Technologien . . . 37
4.2.2 Kosten fossiler und nuklearer Stromerzeugung . . . 39
4.3 Netzunabhängige Energieanlagen . . . 41
4.4 Fazit . . . 45

5 Externe Kosten der Energieerzeugung **46**
5.1 Methodische Grundlagen . . . 46
5.2 Externe Kosten in Entwicklungsländern . . . 52
5.3 Fazit . . . 55

6 Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien **56**
6.1 Internalisierung externer Kosten . . . 56
6.2 Umweltgutschriften . . . 61
6.2.1 Modelle zur Umsetzung der Umweltgutschriften . . . 62
6.2.2 Implementierung und Effizienz der Modelle . . . 64
6.3 Fazit . . . 66

7 Marktintegration erneuerbarer Erzeugungstechnologien **67**
7.1 Erneuerbare Energien im liberalisierten Markt . . . 67
7.2 Entwicklungen auf dem südostasiatischen Markt . . . 71
7.2.1 Der thailändische Energiemarkt . . . 72
7.2.2 Der vietnamesische Energiemarkt . . . 78

7.3 Fazit 82

8 Clean Development Mechanism **83**
8.1 Allgemeine Grundlagen 83
8.2 Biomasseprojekte als Klein-CDM-Projekte 87
8.3 Transaktionskosten von CDM Projekten 89
8.4 Risiken für CDM Projektentwickler 91
8.5 Ausbau der nationalen CDM Kapazität in Entwicklungsländern 92
8.6 CDM in Vietnam und Thailand 94
8.7 Fazit 95

9 Zusammenfassung **95**

Tabellenverzeichnis

1 Globale Elektrizitätsproduktion 2000 3
2 Kennzahlen Südostasiens im Überblick (2001) 6
3 Technische Kennwerte pflanzlicher Biomasserohstoffe 12
4 Transportkosten für Biomasserohstoffe 14
5 Stromerzeugungskosten für Biomasse-Dampfturbinenanlage mit KWK 16
6 Stromerzeugungskosten für thermochemische Biomasse-Dieselanlage 19
7 Prognostizierte Stromerzeugungskosten für Biogas-Gasturbinen Anlage 20
8 Stromerzeugungskosten für Fermentations-Biogasanlage 22
9 Erneuerbare Energienutzung in Vietnam 24
10 Erneuerbare Energienutzung in Thailand 25
11 Human Development Index für die Staaten der Mekong Region, 1985 – 2001 . 27
12 Lebenszyklusemissionen verschiedener Kraftwerkstechnologien 31
13 Durchschnittliche CO_2 Emissionsmengen aus fossiler Stromerzeugung in Vietnam und Thailand 32
14 Stromerzeugungskosten von Biomassekraftwerken 34
15 Stromerzeugungskosten anderer erneuerbarer Energien 37
16 Stromerzeugungskosten konventioneller Kraftwerke 39
17 Kostenvergleich von Dieselgeneratoren mit Biomasse-Kleinanlagen 44
18 Schadenskosten je emittiertem Schadstoff für europäische Erzeugeranlagen . . 51
19 Externe Kosten der Stromerzeugung weltweit 52
20 Externe Kosten der Stromerzeugung in Thailand 55
21 Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in Südostasien 72
22 Großabnehmerpreise zwischen EGAT und den Verteilerunternehmen 75
23 Durchschnittliche Stromtarife in Vietnam 79
24 Einspeisetarife für SPPs in Vietnam 81
25 Einfluss von CO_2 Zertifikaten auf die IRR verschiedener CDM Projekte . . . 87
26 Transaktionskosten von CDM Projekten 90
27 Variantenrechnung für Transaktionskosten für kleine CDM-Projekte 91
28 Aufgabenkatalog für den Aufbau nationaler CDM Kapazität 94

Abbildungsverzeichnis

1 Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit 2
2 Primärenergieverbrauch 1999 nach Rohstoffen 4
3 Biomasse-Umwandlungsverfahren 15
4 Human Development Index, Verlauf und Elastizitätsbereiche 26
5 Preisentwicklung fossiler Rohstoffe in Asien 29
6 Stromerzeugungskosten verschiedener Biomassetechnologien 35
7 Stromerzeugungskosten bei reduzierten Investitions- und Biomassekosten an Direktverbrennungsanlagen 36
8 Prognostizierte Investitionskosten erneuerbarer Erzeugungstechnologien . . . 36
9 Stromgestehungskosten Windkraftanlage Onshore 38
10 Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke und Biomasse „least cost option“ . 40
11 Diesel-Endverbraucherpreise der südostasiatischen Staaten 43
12 Gesundheitsrisiko durch NO_x, SO_2 und PM_{10} Emissionen und radioaktive Strahlung an Kraftwerken in der EU 49
13 Globale und regionale Auswirkungen von Emissionen unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien 49
14 Gesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung verschiedener Technologien . . . 57
15 Umweltsteuer und Emissionszertifikate bei veränderten Grenzvermeidungskosten 60
16 Dynamische Effizienz von preis- und mengenbasierten Umweltgutschriften . . 66
17 Liberalisierungsgrad der südostasiatischen Strommärkte (Stand 2002) 71
18 Struktur der thailändischen Elektrizitätsindustrie 73
19 Entwicklung der Endkunden-Stromtarife in Thailand 74
20 Effizienzgewinn aus CDM Projekten 84
21 Preisentwicklung der europäischen Emissionszertifikate 86

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspreis
APEC	Asia Pacific Energy Research Centre
ASEAN	Association of South East Asian Nations
BIG-GT	Biogas-Gasturbine
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CD4CDM	Capacity Development for the Clean Development Mechanism
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CERUPT	Certified Emission Reduction Unit Procurement Tender
CIF	Cost Insurance Freight
CO_2	Kohlendioxid
CRR	Crop Residue Ratio
DOE	Designated Operational Entity
DNA	Designated National Authority
EEE	Elektroenergieerzegung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EGCO	Electricity Generating Public Company Limited
ENCON	Energy Conservation
EU	European Union
EUA	European Emission Allowance
EU-ETS	European Union - Emission Trading Scheme
EVN	Electricity of Vietnam
Ew	Einwohner
GEF	Global Environment Facility
GS	Grenzschaden
GuD	Gas- und Dampfturbine
GVK	Grenzvermeidungskosten
GWP	Global Warming Potential
HDI	Human Development Index
HH	Haushalt
IPCC	Interngovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärmekopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
LP	Leistungspreis
LULUCF	Land Use and Land Use Change and Forest
MEA	Metropolitan Electricity Authority
NEPC	National Energy Policy Council
NEPO	National Energy Policy Office
NO_x	Sickoxide
NPV	Net Present Value
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PDD	Project Design Document
PEA	Provincial Electricity Authority
PEO	Provincial Electricity Organization

PEV	Primärenergieverbrauch
PM_{10}	Particulate Matter <10μm (Feinstaub)
PPP	Purchasing Power Parity
PV	Photovoltaik
REAP	Renewable Energy Action Plan
SO_2	Schwefeldioxid
SPP	Small Power Producer
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USA	United States of America
VSL	Value of Statistical Life
VSREPP	Very Small Renewable Energy Power Producer
WTP	Willingness To Pay
YOLL	Years of Life Lost

Symbolverzeichnis

BM	Build Margin
cf	Kapazitätsfaktor
DK_E	Stromgestehungskosten
e_i	spezifische Emissionsmenge je Erzeugereinheit i
E	Gesamtemissionen pro Jahr
E_j	Emissionen pro Jahr je Brennstoff j
F_j	CO_2 Emissionen je Einheit Brennstoff j
G_i	erzeugte Energiemenge je Erzeugereinheit i
i	Erzeugereinheit
j	Brennstoffart
K_{fix}	Fixkosten
K_j	erzeugte Elektrizität je Brennstoff j
KV_i	Kosten der Vermeidung im Inland
KV_a	Kosten der Vermeidung im Ausland
K_{var}	variable Kosten
OM	Operating Margin
p	Preis
$P_{Ausl.}$	Auslegungskraftwerksleistung
P_{real}	tatsächliche Kraftwerksleistung
q	Menge
Q_j	Menge Brennstoff j pro Jahr

Währungen

Bath	Thailändischer Bath
€	Euro
US$	US amerikanischer Dollar
VND	Vietnamesischer Dong

Aus Gründen der Vereinfachung wurde in dieser Arbeit folgendes Währungsverhältnis zugrunde gelegt: 1 US$ = 1€

Die Umrechnung thailändischer und vietnamesischer Preis- und Kostenangaben in US$ bzw. € erfolgte zu den im jeweiligen Jahr gültigen Währungsverhältnissen oder entsprechend des in der Literaturquelle aufgeführten Kursverhältnisses.

Physikalische Einheiten

bcf	billion cubic feet (Milliarden Kubikfuß)
g	Gramm
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
ha	Hektar
kg	Kilogramm
kgoe	kilogram oil equivalent (Kilogramm Öläquivalent)
km	Kilometer
km^2	Quadratkilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWy	Kilowatt pro Jahr
l	Liter
m^3	Kubikmeter
mg	Milligramm
MJ	Megajoule
Mtoe	million tonnes oil equivalent (Millionen Tonnen Öläquivalent)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
t	Tonne
tcf	trillion cubic feet (Billionen Kubikfuß)
toe	tonnes oil equivalent (Tonnen Öläquivalent)
TWh	Terrawattstunde

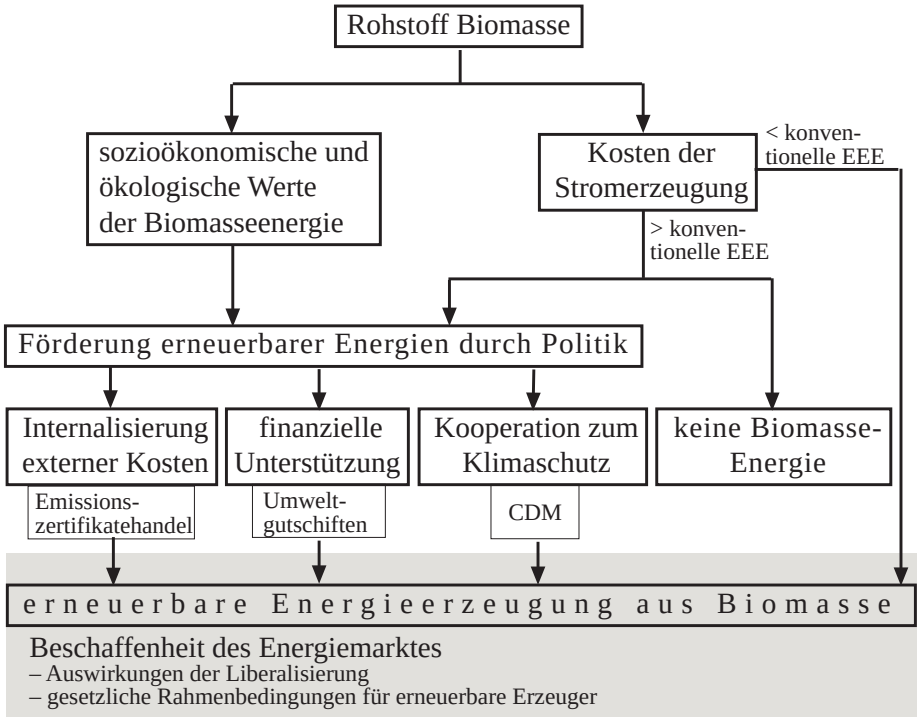
0 Zielstellung und Aufbau der Arbeit

Zielstellung
In industrialisierten Staaten werden zunehmend erneuerbare Technologien in die Elektrizitätserzeugungsstrukturen aufgenommen. Bei der Integration erneuerbarer Energien können sich die Industrieländer in der Regel auf eine solide wirtschaftliche Basis und ein gut bis sehr gut ausgebautes Elektrizitätssystem stützen. Darin unterscheidet sich die Situation zu Entwicklungs- und Schwellenländern, in denen es oftmals an wirtschaftlicher Stabilität und einem flächendeckenden, zuverlässigen Energiesystem mangelt. Der Ausgangspunkt für die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist demnach recht unterschiedlich. Dies bedeutet jedoch nicht unweigerlich, dass die Art der Probleme bei der Einbindung erneuerbarer Energien und deren Ursachen vollkommen unterschiedlich zur Situation in Industrieländern sein müssen.

Die vorliegende Arbeit beabsichtigt das komplexe Feld der Implementierung erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung anhand der Biomassenutzung in den beiden südostasiatischen Staaten Thailand und Vietnam zu erschließen. Der Rohstoff Biomasse ist neben der Windkraft bedeutendste erneuerbare Energieressource zur netzgebundenen Stromerzeugung in Entwicklungsländern (Martinot 2004). Ziel dieser Arbeit ist es, technologische und institutionelle Hindernisse sowie Marktbarrieren für die Nutzung von Biomassepotenzialen in den betrachteten Staaten aufzudecken und mögliche Lösungsansätze für deren Überwindung aufzuzeigen.

Aufbau der Arbeit
Zu Beginn vermittelt das erste Kapitel einen allgemeinen Überblick über die Energiesituation, welcher einerseits das energiebezogene Kräfteverhältnis zwischen Industrie- und Entwicklungsländern und andererseits zwischen konventionellen und erneuerbaren Energien verdeutlicht. Darüber hinaus werden in diesem Kapitel die Energiesektoren der Staaten Thailand und Vietnam näher vorgestellt. Im zweiten Kapitel wird die Biomassenutzung hinsichtlich technischer Aspekte untersucht und die Verfügbarkeit des Rohstoffs Biomasse für die betrachteten Länder festgestellt. Im Weiteren folgt diese Arbeit der in Abbildung 1 dargestellten Struktur. Die Stromerzeugung aus Biomasse besitzt gegenüber fossilen Erzeugeranlagen sozioökonomische und vor allen Dingen ökologische Vorteile, auf die in Kapitel drei eingegangen wird. Die zentrale Frage nach den Kosten der Biomasse-Stromerzeugung wird in Kapitel vier aufgegriffen. Dabei wird der Vergleich sowohl zu anderen erneuerbaren Technologien als auch zu fossilen Erzeugereinheiten angestellt und die Frage beantwortet werden, unter welchen Umständen Biomasseanlagen konkurrierenden Erzeugereinheiten ökonomisch überlegen sind. Der Kostenbegriff wird im darauf folgenden Kapitel um die Komponente „Umwelt“ erweitert und eine Abschätzung externer Kosten der Elektrizitätserzeugung gegeben. Unter Kenntnis des ökologischen Wertes der Biomassetechnologien, und auch aller anderen erneuerbaren Energien, ist die politische Förderung dieser umweltfreundlichen Erzeugeranlagen gerechtfertigt. Die monetäre Unterstützung richtet sich hauptsächlich an Anlagen, deren Stromgestehungskosten über den der konventionellen Erzeuger liegt. Mit Förderinstrumenten und deren Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Kapazität beschäftigt sich Kapitel sechs. Wie Abbildung 1 veranschaulicht, sind für geförderte ebenso wie für nicht geförderte Anlagen die Bedingungen auf dem Energiemarkt für das Bestehen von Bedeutung. Kapitel sieben schildert zuerst allgemein die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Etablierung erneuerbarer Technologien und gibt anschließend die Situation auf den Märkten der beiden betrachteten Staaten wieder. Im achten Kapitel wird die Kooperation von Industrie- und Entwicklungsländern im Rahmen des Clean Development Mechanism erörtert. Dabei sollen hauptsächlich Problemfelder betrachtet werden, welche für die Durchführung von Biomasseprojekten relevant sind bzw. die Entwicklung erneuerbarer Energien einschränken können.

Abbildung 1: Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit



1 Energiesituation

1.1 Globale Energiesituation

Das heutige Energiesystem basiert vorwiegend auf fossilen Energieträgern (Kohle, Erdöl und Erdgas), die 80% des Primärenergieverbrauchs (PEV) decken. Im Jahr 1999 wurde weltweit eine Primärenergiemenge von 9700 Mtoe[1] benötigt. Etwa zwei Drittel der Energie werden von den Industrienationen verbraucht, die weniger als ein Viertel der Weltbevölkerung repräsentieren. Ein Indikator für diese unterschiedliche Energieintensität ist der Jahresenergieverbrauch pro Kopf, in Industrieländern 4,7 toe, in Schwellenländern 2,9 toe und in Entwicklungsländern 0,78 toe pro Person. Nicht nur die verbrauchte Energiemenge variiert zwischen den unterschiedlich entwickelten Volkswirtschaften, sondern auch der Rohstoffmix und die Verwendung der Primärenergieträger. Aus Abbildung 2 geht hervor, dass Industrieländer im Gegensatz zu Entwicklungsländern wesentlich stärker an das Erdöl gebunden sind. Ursache dafür ist der höhere Anteil des Transportsektors am PEV. Der Rohstoff Kohle ist für alle drei wirtschaftlichen Entwicklungsstufen ein einflussreicher Energieträger, besonders auf dem Sektor der Elektroenergieerzeugung, die weltweit zu 39% durch Kohle bereitgestellt wird. Anders als in Industrieländern ist die Mehrheit der Bevölkerung in Entwicklungsländern nach wie vor auf biogene Rohstoffe wie Brennholz, Ernterückstände und Dung angewiesen. Der Anteil von Biomasse am Primärenergieverbrauch beträgt in Entwicklungsländern 26%, im Vergleich zu 3,4% in Industrieländern. Traditionell wird der Rohstoff Biomasse in Entwicklungsländern zu Heiz- und Kochzwecken eingesetzt. Die moderne Verwendung erneuerbarer Energieträger (Wasser, Windkraft, Solarstrahlung, Geothermie und Biomasse) zur Stromerzeugung, wie in Europa[2], findet heutzutage in Entwicklungsländern nur vereinzelt statt. (Johansson u. Goldemberg 2002)

Rohstoff	Anteil
Kohle	39%
Erdgas	17%
Nuklear	17%
Wasser	17%
Erdöl	8%
sonstige erneuerbare Energien	2%

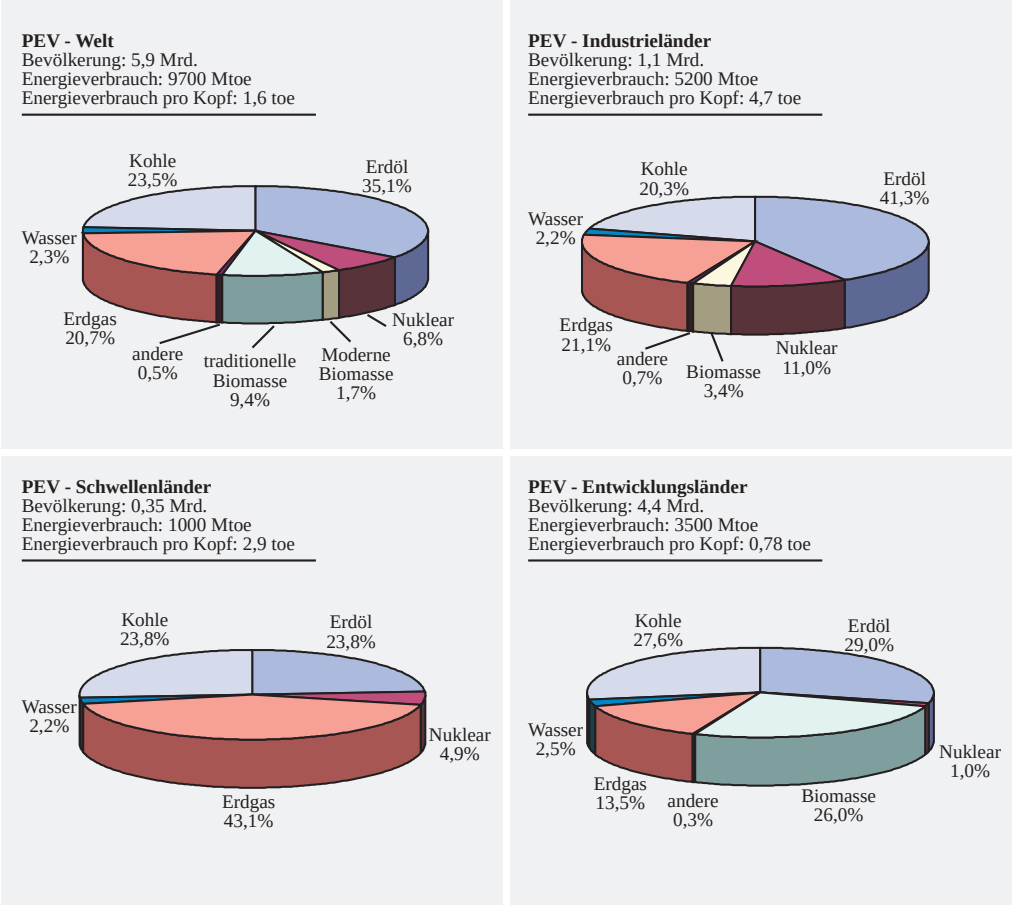
Tabelle 1: Globale Elektrizitätsproduktion 2000

Der Anteil der Stromerzeugung beträgt derzeitig 15% am globalen Endenergieverbrauch und wird auf 22% im Jahr 2030 geschätzt. In industrialisierten Ländern werden jährlich durchschnittlich zwischen 4000 und 7000 kWh Elektrizität je Person verbraucht. In Entwicklungsländern mit einem signifikanten Industrieanteil sind es etwa 1000 kWh pro Kopf und Jahr. Die Aufschlüsselung der globalen Stromerzeugung nach Ressourcen ist in Tabelle 1 dargestellt[3]. Nach der Kohle sind Erdgas, nukleare Brennstoffe und Wasser die wichtigsten Energiequellen. Wasserkraft wird nahezu ausschließlich zur Gewinnung von Elektrizität verwendet und erlangt somit einen Anteil von 17% an der Elektrizitätserzeugung, respektive 2,3% Anteil am PEV. Andere erneuerbare Energiequellen zur Stromgenerierung werden im weltweiten Maßstab in sehr geringem Umfang eingesetzt (2%). (RWE 2002) Jedoch gewinnen sie zunehmend an Bedeutung, vor allem in Industrieländern, in denen erneuerbare Energien politische Unterstützung erfahren und die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber den neuen Erzeugungstechnlogien zunimmt.

Die Bestrebungen der Entwicklungs- und Schwellenländer nach einem starken wirtschaftlichen Wachstum gehen einher mit zunehmender Nachfrage nach Energie. Um einen schnellen Aufbau der Wirtschaft zu niedrigen Investitionskosten zu erreichen sind flexible Energieerzeugungseinheiten gefragt. Erdgas- und Erdöl-befeuerte Gasturbinen gewinnen in diesem Zusammenhang zunehmend an Bedeutung, welches der hohe Anteil von Erdgas am Energiemix der

[1] Millionen Tonne Öl-Äquivalent, 1 Mtoe = 11,63 TWh = 11,63 Mio. MWh
[2] 13,9% erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in Europa 1999 (BMU 2003)
[3] Quelle: (RWE2002)

Abbildung 2: Primärenergieverbrauch 1999 nach Rohstoffen



Quelle: (Johansson u. Goldemberg 2002)

Schwellenländer in Abbildung 2 belegt. Der Elektrizitätsverbrauch in Entwicklungsländern nimmt mit einer jährlich Rate von 3,5% zu, im Vergleich zur industrialisierten Welt mit 1,6% (IEA 2004a, S. 101). Die Herausforderung in diesen aufstrebenden Volkswirtschaften besteht darin, dem rapide wachsenden Energiebedarf nachzukommen und dabei die Kriterien der Nachhaltigkeit zu beachten und die nachteiligen ökologischen Auswirkungen bestehender Energiemodelle zu vermeiden. Folgen die Entwicklungs- und Schwellenländer der Art und Weise der Energieerzeugung der Industrienationen, so werden deren Treibhausgasemissionen wahrscheinlich die der Industrieländer in ein oder zwei Generationen übersteigen. (Kammen u. a. 2003, S. 5)

Die Einbindung erneuerbarer Rohstoffe in die Elektrizitätserzeugung unterstützt das Ziel der umweltfreundlichen Energiegewinnung und stellt eine wichtige Prämisse der nachhaltigen Entwicklung dar. Hinsichtlich der Biomasseanwendung muss der Fokus neu ausgerichtet werden, hin zu modernen Energieumwandlungstechnologien, wie flüssige Biobrennstoffe und Elektrizität aus Biomasse. (Johansson u. Goldemberg 2002; Kammen u. a. 2003) Dass es möglich ist, die bestehenden erneuerbaren Ressourcen in die Energieerzeugungsstruktur eines Entwicklungs- bzw. Schwellenlandes einzubeziehen zeigt das Beispiel Mauritius, wo 30% der installierten Leistung von thermischen Kraftwerken bereitgestellt werden, die der Zuckerrohrverarbeitenden Industrie angeschlossen sind. Während der Zuckerrohrernte wird der Strom aus Bagasse erzeugt und in den übrigen Monaten dient Kohle als Energieträger. 1998 wurden auf diese Weise 14% des mauritischen Energiebedarfs aus Biomasse erzeugt. (Karekezi u. a. 2004)

1.2 Der Wirtschaftsraum Südostasien

Südostasien umfasst die Staaten Brunei Darussalam, Indonesien, Kambodscha, Laos, Malaysia, Myanmar, die Philippinen, Singapur, Thailand und Vietnam. Derzeitig gehört die Region mit einem jährlichen Wirtschaftswachstum von 4,5% (2002) zu den am stärksten wachsenden Regionen weltweit (EC 2004, S. 7). Bereits seit den 80er Jahren ist die Rede vom „asiatischen Wirtschaftswunder“, das durch den wirtschaftlichen Boom einiger Länder Südostasiens geprägt worden ist. Die Staaten des südostasiatischen Raumes sind hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Entwicklungsstufen äußerst heterogen. Die Schwellenländer Singapur, Thailand und Malaysia profitieren von einer frühzeitigen Öffnung der Wirtschaft mit umfangreichen Transformationsprozessen, die zu der Vorreiterstellung dieser Staaten in Südostasien führte. Im Gegensatz dazu setzte der wirtschaftliche Aufschwung der Indochinastaaten (Kambodscha, Laos, Myanmar und Vietnam) wesentlich später ein, so dass sich diese Länder noch auf der Stufe der Entwicklungsländer befinden. Umfangreiche Reformen begleiten den Übergang von der zentral verwalteten Wirtschaft hin zur Marktwirtschaft. Diese sind gekennzeichnet durch den Rückzug staatlicher Lenkungsaktivitäten aus Wirtschaftsprozessen, die Einbindung des privaten Sektors in die Wertschöpfung sowie zunehmende Diversifizierung der Marktwirtschaften. Der bisher wichtigste Wirtschaftszweig, die Agrarwirtschaft, befindet sich im Wandel von der existenzerhaltenden Landwirtschaft zur kommerzialisierten Agrarwirtschaft. Der Anteil der Landwirtschaft am Pro-Kopf-Einkommen sinkt zugunsten industrieller Wertschöpfung. Der Handel erlangt immer stärkere Bedeutung, was sich in der Zunahme der Handelsvolumen der Staaten widerspiegelt. So beträgt das Verhältnis von Handel zu BIP in Thailand, Kambodscha und Vietnam jeweils über 100%. (ADB 2004b) Die Europäische Union (EU) ist für die Staaten der ASEAN (Association of South East Asian Nations) dritt wichtigster Handelspartner mit einem ASEAN Exportvolumen von mehr als 60 Mrd. € in die EU. (EC 2004, S. 6 ff.)

Einen Einbruch erlebte die asiatische Wirtschaft Ende der 90er Jahre, als die Asienkrise schwere Schäden auf Finanz- und Gütermärkten hinterließ. Die Region hat sich zum heutigen Zeitpunkt von diesem Schock erholt und erreicht Wachstumszahlen in ähnlicher Höhe wie aus den Jahren vor der Krise. (APEC 2002, S. 10) Das stärkste Wachstum hat Vietnam mit 7,1% in 2003 zu verzeichnen (ADB 2004b, S. 5). Auch in Zukunft wird Südostasien ein bedeutungsvolles Wirtschaftszentrum sein. Prognosen gehen davon aus, dass sich der Schwerpunkt der Weltwirtschaft im Jahr 2050 in den südostasiatischen Raum verlagert haben wird (EC 2004).

Begleitet werden die wirtschaftlichen Entwicklungen von der ansteigenden Energienachfrage. Der PEV Südostasiens im Jahr 2001 betrug 225,4 Mtoe, das entspricht 2,5% des weltweiten PEVs. Die jährlichen Wachstumsraten lagen bei 4,5% (1990 bis 1999) und werden für den Zeitraum 1999 bis 2010 auf 3,3% geschätzt. (RWE 2002; APEC 2002) Bei einem Anteil von 56% Biomasse am PEV, werden vor allem Brennholz sowie Holzkohle zu Heiz- und Kochzwecken eingesetzt (Karekezi u. a. 2004). Besonders die ländliche Bevölkerung (80%) ist nach wie vor auf diese traditionellen Energieträger angewiesen. Biomasse zur Stromerzeugung spielt lediglich eine untergeordnete Rolle. Wie aus Tabelle 2 hervorgeht, wird nahezu die Hälfte der Elektrizität aus Erdgas generiert. Kohle (20%), Wasserkraft (14%) und Erdöl (13%) ergänzen den Energiemix. Der große Erdgasanteil resultiert aus dem rapiden Ausbau der Kraftwerkskapazität, der vorzugsweise durch Gasturbinen erfolgt. Die Nachfrage nach Elektrizität steigt jährlich um 6,1% in der Region und lässt einen weiteren Kraftwerkszubau erwarten (APEC 2002, S. 17). Der Stromverbauch Südostasiens von 325 TWh im Jahr 2001 entspricht 62% des deutschen Stromverbrauchs im selben Jahr, bei mehr als fünffacher

Bevölkerungszahl.

Wie in den vorangegangenen Ausführungen angedeutet, befinden sich die beiden betrachteten Staaten Thailand und Vietnam in sehr unterschiedlichen wirtschaftlichen Entwicklungsstufen. Thailand als fortschrittliches Schwellenland sieht sich demnach anderen Herausforderungen gegenüber, als Vietnam, welches sich in einem früheren Transformationsstadium befindet. Um den Kontext der Implementierung erneuerbarer Energieträger zu erfassen, soll in den beiden folgenden Kapiteln ein differenzierterer Länderüberblick mit Fokus Energieerzeugung und -versorgung gegeben werden. Auf die Struktur der Energiesysteme der beiden Staaten wird in den Kapiteln 7.2.1 und 7.2.2 näher eingegangen.

Tabelle 2: Kennzahlen Südostasiens im Überblick (2001)

Kriterium	Südostasien	Thailand	Vietnam
Fläche	4.400.026 km^2	514.000 km^2	331.000km^2
Einwohner	453 Mio.	61,8 Mio.	79,53 Mio.
BIP pro Kopf	1217 EUR[4]	1874,1 US$	411,3 US$
BIP Wachstum (1990-2000)	4,5%	3,3%	6%
Bevölkerung unterhalb der nationalen Armutsgrenze	n.V.	13,1%	17%
Elektrifizierung	62,2%	98,5%	77,4%
Elektrizitätsverbrauch pro Kopf	717 kWh	1563 kWh	332 kWh
Stromverbrauch	325 TWh	95,61 TWh	25,85 TWh
installierte Leistung	83.000 MW	25647 MW	8227 MW
Stromerzeugung	361 TWh	102 TWh	31 TWh
Anteil Kohle	20,22%	19,16%	10,52%
Anteil Öl	13,30%	2,86%	15,54%
Anteil Gas	48,75%	70,50%	14,45%
Anteil Wasserkraft	14,13%	6,15%	59,49%
Anteil Biomasse	0,28%	1,3%	0%
Anteil sonst. Energieträger	3,60%	0,03%	0%

Quelle: (IEA 2004b; RWE 2003; Shrestha u. a. 2004)

1.3 Thailand

Das Königreich Thailand umfasst eine Fläche von 514.000 km^2. Im Kerngebiet befindet sich die fruchtbare Schwemmlandebene des Menam, die im Westen durch Gebirgsketten und im Nordosten vom Khoratplateau begrenzt wird. Ein Viertel der Fläche ist mit tropischem Regen- und Bergwald sowie mit Monsunwald bedeckt. Politisch ist Thailand in 76 Provinzen (Changwats) gegliedert, in den 61,8 Millionen Menschen leben. Die Hauptstadt Bangkok, am unteren Menam gelegen, zählt 5,5 Millionen Einwohner und ist der größte Ballungsraum Thailands. Wie in vielen anderen Schwellenländern ist Thailand von einem hohen Anteil ländlicher Bevölkerung (71% in 2002) gekennzeichnet, welcher sich durch Urbanisierung zunehmend verringert.[5] Thailand zählt neben Singapur zu einem der entwickeltsten Staaten Südostasiens. Die Armut ist in Thailand im südostasiatischen Vergleich relativ gering ausgeprägt, mit einem Anteil von 13,1% der Bevölkerung unterhalb der nationalen Armutsgrenze.[6] (Shrestha u. a. 2004, S. 11) Etwa die Hälfte der beschäftigten Bevölkerung verdient ihr Einkommen in der Agrarwirtschaft, die 9,4% des thailändischen Bruttoinlandsproduktes[7] (BIP)

[4] Bruttosozialprodukt
[5] Anteil der ländlichen Bevölkerung im Jahr 1995: 82%
[6] 17,2% der ländlichen Bevölkerung und 1,5% der städtischen Bevölkerung sind von der Armut betroffen
[7] BIP im Jahr 2002: 126,9 Mrd. US_{2002}\$ (ADB 2004a)

bemisst. Die Landwirtschaft nutzt 42% der Landfläche, wobei Hauptanbauprodukte Zuckerrohr, Maniok, Reis, Kautschuk, und Mais sind. Reis ist das wichtigste Exportgut Thailands. Viehwirtschaft und Fischfang erlangen zunehmende Bedeutung. In der Forstwirtschaft besteht seit 1989 ein gänzliches Abholzungsverbot, welches die Konsequenz umfangreicher Rodungen in der Vergangenheit ist. Neben Agrarwirtschaft sind der Dienstleistungssektor mit 48% und die Industrie mit 42,6% an der nationalen Wertschöpfung beteiligt. Die Hauptindustriezweige sind die Zementindustrie, Textilindustrie sowie die Nahrungsmittel-verarbeitende Industrie. (ADB 2004a)

Wirtschaftlich war Thailand in den Jahren vor der Asienkrise eine der am schnellsten wachsenden Nationen Südostasiens. Zwischen 1985 und 1994 wuchs das BIP mit einer jährlichen Rate von 9,5% (IEA 1997a, S. 257). Auch nach der Asienkrise stabilisierte sich das Wirtschaftswachstum schnell und erreichte 2003 einen Wert von 6,7%. Diese starke Entwicklung wurde von einem zunehmenden Energieverbrauch[8] begleitet. Dabei ist Thailand enorm von Rohstoffimporten abhängig, die hauptsächlich Erdöl für den Transportsektor, Erdgas für die Stromerzeugung sowie Kohle für industrielle Verwendung betreffen. Die heutigen Ölreserven werden auf 156 Millionen Barrel geschätzt. Bei einer Produktionsmenge von 114.000 Barrel pro Tag (2001) können lediglich 14,5% des Verbrauchs (785.000 Barrel pro Tag im Jahr 2001) gedeckt werden. Die Differenzmengen an Rohöl müssen importiert werden. Zusätzlich zu den Erdölvorkommen befinden sich ertragsreiche Erdgasfelder im Golf von Thailand. Insgesamt werden Erdgasreserven von 12,7 tcf[9] prognostiziert. Obwohl sich die Fördermenge von 1990 zu 2001 mehr als verdreifachte, betrug 2001 das Erdgasdefizit 184 bcf, bei einer Vervierfachung des Verbrauches im selben Zeitraum. Wichtige Partner für den Import sind Oman sowie Indonesien. Zunehmende Bedeutung gewinnt der Transport von verflüssigtem Erdgas mittels LNG Tanker.[10] Der Kohleabbau, vorwiegend Förderung von Braunkohle im Norden des Landes, belief sich in 2001 auf eine Menge von 21,61 Mio. Tonnen. Davon wurden 70% für die Stromerzeugung eingesetzt. Kohlekraftwerke in Thailand werden fast ausschließlich mit inländischer Kohle betrieben. Der Hauptteil der Importkohle kommt der Industrie zu Gute, speziell der Zementindustrie, die aus energetischen Gründen auf einen hohen Bitumengehalt angewiesen ist. Zukünftig ist der Import qualitativ höherwertiger Kohle auch zur umweltfreundlicheren Stromproduktion vorgesehen. (DOE 2004)

Die Elektrizitätserzeugung in Thailand stützt sich auf den Rohstoff Erdgas, mit 70% (Tabelle 2). Erdgas wird größtenteils in Gas- und Dampfturbinen (GuD) Kraftwerken verbrannt, die etwa die Hälfte des Kraftwerksparks von 25,6 GW repräsentieren. Viele dieser Anlagen entstanden nachdem der Elektrizitätsmarkt 1992 geöffnet wurde und sich Independent Power Producer (IPP) an der Erzeugung beteiligten. Aus Kohlekraftwerken kam knapp ein Fünftel der in 2001 generierten Energie von 102 TWh. Aus erneuerbaren Energiequellen, hauptsächlich in Wasserkraftwerken, wurde eine Strommenge von 7,7 TWh (7,5%) erzeugt. Nach der Wasserkraft ist Biomasse der wichtigste erneuerbare Energieträger für Thailand. In Form von kleinen Anlagen bzw. angesiedelt an landwirtschaftliche Produktionsbetriebe wird Biomasse von privaten Energieerzeugern (SPP – Small Power Producer) genutzt. Im Jahr 2002 lieferten 29 Kleinanlagen, mit insgesamt 176 MW installierter Leistung Biomasseenergie an das Netz. Zusätzlich diente Biomasse im Kohlekraftwerk Tha Toom als Co-Brennstoff (ca. 150 MW). Die Summe der aus Biomasse erzeugten Energie beträgt ca. 1,3%, dies entspricht einer Strommenge von 1,4 TWh. (DOE 2004; Srisovanna 2002; Malakul 2004)

[8] PEV im Jahr 2001: 75,54 Mtoe (IEA 2004b)

[9] Der Energiegehalt dieser Menge Erdgas entspricht ca. 2,1 Mrd. Barrel Erdöl.

[10] Die Staaten des asiatisch-pazifischen Raumes hatte einen Anteil von 74% an den weltweiten LNG (Liquefied Natural Gas) Importen im Jahr 2000 (IEA 2001, S. 227)

Das Stromnetz ist aufgrund der umfangreichen Elektrifizierungsbestrebungen in der Vergangenheit landesweit ausgebaut. So haben 98,5% der Bevölkerung Zugang zu elektrischem Strom. Der Pro-Kopf-Energieverbrauch belief sich im Jahr 2001 auf 1563 kWh. Unter den südostasiatischen Staaten nimmt Thailand nach Singapur und Malaysia die dritte Position ein und liegt deutlich über dem Mittel von 717 kWh pro Person und Jahr. Die thailändischen Haushalte hatten einen Anteil von 22% am Stromverbrauch. Etwa drei Viertel entfielen auf Industrie und Dienstleister. (Shrestha u. a. 2004; IEA 2004b)

1.4 Vietnam

Entlang der Ostküste Hinterindiens erstreckt sich die Sozialistische Republik Vietnam. Gegliedert in drei Naturräume befindet sich im Norden das Delta des Roten Flusses (Tongkingdelta) und im Süden das Mekongdelta. Dazwischen verläuft das Bergland, welches drei Viertel der Landfläche einnimmt. Auf einer Fläche 331.000 km^2 leben knapp 80 Mio. Menschen. Somit ist die Bevölkerungsdichte mit 240 Ew/km^2 doppelt so groß wie die Thailands.[11] In den Tiefländern der beiden großen Flüsse ist die Bevölkerungsdichte besonders hoch, im Tongkingdelta beträgt sie 7.250 Ew/km^2. Die Landbevölkerung repräsentiert drei Viertel der gesamten Einwohner Vietnams. Allerdings ist diese Bevölkerungsschicht auch die ärmste in Vietnam. Im Jahr 2000 lebten 46% der ländlichen Bevölkerung unterhalb der nationalen Armutsgrenze, gegenüber 9% der Stadtbevölkerung. Im Gegensatz zu den Ballungsräumen im Süden und dem Raum Hanoi gibt es vor allem in den bergigen Regionen Nord- und Zentralvietnams sehr arme Gemeinden, teilweise mit Einkommen geringer als 100 US$ pro Person und Jahr. (ECA 2002; FAO 2004a; IEA 2004b)

Vietnam ist ein Agrarstaat. Der überwiegende Teil der Beschäftigten ist in der Landwirtschaft tätig. Der Anteil der Agrarwirtschaft am BIP war 2002 mit 23% mehr als doppelt so hoch im Vergleich zu Thailand mit 9,4%.[12] Auf vier Fünfteln der landwirtschaftlichen Nutzfläche wird Reis angebaut. Das Hauptanbaugebiet ist das Mekongdelta. Vietnam exportiert mehr als die Hälfte des produzierten Reis und ist nach Thailand der zweit größte Reisexporteur weltweit. Darüber hinaus werden Zuckerrohr, Früchte, Kautschuk, Tabak und Kaffee für den Export angebaut. Die nationalen Erträge aus der Landwirtschaft verdoppelten sich gegenüber der Produktion im Jahr 1985. Der Anteil der Agrarwirtschaft am BIP schwindet zunehmend[13], was auf den rapiden Ausbau des Industrie- und Dienstleistungsgewerbes zurückzuführen ist. Aufgrund von Rohstoffvorkommen wurden im Norden des Landes Eisen- und Stahlindustrie, Zementindustrie sowie Maschinenbau errichtet. Der Süden hingegen ist bevorzugter Standort für Nahrungsmittelindustrie, Textilindustrie und Unternehmen der Elektronikbranche. Zudem verfügt der Süden über einen umfangreich ausgebauten Handels- und Dienstleistungssektor. (ADB 2004a; APEC 2002; Hai 2002)

Umfassende marktwirtschaftliche Reformen seit 1986 führten zu einer starken Belebung der Wirtschaft Vietnams. Während des vergangenen Jahrzehnts stieg das BIP mit einer jährlichen Rate zwischen 6 und 8% und erreichte im Jahr 2002 35,1 Mrd. US$. Überproportional entwickelte sich die Wertschöpfung auf dem Energiesektor (Elektrizität, Gas, Wasser) mit einem jährlichen Wachstum zwischen 11 und 13% während der letzten 10 Jahre. Zur Bereitstellung der Energie kann Vietnam weitestgehend auf eigene Ressourcen zurückgreifen. Dank seiner geographischen Lage verfügt der Staat besonders in den bergigen Gebieten und

[11] Zum Vergleich, die Bevölkerungsdichte Deutschlands im Jahr 2000: 230 Ew/km^2

[12] Absolut betrachtet, waren jedoch die Erträge aus Landwirtschaft in Vietnam mit 8,1 Mrd. US$_{2002}$\$ niedriger als die thailändischen, mit 11,9 Mrd. US$_{2002}$\$.

[13] Anteil der Landwirtschaft am BIP in Vietnam im Jahr 1990 betrug 38,7%.

während der Regenzeit über ein hohes Wasserkraftpotenzial. Schätzungen zufolge sind 80 TWh jährlich aus 18.000 bis 20.000 MW installierter Leistung wirtschaftlich umwandelbar. Weiterhin werden die reichhaltigen Kohlereserven (3,9 Mrd.t)[14] genutzt. Die umfangreichste Kohlelagerstätte befindet sich im Norden in der Provinz Quang Ninh. Die jährliche Kohleförderung überstieg den Bedarf der Zementindustrie (3,7 Mrd.t in 2001), der Stromerzeugung (2,4 Mrd.t) und der anderen Industriezweige (2,3 Mrd.t), so dass zusätzlich 3,2 Mrd.t Kohle exportiert wurden. In Anbetracht der wirtschaftlichen Ausbauziele bis 2020 wird die vietnamesische Kohleförderung auch weiterhin den inländischen Bedarf decken.[15] Im Süden Vietnams gibt es kein solches Kohleaufkommen, so dass sich dieser Teil des Landes auf den Rohstoff Erdgas ausgerichtet hat. Gasfelder befinden sich in den südwestlichen und östlichen Gewässern vor der Küste Vietams. Die jährliche Gasnachfrage von 71 bcf (2002) kann durch einheimisches Erdgas abgedeckt werden. Die Erschließung neuer Gasfelder und der Aufbau der notwendigen Infrastruktur ermöglicht Vietnam mittelfristig die Unabhängigkeit von Gasimporten.[16] Auch die Erdölförderung ist ausreichend, um dem vietnamesischen Verbrauch (66 Mio. Barrel in 2001) nachzukommen. Allerdings musste in der Vergangenheit das gesamte Rohöl exportiert werden und im Gegenzug Petroleumprodukte eingeführt werden, da Vietnam über keinerlei Raffinerieanlagen verfügte. Im Jahr 2006 soll die erste Raffinerie in Zentralvietnam in Betrieb genommen werden und im Jahr 2009 die zweite im Norden, mit jeweils einer Kapazität von ca. 45 – 50 Mio Barrel pro Jahr. (Balce 2003; ADB 2004a; ASEAN 2004b)

In Vietnam wurde in 2001 eine Strommenge von 31 TWh generiert, dies entspricht 30% der thailändischen Strommenge (vergleiche auch Tabelle 2). Die Erzeugung ist saisonal und regional unterschiedlich und richtet sich nach dem jeweiligen Rohstoffangebot. Elektrizität wird hauptsächlich aus Wasserkraft gewonnen. Sie hatte knapp 60% Anteil an der gesamten Stromerzeugung (Tabelle 2). 85% der Kapazität aus Wasserkraft konzentriert sich auf 4 Großwasserkraftwerke mit mehr als 400 MW Leistung je Anlage. Während der Monsunzeit (Juni bis September) wird vermehrt Strom aus den Wasserkraftwerken in Nord- und Zentralvietnam in den Süden geliefert, wo Rohstoff-bedingt vorwiegend Gas- und Öl Kraftwerke installiert sind. Erdgas und Öl sind zusammen mit 30% an der Elektrizitätsgenerierung beteiligt, wobei Erdgasanlagen zunehmend Öl-befeuerte Kraftwerke ersetzen. Energie aus Kohle (meist im Norden produziert) macht ein Zehntel der erzeugten Elektrizität aus. Außer Wasserkraft spielte bislang Strom aus erneuerbaren Energiequellen kaum eine Rolle. Der Kraftwerkszubau erfolgt verstärkt durch fossile Erzeugeranlagen, so wächst der Kohlekonsum mit jährlich 12,7%, Gas mit 10,3% und Wasserkraft mit 5,2% (APEC 2002, S. 106). Gegenüber 2001 sank der Anteil der Wasserkraft am nationalen Energiemix im Jahr 2003 auf 46,4%, Kohle erhöhte sich auf 15,0% und Erdgas stieg auf 29,0% (Tuyen u. Michaelowa 2004).

Hauptabnehmer der Elektrizität sind die privaten Haushalte (52% in 2001) im Gegensatz zu Thailand, in dem die Industrie wichtigster Nachfrager ist. Innerhalb Südostasiens hat Vietnam einen der geringsten Stromverbräuche je Einwohner mit 332 kWh/Ew und Jahr. Mit zunehmender Industrialisierung steigt der Pro-Kopf-Verbrauch und die Nachfragestruktur verlagert sich hin zum Industriesektor, bei abnehmender Energieintensität[17]. Einschätzungen der APEC (Asia Pacific Energy Research Centre) zufolge, hat Vietnam unter den APEC Staaten (einschließlich Südostasien) den stärksten Zuwachs des Elektrizitätsverbrauchs zu verzeichnen, was eine erhöhte Nachfrage nach Rohstoffen nach sich zieht. Die Bedingungen

[14] diese Menge entspricht etwa einem zehntel der deutschen Braunkohlereserven

[15] Kohleproduktion 2010 bis 2020: 15 – 20 Mio.t, davon für die Stromerzeugung: 6 – 8 Mio.t

[16] geplanter Ausbau der Förderstätten bis 2007 auf eine Kapazität von 570 bcf p.a. bei einem erwarteten Verbrauch von 365 bcf p.a. im Jahr 2010

[17] Energieintensität 1999: 2130 toe/Mio. US_{1990}\$ BIP, Prognose für 2020: 1434 toe/Mio. US_{1990}\$ BIP

für den Zugang zu elektrischem Strom sind für die vietnamesische Bevölkerung schlechter als in Thailand. In Vietnam existieren ca. 9000 Kommunen, von denen über 80% elektrifiziert sind. Jedoch ist die Elektrifizierung innerhalb der Gemeinden unzureichend, so dass nur etwa 50% bis 60% der ländlichen Haushalte mit Strom versorgt sind. Der nationale Stromversorger (Electricity of Vietnam – EVN) beabsichtigt diese Rate auf 90% bis 2010 zu erhöhen. Die städtische Bevölkerung ist nahezu vollständig an das Stromnetz angeschlossen. (ADB 2004a; IEA 2004b; ECA 2002)

1.5 Fazit

Thailand ist unter den Staaten Südostasiens eine der am weitest entwickeltsten Volkswirtschaften. Im südostasiatischen Maßstab hat Thailand einen relativ hohen Elektrizitätsverbrauch je Einwohner, welcher hauptsächlich auf die industrielle Produktion zurückzuführen ist. Das nationale Elektrizitätsnetz ist fast flächendeckend ausgebaut, so dass nahezu alle Bevölkerungsteile Zugang zu elektrischem Strom besitzen. Für die Bereitstellung der Energie ist Thailand stark von Rohstoffimporten abhängig, vorwiegend vom Erdgas.

Vietnam befindet sich in seiner wirtschaftlichen Entwicklung hinter Thailand, bei jedoch starken Wirtschaftswachstum (7%). Enorme Zuwachszahlen hat der Energiesektor zu verzeichnen (11 bis 13%), wobei derzeitig die privaten Haushalte noch Hauptabnehmer sind. Vietnam hat einen äußerst niedrigen Pro-Kopf-Elektrizitätsverbrauch. Es bestehen Defizite in der Netzabdeckung der ländlichen Bevölkerung, besonders in den bergigen Regionen, so dass das nationale Elektrifizierungsniveau im Jahr 2001 77% betrug. Im Gegensatz zu Thailand kann Vietnam weitestgehend auf Rohstoffimporte verzichten und Elektrizität durch einheimische Ressourcen erzeugen. Hauptenergiequelle ist die Wasserkraft (60%), deren Anteil an der Stromerzeugung jedoch durch den Zubau thermischer Kraftwerke geschmälert wird.

2 Energiegewinnung aus Biomasse

2.1 Rohstoff Biomasse

Die Erzeugung von Energie aus Biomasse ist eine indirekte Nutzung der Sonnenenergie. Die Strahlungsenergie der Sonne wird in Pflanzen durch Photosynthese in chemische Energie umgewandelt und gespeichert. Diese energiehaltigen Pflanzen bzw. Pflanzenbestandteile bezeichnet man als Biomasse. Durch geeignete Verfahren, z.B. Vergasung und Verbrennung wird die gespeicherte chemische Energie in thermische Energie umgewandelt und dann weiter in elektrische Energie. Neben pflanzlichen Materialien werden weitere Rohstoffe organischer Herkunft als Biomasse bezeichnet, wie beispielsweise tierische Abfälle, Klärschlamm sowie Industrierückstände biologischen Ursprungs (z.B. Zellstoff). (Kaltschmitt u. Hartmann 2001, S. 2) Allgemein können Biomasserohstoffe in folgende Kategorien unterteilt werden:

- Rückstände und Abfallprodukte
- zweckgebunden angebaute, pflanzliche Energieträger
- natürliche Vegetation

Die natürliche Vegetation wurde bislang nur in sehr geringem Umfang zur nachhaltigen Energieerzeugung genutzt. Vor allem in Entwicklungsländern besteht ein sehr hoher Bedarf an Brennholz, der keinesfalls durch eine nachhaltige Waldbewirtschaftung gedeckt wird. Somit konzentrieren sich die wichtigsten Biomasserohstoffe auf die ersten beiden Kategorien, die

biogenen Reststoffe und Energiepflanzen. (Kartha u. Larson 2000, S. 39)

Energiepflanzen könnten in Zukunft bei einem umfangreichen Ausbau der Biomassenutzung den Hauptanteil (zwei Drittel) der Biomasseproduktion bilden, so geschildert im biomasseintensivsten Szenario des IPCC Reports 1996. Dieses Szenario geht davon aus, dass im Jahr 2050 weltweit 385 Mio. ha (davon drei Viertel in Entwicklungsländern) für den Anbau von Pflanzen zur Energieerzeugung genutzt werden können. Zum Vergleich, Agrarflächen bedecken weltweit derzeitig 1,5 Mrd. ha Land und Waldflächen 4,1 Mrd. ha Land. Der Anbau von Energiepflanzen darf nicht in Kontrast zur Landwirtschaft und der Nahrungsmittelversorgung stehen, so dass für die energetische Verwendung geringwertigere Landflächen genutzt werden sollten. In Entwicklungsländern stehen davon mehr als 2 Mrd. ha zur Verfügung. In Brasilien und Indien werden bereits Eukalyptusbäume für energetische Zwecke als Biomasserohstoffe angebaut. (Kartha u. Larson 2000, S. 43ff.).

Die heutige kommerzielle Nutzung der Biomasse konzentriert sich auf die Verwendung von organischen Rückständen, dazu gehören Ernterückstände, biogene Industrieabfälle sowie Gase aus Klär- und Gülleabfällen. Eine Besonderheit stellen feste Deponieabfälle dar, wie beispielsweise Hausmüll. Dieser ist im eigentlichen Sinne keine Biomasse. Die Abgase einer Deponie, die meist aus organischen Substanzen stammen, werden jedoch verschiedentlich als gasförmige Biomasse erfasst. Die Ausführungen in dieser Arbeit halten sich an die Definition der deutschen Biomasseverordnung und der thailändischen Energiebehörde (National Energy Policy Office – NEPO) und beschränken den Biomassebegriff auf land- und forstwirtschaftliche Rohstoffe sowie Klär- und Gülleabfälle. (NEPO 2000a; BMU 2001)

Geeignete Ernterückstände im südostasiatischen Raum sind Bagasse aus Zuckerrohr, die Reste der Reispflanzen und Überreste der Palmenfrüchte bei der Ölherstellung. Die Ausbeute der Biomasse aus den pflanzlichen Überresten variiert zwischen den verschiedenen Agrarpflanzen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wichtigsten Biomasserohstoffe und deren Kenngrößen. Bei der Verwendung der Daten muss beachtet werden, dass die Rohstoffwerte regionalen Schwankungen unterliegen und somit nicht uneingeschränkt auf alle landwirtschaftlich genutzten Gebiete übertragen werden können. Das Ernte-Restoff-Verhältnis (Crop Residue Ratio – CRR) gibt an, welcher Trockenanteil an Rückständen je Menge Ernteprodukt verbleibt.[18] Die durch das CRR errechnete verfügbare Menge an Biomasse ist das theoretische Potenzial, welches aus der Menge der Nahrungsmittelproduktion resultiert. Die theoretische Verfügbarkeit der Biomasse wird durch zwei Faktoren eingeschränkt. Zum einen durch die alternative Verwendung der Ernterückstände, ebenfalls aufgeführt in Tabelle 3 und zum anderen durch die Höhe der Transportkosten zur Biomasseanlage, die einen einflussreichen Kostenparameter des Preises für Biomasse darstellen.

Ausschlaggebend für einen hohen Energiegehalt des Rohstoffs ist ein großer Kohlenstoffanteil und eine geringe Feuchte des Biomaterials. Für einige pflanzliche Biorohstoffe sind in Tabelle 3 die Heizwerte angegeben. Zuckerrohrreste im getrockneten Zustand haben einen Heizwert von 16 bis 17 MJ/kg, wohingegen der Heizwert des Rohmaterials bei einem Feuchtigkeitsgehalt von 50% knapp 8 MJ/kg bemisst (KEEC 2004). Im Vergleich zu fossilen Rohstoffen liegen energiereiche Biomasse-Rohstoffe im unteren Bereich des Heizwertes von Kohle, wobei Steinkohle einen Heizwert von etwa 29 MJ/kg und Braunkohle (getrocknet) 18 MJ/kg hat (Schiffer 2002, S. 71). Nachfolgend sollen die wichtigsten Biomasse-Rohstoffe Südostasiens detailliert beschrieben werden.

[18] z.B. 1,5 Tonnen Reisstroh je Tonne Reiskörner

Tabelle 3: Technische Kennwerte pflanzlicher Biomasserohstoffe

Ernteprodukt	Ernterückstand	CRR	Heizwert [19] in MJ/kg	typische Reststoffnutzung
Zuckerrohr	Bagasse	0,15	17,33	Brennstoff in Zuckerrohrmühlen, Grundstock in Papierindustrie
Zuckerrohr	Blätter	0,15	16,42	Futtermittel, Verbrennung auf dem Feld
Baumwolle	Baumwollkerne	n.V.	13,8	n.V.
Baumwolle	Baumwollstiele	3,0	18,26	Brennstoff im Haushalt
Reis	Reishülsen	0,25	16,14	Brennstoff in Kleinindustrie, Asche als Zusatz in der Zementindustrie
Reis	Reisstroh	1,5	16,28	Futtermittel, Baumaterial, Verbrennung auf dem Feld
Kokosnuss	Hülle	0,1 kg/Nuss	20,56	Brennstoff im Haushalt
Kokosnuss	Faser	0,2 kg/Nuss	19,24	Herstellung von Matratzen und Teppichen
Palmenöl	Fruchthülle	0,25	19,41	
Palmenöl	Faser	0,147	19,94	Textilindustrie
Miscanthus			17,7	
Rapskörner			26,5	

Quelle: (Kartha u. Larson 2000; Koppe u. Juchelková 2003; Malakul 2004)

Zuckerrohr wird einmal im Jahr geerntet. Der Ertrag aus einem Hektar Land beträgt laut einer thailändischen Machbarkeitsstudie 62,5 Tonnen Zuckerrohr (Feuchtigkeitsgehalt 70,5%) (KEEC 2004). Bereits bei der Ernte werden die Stiele der Pflanze von den restlichen Pflanzenteilen getrennt. Die Pflanzenreste (Pflanzenspitzen und Blätter) dienen als Futtermittel, zu Düngezwecken oder bleiben in den meisten Fällen ungenutzt. Eine Analyse des thailändischen Biomassepotenzials geht von einer ungenutzten Menge von Zuckerrohrblättern und Pflanzenspitzen von 98,6% aus (Malakul 2004). Die Stiele werden zur Gewinnung des Zuckerrohrsaftes in Zuckermühlen zerkleinert und gepresst. Das in diesem Prozess anfallende feste Abfallprodukt ist Bagasse. In vielen größeren Zuckermühlen wird bereits Bagasse eingesetzt, um einen Teil der benötigten Prozessenergie zu erzeugen. Sie wird dafür verbrannt und über einen Dampfprozess die erforderliche Prozessenergie erzeugt. Bagasse ist mit einem Heizwert von ca. 17 MJ/kg (Trockengewicht) ein energiereicher und zudem in ausreichender Menge verfügbarer Rohstoff. Die Menge an Biomasse je Hektar Land bestimmt sich über das CRR (0,15) und ergibt sowohl für Zuckerrohrreststoffe als auch für Bagasse jeweils 9,4 t/ha. Insgesamt können aus einem Hektar Zuckerrohr 19 Tonnen Biomasse gewonnen werden. (Kartha u. Larson 2000)

Reis als eines der wichtigsten Agrarprodukte im südostasiatischen Raum, kann zwei bis drei mal jährlich geerntet werden. Reisstroh als Abfallprodukt verbleibt oft als Futtermittel auf den Farmen oder wird auf den Felder verbrannt. Nur die Reiskörner mit ihren Hülsen kommen in die weitere Nahrungsmittelproduktion. Die Körner werden von den Reishülsen in Mühlen separiert. Etwa die Hälfte der anfallenden Reishülsen werden weiterverarbeitet, z.B. als Düngemittel oder als Zusatzstoff in der Zementherstellung. Die ungenutzten Reishülsen stellen in einigen Mühlen ein zu bewältigendes Entsorgungsproblem dar, da die feinen, leichten Partikel zu Luftverunreinigung und somit zu Atemproblemen führen. Reishülsen sind ein geeigneter Biomasserohstoff, da sie von Natur aus sehr klein sind (weniger als 5mm lang und 2mm stark) und einen geringen Feuchtigkeitsgehalt aufweisen (15%). Somit reduziert sich der Aufwand für die Trocknung und Zerkleinerung vor der anschließenden Verwertung. Je

[19] je Menge getrockneter Biomasse

produzierter Tonne Reis fällt ein Viertel der Menge als Reishülsen an. Ein weitaus größeres Potenzial stellt die Verwendung des Reisstrohs dar. Mit einem CRR von 1,5 und einem ähnlich hohen Heizwert wie der der Reishülsen, könnte aus Reisstroh die sechsfache Energiemenge erzeugt werden. Dem gegenüber steht der erhöhte Transportaufwand, der aufzubringen wäre, um das Reisstroh zur Biomasseanlage zu befördern sowie ein zusätzlicher Aufwand für das Zerkleinern des Strohs. (Chungsangunsit u. a. 2004; Kartha u. Larson 2000)

Weitere pflanzliche Rückstände kommen aus der Ölpressung und der Forstwirtschaft. Die in Ölmühlen anfallenden Abfallprodukte (Palmenfasern, Schalen und Fruchtmark) bieten sich aufgrund ihres hohen Heizwertes (ca. 20 MJ/kg, siehe Tabelle 3) als Biomasserohstoff an. Nachteilig für die Aufbereitung des Rohstoffes ist die Notwendigkeit der Zerkleinerung der energiereichen Fruchthüllen, welche den technischen Aufwand für die Bereitstellung der Biomasse erhöht. Darüber hinaus werden Palmenfasern in der Textilindustrie eingesetzt, was die Verfügbarkeit des Rohstoff einschränkt. In der Forstwirtschaft sind Biomasseressourcen in der Kautschukproduktion zu finden. In Sägewerken werden Späne und Holzreste teilweise thermisch zur Trocknung des Holzes genutzt. Bislang ungenutzt sind die Wurzeln der Kautschukbäume, die auch als biogener Rohstoff geeignet sind. Bei der Verwendung von Holz als Biomasserohstoff ist die Zerkleinerung und Trocknung ebenfalls Voraussetzung zur energetischen Umwandlung. (Malakul 2004)

Neben pflanzlichen Reststoffen dienen andere organische Abfälle, wie Klärschlamm oder tierische Exkremente als Ausgangsstoff für Biomasseenergie. Ihre Verwendung beschränkt sich vornehmlich auf die Biogasproduktion, angesiedelt an landwirtschaftlichen Betrieben und Haushalten sowie an Kläranlagen in kleinen Gemeinden. Besonders vorteilhaft ist die energetische Verwertung der tierischen Abfälle in großen Farmen, da in diesen landwirtschaftlichen Betrieben die Gefahr von Seuchen und gesundheitlichen Beeinträchtigungen bei einer unzureichenden Entsorgung besteht. (Kartha u. Larson 2000)

Die Preise für den Rohstoff Biomasse sind regional sehr unterschiedlich. In Gebieten in denen große Mengen Ernteabfälle ungenutzt bleiben ist der Preis für eine Tonne Biomasse sehr gering, teilweise kann Biomasse sogar kostenlos bezogen werden. Die typische Preisspanne in Thailand für Bagasse liegt bei 0 bis 150 Bath/t (0 – 3,50 US_{2002}\$/t), für Reishülsen bei 0 bis 100 Bath/t und für Holzabfälle bei 50 bis 100 Bath/t. Im Vergleich zu anderen Rohstoffen ist die Biomassegewinnung sehr landintensiv und durch den hohen Feuchtigkeitsgehalt und das große Volumen frischer Ernterückstände sehr transportaufwendig. Durch den Transport der Rohstoffe zur Biomasseanlage können die Kosten für Bagasse oder Reishülsen auf 250 Bath je Tonne und höher ansteigen. (NEPO 2000b) Exakte Transportkosten für Südostasien waren nicht verfügbar, so dass Werte einer Analyse aus dem Jahr 1996 für den indischen Raum eine grobe Abschätzung ermöglichen. Die in Tabelle 4 aufgeführten Kosten beziehen sich auf den Straßentransport per Lastkraftwagen. Es ist zu erkennen, dass Rohstoffe mit einem geringen Feuchtigkeitsanteil und somit großem Volumen (z.B. Reishülsen) höhere Transportkosten verursachen, im Vergleich zu wasserhaltigeren Biorohstoffen. Interessant wäre an dieser Stelle ein Vergleich der Rohstoffe auf Basis der Transportkosten je Energiegehalt des Rohstoffes (US\$/MJ), welche objektivere Maßzahlen für die anfallenden Kosten für den Transport darstellen.[20] Die Kostenspanne für Bagasse und Reishülsen beträgt 3 bis 6 US\$ je Tonne, in Abhängigkeit von der Transportentfernung des jeweiligen Rohstoffs. (Grover u. Mishra 1996, S. 26) Eine andere Studie ermittelte eine ökonomisch realisierbare maximale Entfernung für den Transport der Biomasse von 50 bis 75 Meilen (80 – 120 km) (EPRI 1998). Die Kalkulationen für die Biomasseanlage der Kansai Environmental Engineering Center, Co., Ltd. in

[20] Da für die Werte in Tabelle 4 keine technischen Parameter angegeben wurden, kann ein Vergleich auf Basis des Energiegehaltes nicht geliefert werden.

Thailand aus dem Jahr 2004 gehen von einem Gesamtpreis für Reishülsen von 400 Bath je Tonne aus, wobei der aktuelle Marktpreis zum Zeitpunkt der Analyse 800 bis 900 Bath/t (ca. 20 US$/t) betrug. Dieser Anstieg der Kosten ist auf die zunehmende Nachfrage nach dem Rohstoff zurückzuführen. (KEEC 2004) Über die zukünftige Entwicklung der Biomassepreise herrscht weitestgehend Unklarheit. Durch die hohen Transportkosten für Biomasse sind die Anlagenbetreiber auf die regionale Verfügbarkeit angewiesen und somit vom jeweiligen Angebotspreis abhängig. Verglichen mit fossilen Rohstoffen liegt Biomasse bei einem Preis von 18 US$/t (ca. 1 US$/GJ) deutlich unter den Weltmarktpreisen für Erdöl und Erdgas (1998 ca. 2,5 US$/GJ und 2002 ca. 4,5 US$/GJ) sowie teilweise unter dem Importkohlepreis (1 bis 2,5 US$/GJ).[21]

Tabelle 4: Transportkosten für Biomasserohstoffe

in US_{1996}\$/t	0 – 10 km	10 – 30 km	100 – 200 km	>200 km
Sägemehl	2,1	2,8	4,2	5,6
Nussschalen	–	2,8	4,2	5,6
Kaffeehüsen	–	4,9	5,6	7,1
Reishülsen	2,8	4,2	–	—
Bagasse	–	–	4,2	5,6

Quelle: (Grover u. Mishra 1996)

Wie aus den bisherigen Ausführungen deutlich wird, kommen zur Energiegewinnung aus Biomasse ausschließlich speicherbare Rohstoffe zum Einsatz. Darin besteht ein wichtiger Vorteil von Biomasseenergie gegenüber anderen erneuerbaren Energieressourcen. Windkraftanlagen, Solaranlagen und teilweise auch Laufwasserkraftwerke sind abhängig von einem fluktuierenden Energieangebot und können daher nur unstetig Strom abgeben. Biomasseanlagen hingegen können in der Grundlastfahrweise betrieben werden und somit eine gleichbleibende Energiemenge liefern, vorausgesetzt es steht eine ausreichende Rohstoffmenge bereit.(Kammen u. a. 2003, S. 24)

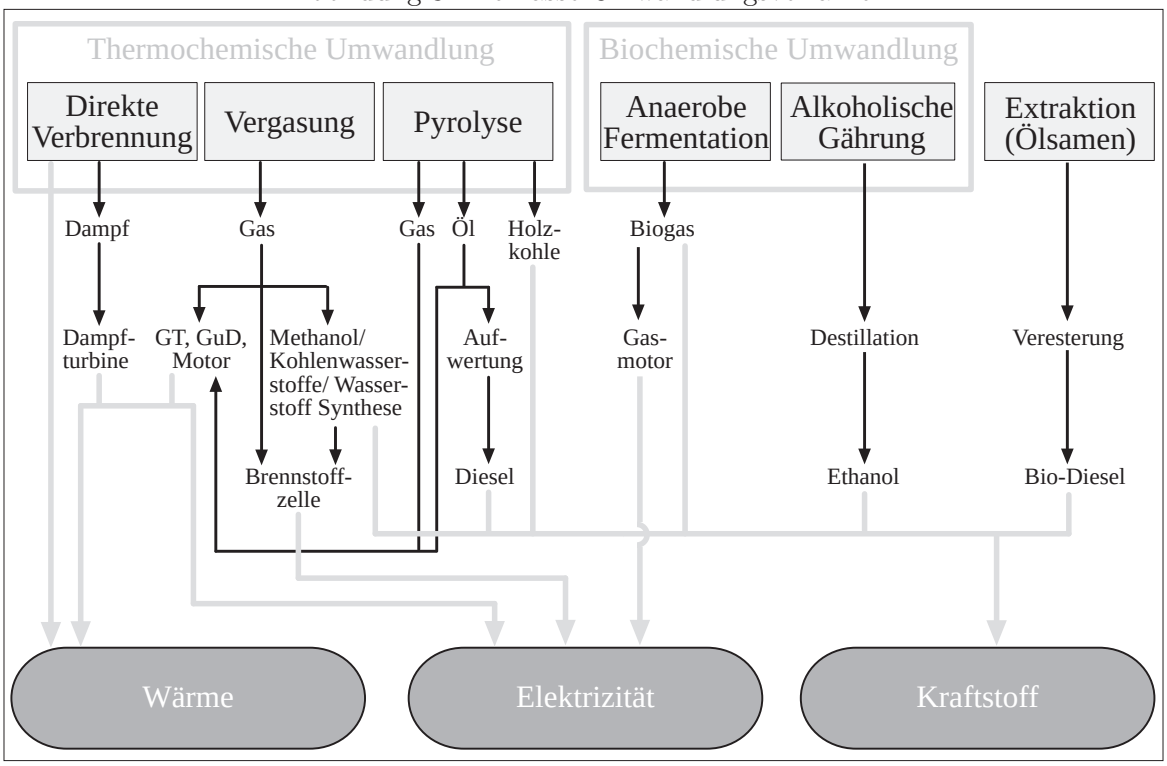
2.2 Biomassetechnologien zur Stromerzeugung

Aus dem Rohstoff Biomasse wird mittels unterschiedlicher Technologien Wärme, Elektrizität oder Kraftstoff gewonnen. Einen Überblick über die Umwandlungsverfahren liefert Abbildung 3. Für einige Anwendungen muss Biomasse in gasförmige oder flüssige Zwischenprodukte konvertiert werden, um energetisch genutzt werden zu können. Dabei besteht teilweise die Möglichkeit gleiche Rohstoffe durch verschiedene Verfahren umzuwandeln. So kann Bagasse beispielsweise direkt verbrannt oder aber thermochemisch bzw. biochemisch vergast werden. Wie Abbildung 3 zeigt, wird aus Biomasse auch Kraftstoff gewonnen, speziell durch das Verfahren der alkoholischen Gärung und durch Extraktion. Da sich die Betrachtungen dieser Arbeit auf Stromerzeugung aus Biomasse konzentrieren, werden diese beiden Prozesse nicht näher erläutert.[22] Die wichtigsten Technologien zur Elektrizitätserzeugung sind im Wesentlichen Dampfturbinenprozess, Gasturbinenprozess und (Gas-) Motoren, auf die in den nachfolgenden Abschnitten näher eingegangen wird.

[21] vergleiche hierzu auch Abbildung 5 auf Seite 29

[22] Einige wenige Projekte sind bekannt, in denen Gemeinden ohne Netzanbindung Elektrizität aus Biodiesel generieren, jedoch ist diese Anwendung die Ausnahme. (BCSE 2004; Kammen u. a. 2003, S. 10)

Abbildung 3: Biomasse-Umwandlungsverfahren



Quelle: (Turkenburg 2000)

2.2.1 Direkte Verbrennung

Die direkte Verbrennung von Biomasse zur Elektrizitätserzeugung ist die derzeitig am häufigsten eingesetzte Biomassetechnologie zur Stromerzeugung (Kammen u. a. 2003). Ausgangsprodukte für die Verbrennung sind meist Agrarprodukte, die während der Ernte als Rückstände anfallen. Der Rohstoff wird in einem Kessel verbrannt und mit Hilfe der frei gewordenen Wärme ein Heißdampf erzeugt. In einer Dampfturbine wird der Heißdampf entspannt und somit ein Generator angetrieben, in dem Elektrizität erzeugt wird. Diesem Verfahren liegt der Rankine Prozess zugrunde, auf dem auch die Stromerzeugung konventioneller Kohlekraftwerke basiert. Biomasseanlagen arbeiten allerdings mit wesentlich niedrigeren Dampfparametern als Kohlekraftwerke. Der Prozessdruck eines modernen Biomassekraftwerkes beträgt 60 bis 80 bar und die Frischdampftemperatur 450 bis 500°C[23]. Die niedrigen Dampfparameter sind Ursache für die vergleichsweise geringen Anlagenwirkungsgrade von maximal 20 bis 25%, im Gegensatz zu modernen Kohlekraftwerken mit ca. 43%. Effiziente Biomasseanlagen erzeugen aus einer Tonne trockenem Rohstoff[24] etwa 1000 kWh Energie. Die direkte Verbrennung wird vorwiegend für mittelgroße Industrieanwendungen mit einem Leistungsbereich von 1 MW bis 50 MW installiert. Biomasseanlagen unterliegen genau wie Kohlekraftwerke skalenökonomischen Prinzipien. Die technische und ökonomische Effizienz könnte durch den Bau leistungsstärkerer Kraftwerke[25] gesteigert werden. Begrenzt wird die Größe der Anlagen durch das Angebot an Biomasse in der Umgebung der Anlage und deren Transportkosten. Größenordnungen von Biomasseanlagen mehrerer hundert MW sind daher ökonomisch schwer realisierbar. Die Ansiedlung von Biomassekraftwerken an der Nahrungsmittel-produzierenden Industrie reduziert diese Nachteile und erschließt somit ein wichtiges Standortpotenzial. (Kartha u. Larson 2000)

[23] moderne Kohlekraftwerke werden mit 240 bar und 550 bis 600°C betrieben
[24] Heizwert ca. 17 MJ/kg
[25] zum Vergleich: Kohlekraftwerke 500 – 900 MW installierte elektrische Leistung

Bereits im vorangegangenen Kapitel wurde die besondere Eignung der Zucker- und Reismühlen als Standorte für die Biomassestromerzeugung erwähnt. In ihnen fallen Bagasse bzw. Reishülsen als Nebenprodukt an. In vielen größeren Zuckermühlen dient bereits Bagasse zur Bereitstellung der Prozessenergie. Mittels Niederdruckdampferzeuger (ca. 20 bar) wird eine Gegendruckturbine angetrieben, welche die notwendige Energie erzeugt. Aufgrund der niedrigen Dampfdrücke und -temperaturen sind diese Systeme energetisch ineffizient, was das Einspeisen von Strom ins Netz verhindert. Durch Modernisierungsmaßnahmen, zu denen die Erhöhung der Dampfparameter (auf ca. 60 bar und 450°C) zählt, kann der Biomassebrennstoff effizienter ausgenutzt werden und Energie, die nicht prozessintern benötigt wird, kann als elektrische Energie ans Netz abgegeben werden (ca. 80 – 100 kWh_{el} je Tonne gemahlenem Zuckerrohr). Würden zusätzlich zur Bagasse die restlichen Pflanzenteile energetisch genutzt, so könnten weitere 200 bis 300 kWh_{el} je Tonne Zuckerrohr generiert werden. Anstrengungen, diese Zuckerrohrabfälle als Biomasserohstoff zu verwenden werden bereits in Brasilien, Kuba, Indien und Thailand unternommen. (Kartha u. Larson 2000)

Tabelle 5: Stromerzeugungskosten für Biomasse-Dampfturbinenanlage mit KWK

Anlagen Charakteristik		
Prozessdesign	Extraktions- Kondensationsturbine (60 bar)	
elektrische Leistung[26]	10 MW_{el}	
Kraft-Wärme-Verhältnis	1:5	
jährliche Stromerzeugung[27]	78.894 MWh_{el}	
jährliche Wärmeproduktion	394.470 MWh_{th}	
jährlicher Biomasseverbrauch[28]	157.788 t	
jährlicher Biomasseverbrauch der EEE	45.082 t	
Kosten Charakteristik		
Investitionskosten	2000 US$ je kW_{el} -Maximalleistung[29]	
Fixkosten (kein Personal) jährlich	40 US$ je kW_{el} -Maximalleistung	
Betriebspersonal jährlich	50 US$ je kW_{el} -Maximalleistung	
variable Kosten	0,0025 US$/kWh	
	Strom + Wärme	Strom
Stromerzeugungskosten	**0,104 US$/kWh**	**0,0607 US$/kWh**
davon Kapitalkosten[30]	0,066 US$/kWh	0,032 US$/kWh
davon fixe Kosten (kein Personal)	0,010 US$/kWh	0,0051 US$/kWh
davon Betriebspersonal	0,013 US$/kWh	0,0063 US$/kWh
davon variable Kosten	0,0025 US$/kWh	0,0025 US$/kWh
davon Biomassekosten für EEE[31]	0,012 US$/kWh	0,012 US$/kWh

Quelle: (Kartha u. Larson 2000)

Ein energetischer Vorteil der Ansiedlung der Kraftwerke an Industrieanlagen ist die Verbesserung der Anlagenwirkungsgrade, indem der Stromerzeugung ein Wärmeprozess angeschlossen ist. Die so genannte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist allerdings abhängig von der Nachfrage nach Prozesswärme. (Kartha u. Larson 2000) Zucker- bzw. Reismühlen konsumieren zum einen selbst Prozessdampf und können zum anderen auch Dampf zur Beheizung oder Klimatisierung öffentlicher Gebäude oder Industrieanlagen liefern.

[26] Würde der gesamte Dampf in Elektrizität umgewandelt, wären 21 MW_{el} erzeugbar.

[27] Kapazitätsfaktor 0,9

[28] durchschnittliche Effizienz der Stromerzeugung 10% und Heizwert 18 GJ je Tonne Biomasse (bei 50% Feuchtigkeitsanteil)

[29] in diesem Fall: 21 MW_{el}

[30] Annuitätenfaktor von 0,1252 (10% Kapitalverzinsung, Nutzungsdauer 25 Jahre, 1,5% Eigentumssteuer und Versicherung

[31] Preis für eine Tonne trockener Biomasse: 18 US$

In Tabelle 5 sind Anlagen- und Kostencharakteristik einer Biomasseanlage mit Direktverbrennung aufgeführt. Die Kennwerte der Anlage sind repräsentativ für eine größere Zuckermühle, die den Hauptteil der erzeugten Energie selbst in Form von Prozessdampf verbraucht. Das Nebenprodukt „Strom“ wird mit einer Leistung von 10 MW_{el} ans Netz abgegeben. Die Maximalleistung einer solchen Anlage beträgt 21 MW_{el}. Dies bedeutet, dass sämtlicher Dampf in Elektrizität umgewandelt wird und kein Dampf für prozessinterne Zwecke zur Verfügung steht. Der jährlicher Biomasseeinsatz an der Anlage beträgt 157.788 Tonnen. Für diese Menge an Biomasse ist eine Zuckerrohr-Anbaufläche von 83 km^2 notwendig, vorausgesetzt es werden sämtliche Reste des Zuckerrohrs (Bagasse und Blätter) verwendet.

Bei spezifischen Kapitalkosten von 2000 US$ je Einheit Maximalleistung beträgt die Investitionssumme der Anlage 42 Mio. US$. Jährliche Fixkosten (nicht Personal) werden mit 2% der Anfangsinvestitionen kalkuliert. Für Betriebspersonal sind 50 US$ je kW_{el} Maximalleistung aufzuwenden.[32] Der aus diesen Kosten resultierende Stromerzeugungspreis ist für eine Anlagenauslastung von 90% in der Tabelle 5 aufgeschlüsselt. Kartha und Larson kalkulierten die Stromgestehungskosten so, dass die gesamten Anlagenkosten durch den Erlös aus dem Stromverkauf von 78.894 MWh (aus 10 MW Leistung) an das Netz amortisiert werden (linke Spalte). Bei dieser Berechnung wird davon ausgegangen, dass die interne Verwendung des Prozessdampfes zum Preis von null erfolgt, was in einem Erzeugungspreis von 104 US$/MWh resultiert. (Kartha u. Larson 2000) Die rechte Spalte zeigt Stromgestehungskosten, welche sich ausschließlich auf die Elektrizitätserzeugung beziehen. Dies kommt zum einen dem Fall gleich, dass die Anlage einzig und allein Strom produziert (maximal 21 MW) und zum anderen, dass Prozessenergie intern nicht kostenlos verrechnet wird. Somit ergeben sich Kosten der Erzeugung in Höhe von 60,7 US$ je MWh.

Zum Vergleich zu den Werten aus Tabelle 5 sollen einige Kostenparameter einer Machbarkeitsstudie über die Biomassenutzung an thailändischen Reis- und Zuckermühlen angeführt werden. Für drei Biomasseanlagen an Reismühlen mit einer Nettoleistung zwischen 8 MW und 8,8 MW wurden spezifische Projektkosten von 1100 bis 1200 US$ je kW_{el} errechnet. Diesen niedrigen Anlagenkosten liegt die Verwendung chinesischen Kraftwerksequipments zugrunde. Weiterhin zeigt die Studie, dass der Preis für Biomasse für thailändische Verhältnisse mit 100 Bath je Tonne Reishülsen (ca. 2,30 US_{2002}\$/t) sehr niedrig kalkuliert werden kann. Dies trifft jedoch nur zu, wenn der gesamte Bedarf der Biomasseanlage durch die Reismühle bereitgestellt wird. Bagasse wurde teilweise sogar mit 50 Bath je Tonne bepreist. (NEPO 2000b, S. 10-14 ff.) Diese Vergleichswerte zeigen, das abweichend von den in Kosten in Tabelle 5 die Errichtung und der Betrieb von Direktverbrennungsanlagen an besonders begünstigten Standorten zu weitaus geringen Kosten möglich ist.

Ein bedeutsamer Aspekt bei der Betrachtung der Technologien ist deren Verfügbarkeit in den jeweiligen Ländern. Die Anlagenherstellung im Inland ist in mehrfacher Hinsicht von Vorteil. Zum einen profitieren einheimische Industrieunternehmen vom Ausbau des Elektrizitätssektors, was die wirtschaftliche Entwicklung des Landes fördert. Zum anderen werden Importe ausländischen Kraftwerksequipments vermieden, wodurch wertvolle Devisen aufgespart werden, die anderweitig eingesetzt werden können. Zudem können einheimische Hersteller Wartungs- und Reparaturleistungen sowie die Ausbildung von Kraftwerkspersonal schneller und kostengünstiger übernehmen. Dampfturbinentechnologien sind im Allgemeinen sehr ausgereift und werden in Entwicklungsländern selbst hergestellt (Kartha u. Larson

[32] Der Personalbedarf für den Betrieb eine solchen Anlage wird auf 2 Personen je MW_{el} für Anlagen zwischen 10 und 30 MW und 1 Person je MW_{el} ab 30 MW geschätzt. Etwa 20% des Personals benötigt eine hohe Qualifizierung, 75% eine mittlere und 5% eine geringe Qualifikation.

2000). Allerdings beschränkte sich die Herstellung in der Vergangenheit vorwiegend auf Niederdrucksysteme, die nicht für die effiziente Verwertung von Biomasse geeignet sind. Die Entwicklungen auf dem Elektrizitätserzeugungssektor (nicht nur in Bezug auf Biomassetechnologien) stellen neue Anforderungen an Hersteller für Kraftwerksanlagen, was die Entwicklung modernen Hochdruck-Dampferzeuger zur Folge hat. In Thailand mussten im Jahr 2003 Hochdruck-Dampferzeuger noch aus Japan oder Europa eingeführt werden, wohingegen heutzutage einheimische Hersteller, wie die Bangkok Industrial Boilers Co.,Ltd. Systemanbieter für Biomasseverbrennungsanlagen sind (Amatayakul u. Greacen 2002, S. 9)(ASEAN 2005). Auch in Vietnam können Biomasse-Direktverbrennungsanlagen hergestellt werden, z.B. von der Vietnam Boiler Company. (Drillisch 2004)

Zum Schluss dieses Abschnittes sei eine weitere Möglichkeit der direkten Verbrennung von Biomasse genannt. Biomasse kann in thermischen Kraftwerken als Substitut für Kohle eingesetzt werden. Sie kann entweder als Rohmaterial oder in Form von Biomassepellets mit einem höheren Heizwert der Kohle beigemischt werden. Kohlekraftwerke werden meist in großen bis sehr großen Leistungsbereichen installiert und benötigen daher einen hohen Brennstoffeinsatz. Somit sind große Mengen an Biomasse notwendig um einen signifikanten Teil der Kohle zu substituieren. Es ist ein kosteneffizienter Transport der Biomasse zum Kraftwerk notwendig, um die Konkurrenzfähigkeit der Biomasse gegenüber der Kohle zu gewährleisten. (Grover u. Mishra 1996) Konkrete technische und ökonomische Parameter für dieses Anlagenkonzept waren nicht verfügbar, so dass diese Variante der Biomassenutzung in dieser Arbeit nicht weitergeführt wird.

2.2.2 Thermochemische Gasgewinnung

Bei dieser Anwendung wird aus fester Biomasse ein brennbares Gas erzeugt welches Ausgangsprodukt für die weitere Energieumwandlung ist. Als Rohmaterialien dienen Holzschnitzel, Getreidereste, Reishüllen, Nussschalen von Palmenpflanzen, Sägespäne, Biomassebriketts oder auch getrocknete Bagasse. Der Feuchtigkeitsgehalt der Ausgangsstoffe sollte maximal 20% betragen. (Kartha u. Larson 2000, S. 87) Das Produktgas kann mittels Vergasung oder Pyrolyse (Entgasung) aus Biomasse gewonnen werden. Bei dem Prozess der Vergasung findet mit Hilfe eines Vergasungsmittels (z.B. Wasserdampf) die Umwandlung der organischen Bestandteile der Biomasse in ein gasförmiges Produkt statt. Der Vorgang läuft bei Temperaturen zwischen 700 und 900°C unter Sauerstoffmangel in einem Vergaser ab. Pyrolyse ist durch die thermische Zersetzung der organischen Stoffe unter Sauerstoffabschluss gekennzeichnet. Bei Temperaturen von 400 bis 700°C werden dabei von der Biomasse gasförmige Kohlenwasserstoffe abgespalten. Neben dem Pyrolysegas entsteht ein koksähnlicher Rückstand bzw. Holzkohle. (Koppe u. Juchelková 2003, S. 52)

Das Produktgas aus Vergasung und Pyrolyse enthält hauptsächlich Kohlenmonoxid, Wasserstoff sowie Kohlendioxid und hat einen Heizwert von 4 – 6 MJ/m^3, welcher 10 bis 15% des Heizwertes von Erdgas entspricht. Das gewonnene Gas kann nach der Gasreinigung in Gasmotoren, Dieselmotoren oder auch Biogas-Gasturbinen (BIG-GT) verbrannt werden und über einen Generator Elektrizität erzeugt werden. Diesel- und Gasmotoren sind verbreitete Technologien und werden weltweit zur Stromerzeugung eingesetzt. In Entwicklungsländern werden Dieselmotoren aufgrund ihrer höheren Effizienz, längeren Haltbarkeit und unkomplizierteren Wartung gegenüber anderen Kolbenmaschinen bevorzugt. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit bei Mangel an Biomassegas den Strom zu 100% aus Diesel zu erzeugen. Durch die Verwendung von Biomasse können 60 bis 70% des Diesels eingespart werden. Ein vollständiger Ersatz des Diesels ist nicht möglich, da Diesel zusätzlich für den Zündvorgang erforderlich ist. Für den Output einer kWh$_{el}$ werden durchschnittlich 1 bis 1,4 kg trockene

Biomasse und 0,1 Liter Diesel benötigt. Diese Anwendung zur Stromeerzeugung wird bislang vorwiegend in Form kleiner Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 5 und 500 kW realisiert. Für eine 100 kW Biomasse-Dieselanlage sind in Tabelle 6 technische und ökonomische Parameter dargestellt. Die spezifischen Investitionskosten (750 US$/kW) beinhalten Kosten für die Vergasungsanlage und den Dieselmotor. In Abhängigkeit von unterschiedlichen Auslastungsniveaus wurden Stromgestehungskosten in Höhe von 92 USct/kWh für den Teillastbetrieb und 80 USct/kWh für den Grundlastbetrieb ermittelt. Hervorzuheben ist der starke Einfluss der Dieselkraftstoffkosten, welcher besonders im Grundlastbetrieb die Stromerzeugungskosten dominiert. (Kartha u. Larson 2000)

Tabelle 6: Stromerzeugungskosten für thermochemische Biomasse-Dieselanlage

Anlagencharakteristik		
Elektrische Leistung	100 kW_{el}	
Biomasseverbrauch	100 kg/h	
Dieselverbrauch	10 l/h	
Kapitalinvestitionen (750 US$/kW)	75.000 $US_{1998}$$	
Betriebspersonal	2 Personen je Schicht	
Wartung (Annahme 1% der Investitionskosten pro Jahr)	750 $US_{1998}$$/a	
	Teillastbetrieb (cf=0,5)	Grundlastbetrieb (cf=0,9)
Stromerzeugungskosten (in $US_{1998}$$)	**0,092 US$/kWh**	**0,080 US$/kWh**
davon Kapitalkosten [33]	0,027 US$/kWh	0,015 US$/kWh
davon Biomasse (Preis 18 US$/t)	0,018 US$/kWh	0,018 US$/kWh
davon Diesel (Dieselpreis 0,25 US$/l)	0,025 US$/kWh	0,025 US$/kWh
davon Betriebspersonal	0,020 US$/kWh	0,020 US$/kWh
davon Wartung	0,002 US$/kWh	0,002 US$/kWh

Quelle: (Kartha u. Larson 2000)

Biomasse-Gasturbinenanlagen (BIG-GT) stellen die modernste Form der Umwandlung gasförmiger Biomasse in Elektrizität und Wärme dar. Diese Technologie befindet sich jedoch noch im Entwicklungsstadium und wird anhand einiger Pilotprojekte (USA, Großbritanien, Brasilien) getestet. Da Gasturbinen ursprünglich für den Betrieb mit Erdgas konzipiert sind, müssen auch die aus Biomasse gewonnen Gase den Qualitätsanforderungen des Erdgases entsprechen. Problematisch sind die im Biogas enthaltenen Partikelbestandteile, die alkalischen Metallverbindungen sowie kondensierbare Teerstoffe. Partikelbestandteile verursachen Erosion an Turbinenschaufeln; alkalische Metallverbindungen führen zu Korrosion an den Schaufeln und Teerstoffe verkleben Ventile, Filter und Leitungen. Durch spezielle Vergasungsanlagen und Gasreinigung muss das Biomassegas auf die notwendige Qualität aufbereitet werden. Die Abstimmung von Biogas und Anlagentechnologie zur Gewährleistung eines zuverlässigen Betriebes ist das größte Hindernis bei der Konzeption dieser neuen Technologie. (Kartha u. Larson 2000)

Die Leistungsspanne der BIG-GT umfasst 5 bis 100 MW_{el}. Diese Technologie verspricht durch hohe Effizienz und niedrige spezifische Kapitalkosten wirtschaftliche Langzeitprofitabilität. Allerdings herrscht derzeitig über zukünftige Kapitalkosten für BIG-GT noch Unsicherheit. Kapitalkosten für ausgereifte BIG-GT Technologien werden mit 1500 US$ je kW prognostiziert, wohingegen sich die Anlageninvestitionssumme einer Pilotanlage in Brasilien auf 2918 $US_{1997}$$ je kW belief (EPRI 1998). Entscheidend für das erfolgreiche Durchsetzen dieser Technologie am Markt ist eine drastische Verringerung der Kapitalkosten. Um einen Ausblick auf die Möglichkeiten zukünftiger Technologien zu geben, wird für nachfolgende Be-

[33] Kapitalverzinsung 16% (10% Diskontrate, Nutzungsdauer 10 Jahre)

rechnungen eine spezifische Anlageninvestitionssumme von 1500 US$ je kW angesetzt. BIG-GT erzeugen das 1,6 bis 2,1–fache der Elektrizität aus einer Einheit Biomasse, verglichen mit der direkten Verbrennung (Williams u. Larson 1996). In Tabelle 7 sind die Kostenparameter exemplarisch für eine 30 MW Anlage dargestellt. Wie aus der Tabelle hervorgeht, benötigt die BIG-GT zur Erzeugung von knapp 240 GWh eine Rohstoffmenge von ca. 135.000 Tonnen, was verglichen mit der Direktverbrennungsanlage (ca. 166 GWh bei 21 MW_{el} aus 158.000 Tonnen Biomasse) eine wesentlich bessere Brennstoffausnutzung bedeutet. Angesiedelt an Zucker- oder Reismühlen sind Bagasse und besonders Reishülsen geeignete Rohstoffe. In Abhängigkeit von zwei unterschiedlich hohen Bezugspreisen für den Biomasserohstoff wurden Stromgestehungskosten von 45 US$/MWh (bei 18 US$/t) und 55 US$/MWh (bei 36 US$/t) ermittelt. Im Fall einer großen Biomasseanlage kann ein höherer Preis für Biomasse die Konsequenz erhöhter Transportkosten sein, die aus der Anlieferung der Rohstoffe aus entfernten Gebieten resultieren. Wie auch bei konventionellen GuD Kraftwerken, kann dem Biomasse-Gasturbinenprozess ein Dampfprozess angeschlossen werden und somit der Anlagenwirkungsgrad gesteigert werden. Zurückzuführen auf die höhere Anlageneffizienz der BIG-GT ist die Belastung der Atmosphäre durch Schadstoffemissionen (vor allem Feinstaub) im Vergleich zu Biomasse-Direktverbrennungsanlagen wesentlich geringer . (Kartha u. Larson 2000, S. 108 ff.)

Tabelle 7: Prognostizierte Stromerzeugungskosten für Biogas-Gasturbinen Anlage

Anlagen Charakteristik		
Prozessdesign	Vergasungsanlage, Gaswäsche, Gasturbine, Wärmerückgewinnung, Dampferzeuger, Dampfturbine	
installierte Leistung	30 MW_{el}	
jährliche Elektrizitätserzeugung[34]	236.682 MWh	
jährlicher Biomasseverbrauch [35]	135.247 t	
Kosten Charakteristik		
Invetitionskosten	45.000.000 US$	
Fixkosten (kein Personal) jährlich	30 US$ je kW_{el}–Maximum	
Personalkosten jährlich[36]	33 US$ je kW_{el}–Maximum	
variable Kosten	0,0025 US$/kWh	
Stromerzeugungskosten	**0,045 US$/kWh**	**0,055 US$/kWh**
davon Kapitalkosten [37]	0,024 US$	0,024 US$
davon fixe Kosten (kein Personal)	0,004 US$	0,004 US$
davon Personalkosten	0,004 US$	0,004 US$
davon variable Kosten	0,0025 US$	0,0025 US$
davon Biomassekosten[38]	0,010 US$	0,021 US$

Quelle: (Kartha u. Larson 2000)

2.2.3 Anaerobe Fermentation

Dieser Umwandlungsprozess der Biomasse basiert auf der natürlichen Fäulung organischer Materialien. Fast jegliche Art von Biomasse kann dabei als Rohstoff dienen. Im Gegensatz zu anderen Biomasseverfahren ist bei diesem Prozess ein hoher Feuchtigkeitsgehalt des Ausgangsmaterials von Vorteil. Aus diesem Grund kommen besonders tierische und menschliche

[34] Anlagenauslastung 90%

[35] Trockenmaterial mit Heizwert 18 GJ/t, durchschnittlich Anlageneffizienz 35%, Feuchteanteil der frisch gelieferten Biomasse 50%

[36] Lohnniveau der USA, Annahme, dass Lohnkosten zwei Drittel derer von Direktverbennungsanlagen

[37] Annuitätenfaktor von 0,1252 (10% Kapitalverzinsung, Nutzungsdauer 25 Jahre, 1,5% Eigentumssteuer und Versicherung

[38] Preis der Biomasse (getrocknet): in der linken Spalte 18 US$/t (1US$/GJ) und in der rechten Spalte 36 US$/t (2US$/GJ)

Abfälle, Abwasserschlamm und organische Industrie- und Landwirtschaftsabfälle, wie zum Beispiel aus der Nahrungsmittelproduktion zur Verwendung. Bei der anaeroben Fermentation werden die organischen Bestandteile der Biomasse von Mikroorganismen im so genannten Reaktor unter Luftabschluss zersetzt und ein Methan-haltiges Biogas freigesetzt. Es werden zwei biologische Vergärungsprozesse unterschieden, die mesophile Fermentation, die bei Temperaturen um 37°C stattfindet und die thermophile Fermentation, auf einem Temperaturniveau um 55°C. Primär wird das mikro-biologische Gleichgewicht und somit die Menge und Qualität des erzeugten Biogases durch die thermischen Bedingungen im Reaktor bestimmt. Des weiteren beeinflussen pH-Wert, Biomassezusammensetzung (hauptsächlich Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis) und die Verweildauer der Biomasse im Reaktor den Biogas-Output. Da die anaeroben Bakterien das Biomaterial relativ langsam zersetzen, ist eine lange Verweildauer der festen Bestandteile im Reaktor für eine zufriedenstellende Umwandlung notwendig. Ein hoher Biomassedurchsatz wird gewärleistet, wenn flüssige Bestandteile von festen abgeschieden werden und lediglich die Feststoffe des Ausgangsmaterials im Reaktor verbleiben. Für Biogasanlagen, die an industrielle Prozesse oder der landwirtschaftlichen Produktion (z.B. Schweinefarmen) angeschlossen sind, wurden spezielle Reaktoren („Retained Biomass Reactors“) entwickelt, die einen kontinuierlich hohen Input an biogenem Material bei einer langen Verweildauer fester Stoffe gewährleisten. Auf diese Weise ist ein ökonomisch effizienter Betrieb möglich.[39] Die „Retained Biomass Reactors“ erreichen einen Biogas-Output von 4 bis 8 m^3 je Tag je Kubikmeter Reaktorvolumen, wodurch Anlagengrößen bis zu 15 MW_{el} erreicht werden. Meist arbeiten diese Systeme auf dem thermophilen Niveau (55°C), was die stetige Wärmezufuhr zur Bewahrung der konstanten Fermentationstemperatur bedingt. In einfachen Kleinanlagen für häusliche Anwendungen, wie sie auch in Entwicklungsländern betrieben werden[40], ist die Verweildauer fester und flüssiger Anteile relativ hoch (bis zu einigen Wochen), da diese im mesophilen Temperaturbereich arbeiten. Je Kubikmeter Reaktorvolumen werden 0,2 bis 0,5 m^3 Biogas pro Tag gewonnen. Diese Kleinanlagen liefern vorwiegend Gas zur Wärmeerzeugung und zu Kochzwecken, aber auch Stromerzeugung ist möglich. (Kartha u. Larson 2000)

Das erzeugte Biogas ist gewöhnlich aus 65% Methan, etwa 30% Kohlendioxid sowie Wasserstoff und geringen Mengen Schwefelwasserstoff zusammengesetzt. Für die weitere Verwendung kann es technologisch auf reines Methan (Erdgas) aufbereitet werden. Jedoch ist dies für die Verbrennung in einem Gasmotor oder Dieselmotor nicht notwendig, da der Heizwert des Biogases bereits für diese Anwendung genügt. Für die Elektrizitätserzeugung wird ein täglicher Mindest-Biogasoutput bezogen auf die gesamte Fermentationsanlage von 10 m^3 empfohlen. Aus einem Kubikmeter Biogas lässt sich ca. eine kWh Strom erzeugen. Der Rohstoffeinsatz für die Generierung einer kWh Strom beträgt 14 kg frischer Dung und 0,06 Liter Diesel. Wie bei der Verbrennung von Biomasse in Form von Produktgas im Dieselgenerator, kann auch Biogas den Dieselkraftstoff nicht vollständig ersetzen, maximal zu 80 bis 85%. Der typische Leistungsbereich einer Biogasanlage zur Stromerzeugung umfasst 3 bis 10 kW. (Koppe u. Juchelková 2003; GTZ 1999a; Kartha u. Larson 2000)

Für eine überschlägige Berechnung der Kapitalaufwendungen können die Investitionskosten für eine einfache Fermentationsanlage (ohne Dieselgenerator) mit 50 bis 75 US$ je Kubikmeter Reaktorvolumen abgeschätzt werden[41]. Dabei entfallen 35 – 40% der Kosten auf den Bau des Reaktors. (GTZ 1999b) Einen Überblick über die gesamten Kosten einer kleinen Biogasanlage (inkl. Dieselgenerator) vermittelt Tabelle 8. Die Kenngrößen sind repräsentativ

[39] Für industrielle Biogasanlagen waren keine Kostenparameter verfügbar.

[40] In Indien über 1,85 Mio. Biogasanlagen und in China ca. 7 Mio Anlagen. (Kartha u. Larson 2000, S. 89)

[41] Die spezifischen Kosten für Großanlagen sind geringer, verglichen mit Kosten für kleine Fermentationsanlagen

für eine Anlage zur Versorgung von bis zu 100 Haushalten bzw. einer kleinen Gemeinde (Drillisch 2004). Etwa die Hälfte (4852 US$) der knapp 9000 US$ Investitionssumme ist für das Fermentations-Equipment aufzubringen, der andere Teil wird für den Verbrennungsmotor und den Generator benötigt. Haupteinflussgrößen auf die Stromgestehungskosten sind Kapitalkosten, Personalkosten und Kosten für den Dieselkraftstoff. (Kartha u. Larson 2000)

Tabelle 8: Stromerzeugungskosten für Fermentations-Biogasanlage

Anlagencharakteristik	
Elektrische Leistung	5 kW
Jährliche Strommenge (Anlagenauslastung 68,5%)	30.000 kWh
Biomasseverbrauch	14 kg/kWh
Dieselverbrauch	0,056 l/kWh
Kapitalinvestitionen (1794 US_{1996}\$/kW)	8970 US_{1996}\$
Betriebspersonal	2 Personen je Schicht
Wartung	173 US_{1996}\$/a
Stromerzeugungskosten[42]	**0,095 US$/kWh**
davon Kapitalkosten [43]	0,038 US$
davon Biomasse (0,56 US$ je Tonne Dung)	0,008 US$
davon Dieselkraftstoff (0,35 US$/l)	0,020 US$
davon Betriebspersonal	0,024 US$
davon Wartung	0,006 US$

Quelle: (Kartha u. Larson 2000)

Durch die Verwertung der menschlichen, tierischen und pflanzlichen Reststoffe trägt die anaerobe Fermentation wirkungsvoll zur Verbesserung der hygienischen Zustände und der Umweltbedingungen bei. Darüber hinaus liefert der Prozess einen konzentrierten, Stickstoff-haltigen Schlamm, welcher als Düngemittel dem biologischen Kreislauf erhalten bleibt. Für die meisten landwirtschaftlichen Anbauprodukte, unter anderem auch Reis und Zuckerrohr ist dieser natürliche Humus-haltige Dünger besonders vorteilhaft. (GTZ 1999a)

2.3 Voraussetzungen in Südostasien

2.3.1 Biomassepotenzial in Vietnam

Wie in Kapitel 1.4 beschrieben, stellt die Agrarwirtschaft in Vietnam einen wichtigen Wirtschaftszweig dar. Es verdienen 70% der Bevölkerung ihren Lebensunterhalt in der Nahrungsmittelproduktion. Das landwirtschaftliche Produktionsvolumen lässt demnach ein ausgedehntes Biomassepotenzial erwarten, auf das im weiteren Verlauf genauer eingegangen werden soll.

Reis ist das wichtigste landwirtschaftliche Produktions- und Exportgut Vietnams, mit einer jährlichen Produktionsmenge von 34,5 Mio.t (2003). Diese Menge repräsentiert ein theoretisches Biomassepotenzial (CRR = 0,25) an Reishülsen von 8,6 Mio. Tonnen. Es sind über 100.000 Reismühlen in Betrieb. Davon befinden sich 50 Mühlen im Hauptanbaugebiet des Mekong Deltas, welche die kritische Produktionsmenge von 5 t/h[44] überschreiten. Würde jede dieser Anlagen mit einem Biomassekraftwerk gekoppelt werden, so ständen insgesamt 70 MW an neu installierter Leistung zur Verfügung. Das gesamte vietnamesische Potenzial

[42] alle Preise in US_{1996}\$

[43] Anlagennutzungsdauer 25 Jahre und 12% Diskontierungssatz

[44] Dieser Output wurde als Mindestmenge für eine ökonomisch-realisierbare Anbindung einer Biomasseanlage an eine Reismühle bestimmt. (Drillisch 2004)

der Energieerzeugung aus Reishülsen beträgt 150 bis 200 MW und konzentriert sich auf Süd- und Zentralvietnam.(ASEAN 2004a; FAO 2004b) Über die nutzbare Menge an Reisstroh lagen keine Daten vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dieser Rohstoff aufgrund des hohen CRR von 1,5 zusätzliches Potenzial bietet.

Zuckerrohr ist mit einer Produktionsmenge von 16,5 Mio.t das zweit bedeutendste Agrargut. Allerdings werden lediglich 19% maschinell in Mühlen verarbeitet, der restliche Anteil wird in landwirtschaftlichen Betrieben durch Handarbeit gemahlen. Im Jahr 2000 existierten 43 Zuckermühlen, von denen drei Anlagen elektrischen Strom in das öffentliche Netz speisten. Prognosen des Renewable Energy Action Plan (REAP) Vietnams gehen bei der Modernisierung von sieben der bestehenden Mühlen sowie dem Bau von 12 Neuanlagen von einer elektrischen Biomasse-Kapazität von 120 MW aus. Geschätzte 434 GWh können in diesem Fall an das Netz abgegeben werden. (ESMAP 2002; Drillisch 2004) Optimistischere Einschätzungen von ASEAN sagen eine Kapazität von 250 MW aus Zuckerrohr voraus. Diese Leistung repräsentiert 3% der installierten Kraftwerksleistung Vietnams. In Bezug auf die saisonalen Unterschiede in der Stromerzeugung des Landes ist die Bedeutung der Elektrizitätsbereitstellung aus Biomasse (speziell Bagasse) hervorzuheben. Die vietnamesische Stromerzeugung basiert zu einem großen Teil auf Wasserkraft. So kommt es während der Trockenzeit zu Engpässen in der Versorgung und zu verlustreichen Stromtransporten vom Süden in den Norden des Landes. Bagasse fällt während der Zuckerrohrernte in der Trockenzeit an und kann bei effizienter Umwandlung einen wichtigen Beitrag zur Überbrückung der Engpässe leisten. (ASEAN 2000b; FAO 2004a)

3000 Kleinbiogasanlagen mit 1 bis 15m^3 Reaktorvolumen wurden vornehmlich in Nordvietnam und dem Mekong Delta installiert. Diese Anlagen finden für Kochzwecke und teilweise zur Stromerzeugung Verwendung und werden hauptsächlich in entlegenen Regionen betrieben. Im Rahmen der Implementierung der Richtlinien der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) evaluierte das Ministerium für Natürliche Ressourcen und Umwelt verschiedene CO_2 reduzierende Maßnahmen. Dazu gehört auch die Installation von 500.000 Fermenatationsanlagen (5 bis 12 m^3) für entlegene Haushalte in landwirtschaftlich genutzten Gebieten. Das Biogas soll hauptsächlich als Brenngas für Koch- und Heizzwecke verwendet werden. Für die kommerzielle Verwertung von Biomasse zur Stromerzeugung in Vietnam spielen Biogasanlagen somit nur eine untergeordnete Rolle. (ASEAN 2000b; MNRE 2003)

Das nationale Potenzial der erneuerbaren Energieerzeugung ist in Tabelle 9 dargestellt. Insgesamt wird die in Biomasseanlagen installierte Leistung auf 250 bis 400 MW geschätzt. ASEAN ermittelte eine technisch installierbare Leistung aus Biomasse in Höhe von 320 MW, der ein Investitionsvolumen von 320 Mio€ gegenüber steht. In Vietnam beschränkt sich die Biomasse-Stromerzeugung auf die Nutzung von Agrarrückständen. Der Anbau von Energiepflanzen ist in den Plänen zur Förderung erneuerbarer Energieträger nicht vorgesehen. Wie Tabelle 9 zeigt, sind Kleinwasserkraftanlagen die bedeutsamsten erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Zusätzliches Potenzial besteht in der Nutzung von Erdwärme mit einer Kapazität von 50 bis 200 MW.

2.3.2 Biomassepotenzial in Thailand

In Thailand sind ebenfalls Reis und Zucker die bedeutendsten landwirtschaftlichen Güter, sowohl in der Produktion als auch für den Export. Thailand ist weltweit führender Reisex-

Tabelle 9: Erneuerbare Energienutzung in Vietnam

Technologie	Potenzial MW	Potenzial 1000 HH	derzeitige Nutzung MW	derzeitige Nutzung 1000 HH	Geographisches Potenzial
Wasserkraft	800-1400		110-155		nord und zentral
Piko-Hydro	90-150	200-250	30-75	100	nord und zentral
isolierte Mininetze	300-600	300	20	–	nord und zentral
Mini-Hydro netzgebunden	400-600	–	60	–	nord und zentral
Solar (netzunabhängig)	2	50	6	5	süd und zentral
Biomasse	250-400	–	50	–	süd und zentral
Bagasse	150-200	–	50	–	süd und zentral
Reishülsen	50-200	–	–	–	süd und zentral
Geothemie	50-200	–	–	–	Zentral-Vietnam
Windkraft	n.v.	–	2	1	Küstengebiete und Bergland
Summe	1100-1900	500-600	160-215	106	

Quelle: (ESMAP 2002)

porteur. Unter den Rohzucker exportierenden Ländern nimmt Thailand Rang vier ein, nach Brasilien, Kuba und Australien.(FAO 2004b)

Reis wird vornehmlich im Schwemmlandbereich des Menam und den fruchtbaren Gebieten des Nammun Flusses angebaut. Bei einer Reisproduktion von 26,8 Mio.t im Jahr 2004 ständen Reishülsen in einer Menge von 6,2 Mio.t[45] zur Verfügung. Ein Anteil von ca. 50% der Reishülsen werden in Thailand genutzt, beispielsweise in der Zementindustrie, so dass 3 Mio.t als Rohstoff dienen könnten, ohne alternative Verwendungsmöglichkeiten zu beeinträchtigen. Im Jahr 2000 existierten landesweit 312 Reismühlen mit einer Kapazität größer 100 t je Tag. Würden diese Anlagen aufgerüstet und deren Effizienzen erhöht, so könnten zusätzliche 180 MW aus Reishülsen erzeugt werden, von denen 80 MW_{el} an das nationale Stromnetz abgegeben werden könnten. Im Jahr 2004 lieferten drei Anlagen mit einer installierten Leistung von 18,8 MW Elektrizität an das Netz. (ASEAN 2000a; Malakul 2004; Chungsangunsit u. a. 2004)

Der Zuckerrohranbau Thailands übertrifft mit einem Ertrag von 70,1 Mio.t (2004) die Reisernte bei weitem. Die Hauptanbaugebiete befinden sich in Westen des Landes am Mae Khong Fluss sowie im westlichen Teil des Khoratplateaus. Die Erntezeit erstreckt sich über drei bis vier Monate von Dezember bis März/April (KEEC 2004). In den vergangenen Jahren wurden bereits einige Zuckermühlen aufgerüstet, so dass 2004 aus 29 Bagasse-befeuerten Kraftwerken eine Leistung von 173,3 MW_{el} bereitgestellt wurde. Das thailändische Potenzial der installierten Leistung aus Bagasse wird von ASEAN auf 580 MW_{el}[46] geschätzt, welche sich auf 50 Zuckermühlen aufteilen. (ASEAN 2000a; Malakul 2004)

Weiteres Biomassepotenzial besteht im tropischen Süden Thailands, wo Überreste der Palmenölproduktion mit einer Menge von 700.000 Tonnen (2004) genutzt werden könnten. Die Produktion erfolgt in 30 Mühlen (davon 16 größere Mühlen) mit einer durchschnittlichen installierten Leistung (Elektrizität und Wärme) je Anlage von 530 kW. Bei Modernisierung der Anlagen bestünde die Möglichkeit etwa 20 MW_{el} dem thailändischen Netz bereitzustellen.(ASEAN 2000a; Malakul 2004)

[45] bei einer CRR von 0,23 (Malakul 2004)

[46] ASEAN Erhebung aus dem Jahr 2000, auf Basis von Daten aus dem Jahr 1995

Biomasse als Co-Brennstoff wird in dem Kohlekraftwerk Tha Toom (Provinz Prachinburi, Nähe Bangkok) eingesetzt. Aus Reishülsen und Zellstoffabfällen der ansässigen Papierfabrik wird ca. die Hälfte der 300 MW Kraftwerksleistung erzeugt.(DOE 2004)

Biogas zur Stromerzeugung wurde im Jahr 2001 landesweit mit 80.000 m^3 genutzt. Im Jahr 2002 waren in Thailand an 14 Alkoholbrennereien und 10 Schweinefarmen Biogasanlagen installiert. Knapp zwei Drittel der Schweinezucht (5,4 Mio. Schweine in 2000) erfolgt in mittelgroßen bis großen Farmen. Das geplante Ausbauziel für die Nutzung von Biogas für den Zeitraum 2000 bis 2004 wurde mit 46.000 m^3 veranschlagt. (Lohsomboon 2004; Balce 2002b) Es ist daher davon auszugehen, dass sich der Anteil von Biogasanlagen zum heutigen Zeitpunkt gegenüber 2001 signifikant erhöht hat. Das gesamte thailändische Potenzial an Biogas aus der Tierhaltung betrug laut Schätzungen der NEPO 560 Mio.m^3 (für das Jahr 2000). Allein an Schweinefarmen könnte eine Leistung von ca. 50 MW installiert werden. Zusätzlich sind 440 Mio. m^3 Biogas aus industriellen Abwässern der Nahrungsmittelindustrie und anderen Prozessen für die Energieerzeugung nutzbar. Aus Biogas der Tierhaltung und der Industrie stünden rund 1000 Mio. m^3 zur Verfügung, aus denen 1,2 TWh Strom erzeugbar sind.[47] Die hierfür notwendige Biogas-Anlagenkapazität prognostiziert die NEPO mit 410 MW Leistung. (Amatayakul u. Greacen 2002, S. 10)

Das gesamte thailändische Potenzial beläuft sich auf ca. 1000 MW aus fester Biomasse und kann hauptsächlich in Direktverbrennungsanlagen genutzt werden, hinzu kommen 410 MW aus Biogas. Von den 1000 MW aus fester Biomasse sind derzeitig 173 MW aus Bagasse und ca. 150 MW mit Biomasse als Co-Brennstoff installiert, welche zusammen 1,3% der gesamten thailändischen Kraftwerksleistung repräsentieren. (Srisovanna 2002) Wie aus Tabelle 10 hervorgeht, weist Biomasse (abgesehen von Großwasserkraftwerken) das stärkste Potenzial unter den erneuerbaren Energien auf, im Gegensatz zu Vietnam, in dem Kleinwasserkraftanlagen mit 800 bis 1400 MW als zukunftsträchtigste erneuerbare Ressource angesehen werden. Wie in Vietnam, so scheint auch in Thailand die Verwendung von Energiepflanzen nicht vorgesehen zu sein.

Tabelle 10: Erneuerbare Energienutzung in Thailand

Technologie	Potenzial in MW	Installierte Leistung in MW	Geographisches Potenzial
Biomasse	1000	476	Zentral-Thailand
Biogas	410	4,6	n.v.
Photovoltaik	20	5,5	Norden und Zentrum
Mikrohydro	77	2	Nord-Thailand
Geothermie	10–20	0,5	n.v.
Windkraft	10	0,2	Golf von Thailand

Quelle: (Amatayakul u. Greacen 2002)

2.4 Fazit

Biomasse-Rohstoffe sind speicherbare Energieträger, was die Energieerzeugung in der Grundlastfahrweise ermöglicht. Darin liegt eine besondere Stärke der Biomassenutzung gegenüber anderen erneuerbaren Energiequellen, wie Solar, Wind und Laufwasser. Für die betrachteten Staaten Vietnam und Thailand steht zur Elektrizitätserzeugung die Nutzung von Ernterückständen (hauptsächlich Bagasse und Reishülsen) im Vordergrund. Das daraus resultierende energetische Potenzial der Biomasse bemisst in Thailand ca. 1000 MW und in Vietnam 250

[47] Umwandlungsverhältnis: 1,2 kWh je m^3 Biogas

bis 400 MW. Aus Sicht der technischen Ressourcenverfügbarkeit bestehen in Südostasien für die Biomassenutzung keine Einschränkungen, allerdings bestehen ökonomische Barrieren, welche auf hohe Transportaufwendungen für Biomasse zurückzuführen sind. Demnach sind Anlagen begünstigt, die unmittelbar der Nahrungsmittelindustrie, wie Zucker- und Reismühlen angeschlossen sind. Der Preis für Biomasse ist regional und saisonal unterschiedlich und schwankt zwischen 0 und 20 US$/t. Damit ist Biomasse günstiger als Erdgas und Erdöl sowie unter bestimmten Voraussetzungen billiger als Kohle.

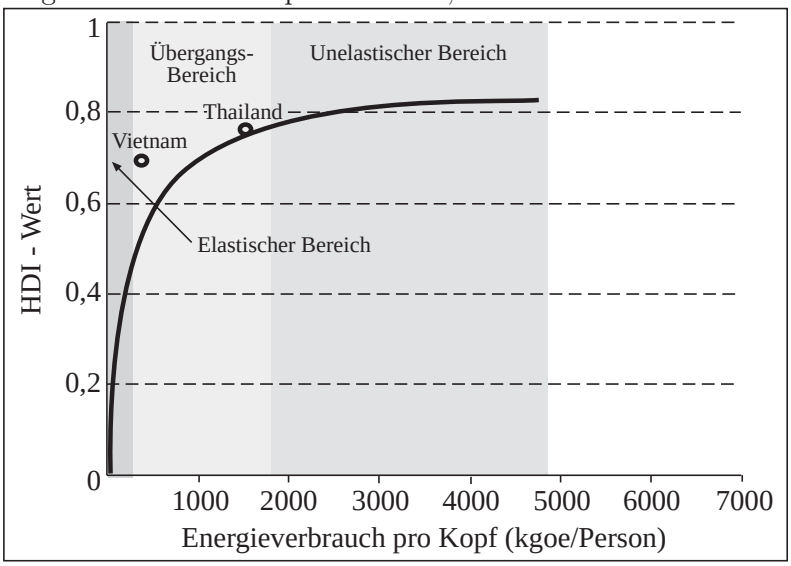
Technologisch dominiert die direkte Verbrennung der Biomasse, da dieses Anlagenkonzept technisch ausgereift ist und in den beiden Länder verfügbar ist. Zukünftig wird die Vergasung und anschließende Verbrennung in Biogas-Gasturbinen Bedeutung gewinnen, da mit dieser Technologie eine höhere Brennstoffausnutzung erreichbar ist. In Thailand spielt neben der Verwertung der Ernterückstände auch die Nutzung von Biogas aus organischen Abfällen von Klärwerken und Tierfarmen eine immer größere Rolle (ca. 400 MW).

3 Nicht-energetische Werte der Biomasse

3.1 Sozioökonomischer Beitrag der Biomasse

Die meisten Entwicklungsländer stehen einer rapide anwachsenden Bevölkerungszahl gegenüber. Aufgrund von Urbanisierungsprozessen vollzieht sich das städtische Bevölkerungswachstum schneller, als das Wachstum der Landbevölkerung. Eine Ursache dieser Land–Stadt Migration ist die Konzentration von Entwicklungsprioritäten auf städtische Gebiete. Folglich ist ein wesentlich größerer Teil der ländlichen Bevölkerung von der Armut betroffen. Der Konflikt erwächst aus der Tatsache, dass die Stadtbevölkerung jedoch auf die Nahrungsmittelproduktion und die Bereitstellung von Rohstoffen aus den ländlichen Gebieten angewiesen ist. Die Bekämpfung der Armut und die Verbesserung der Lebensbedingungen darf demnach die Landbevölkerung nicht vernachlässigen, sondern muss vor allem diese Bevölkerungsgruppe in ihrer Entwicklung fördern.(Kammen u. a. 2003, S. 8 ff.)

Abbildung 4: Human Development Index, Verlauf und Elastizitätsbereiche



Quelle: (Johansson u. Goldemberg 2002; ADB 2004b)

Die Überwindung der Armut steht in einem engen Verhältnis zu energetischen Gesichtspunkten. Die Bereitstellung von Energie ermöglicht Bildung, Gesundheitsversorgung, kom-

merzielle Landwirtschaft und industrielle Produktion. Der Human Development Index (HDI) ist eine Maßzahl für die Bewertung sozialer Lebensverhältnisse. Er bestimmt den Entwicklungsstand anhand folgender Aspekte: Langlebigkeit, Bildungsstand und angenommener Lebensstandard. In Abbildung 4 ist der Verlauf des HDI in Abhängigkeit vom Energieverbrauch dargestellt. Der berechnete Verlauf des HDI ist empirisch verifiziert und ermöglicht Abschätzungen über die Auswirkung der Energiebereitstellung auf den Entwicklungsstand. Die Abbildung zeigt, dass die Sensitivität des HDI in drei Elastizitätsbereiche unterteilt ist. Die meisten Entwicklungsländer befinden sich im elastischen Bereich und teilweise im Übergangsbereich der Kurve. (Johansson u. Goldemberg 2002, S. 30) Die HDI Werte für einige südostasiatische Staaten in Tabelle 11 zeigen, dass Thailand und Vietnam die höchsten Entwicklungsniveaus unter den aufgeführten südostasiatischen Ländern aufweisen. Beide Staaten befinden sich im Übergangsbereich der HDI Kurve, wobei Lebensniveau und Elektrizitätsverbrauch in Thailand höher als in Vietnam ist. Die in der Tabelle aufgeführten nationalen HDI Werte berücksichtigen jedoch nicht regionale Unterschiede, z.B. verschiedene Lebensbedingungen von Stadt- und Landbevölkerung. Da besonders die Menschen auf dem Land von der Armut betroffen sind, kann die Vermutung angestellt werden, dass teilweise einzelne Regionen eines Landes dem elastischen Bereich der HDI Kurve zugeordnet werden können, auch wenn das gesamte Land in den Übergangsbereich eingeordnet ist. Somit könnten gegebenenfalls die nachfolgend angestellten Schlussfolgerungen aus dem Verlauf der HDI Kurve auf die jeweiligen Regionen übertragen werden.

Tabelle 11: Human Development Index für die Staaten der Mekong Region, 1985 – 2001

Staat	1985	1990	1995	2001
Kambodscha	n.V.	0,512	0,543	0,566
Laos	0,422	0,449	0,485	0,525
Myanmar	n.V.	n.V.	n.V.	0,549
Thailand	0,673	0,705	0,739	0,768
Vietnam	0,582	0,603	0,646	0,688

Quelle: (ADB 2004b)

Wie aus Abbildung 4 deutlich wird, führt die Bereitstellung von geringen Energiedienstleistungen bei niedrigem Pro-Kopf-Energieverbrauch zu einer starken Steigerung des HDI. Die Versorgung armer Bevölkerungsteile mit Energie wirkt sich dabei direkt und indirekt auf die Verbesserung ihrer Lebensverhältnisse aus. Die direkte Wirkung resultiert aus der Nutzung von Elektrizität, beispielsweise für die umfangreiche und sichere Beleuchtung, für schnelle und weitreichende Kommunikation sowie zur Erleichterung schwerer Arbeiten, wodurch Bildung, Gesundheitsversorgung und soziales Zusammenleben gefördert wird. Indirekt trägt die Energieversorgung zur HDI Steigerung bei, indem Energiedienstleistungen das Einkommen erhöhen. Zum einen kann die Produktivität in Landwirtschaft und Industrie gesteigert werden, wodurch höhere Einnahmen erreichbar sind. Zum anderen ist für das Energiesystem Arbeitskraft erforderlich, z.B. beim Aufbau des Elektrizitätsnetzes, beim Bau der Kraftwerksanlagen und nicht zuletzt für den Betrieb der Anlagen und die Bereitstellung der Rohstoffe. Um bei der Elektrifizierung ländlicher Gebiete einen großen Bevölkerungsteil an den indirekten Effekten der Energieversorgung partizipieren zu lassen, sollten möglichst gesamte Brennstoffzyklen in den ländlichen Regionen bleiben. Im Sinne einer nachhaltigen Energieerzeugung empfehlen die Vereinten Nationen die Einbeziehung lokal verfügbarer Rohstoffe in dezentrale, erneuerbare Energiesysteme. (Johansson u. Goldemberg 2002, S. 116) Der Begriff „Energie“ darf also nicht ausschließlich auf die Lieferung von Elektrizität begrenzt werden, sondern muss in einem erweiterten Kontext erfasst werden. Vielmehr kommt der Systemgedanke zum tragen, in dem die Gesamtheit der Energiedienstleistungen auf die Entwicklung

einer Region wirken. So profitiert eine Region stärker von der Bereitstellung von Elektrizität, wenn diese auch in der Region unter wirtschaftlich sinnvollen Bedingungen erzeugt wird. Erfahrungen auf dem Gebiet der Enticklungszusammenarbeit zeigen, dass die Elektrifizierung der ländlichen Bevölkerung ohne den Aufbau unterstützender Infrastruktur und die Vermittlung ökonomischer und technischer Fertigkeiten nicht zu einer produktiven wirtschaftlichen Entwicklung führen. Die Elektrifizierung entlegener Gemeinden allein ist nicht Garant für das wirtschaftliche Vorankommen der Region. Für die erfolgreiche Elektrifizierung sind begleitende Maßnahmen zum Wachstum des Einkommens notwendig, beispielsweise die eigene Bereitstellung der Rohstoffe. (Martinot u. a. 2002, S. 326) (Goldemberg 2000, S. 375)

Da Biomasseanlagen sowohl netzgebunden als auch netzunabhängig betrieben werden können, besteht die Möglichkeit entlegene Gebiete separat mittels dezentraler Erzeugereinheiten zu versorgen. Die Region zieht Nutzen aus dem Bau der Anlagen, der Bereitstellung der Rohstoffe und aus dem Angebot an Elektrizität. Neben der Bevölkerung profitieren auch kleine und mittelständige Unternehmen von der Stromerzeugung, da Elektrizität ein wichtiger Produktionsfaktor ist. Biomasse kann auf diese Weise eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung in dem Versorgungsgebiet liefern. Auch der Netzbetrieb von Biomasseanlagen stellt für die Region einen sozio-ökonomischen Wert dar. Biomasse ist land- und arbeitsintensiv, vor allem werden weniger qualifizierte Arbeitskräfte benötigt, um den Rohstoff zu sammeln und zu transportieren. Wie in Kapitel 2.1 erwähnt, verbleiben Reisstroh sowie die Blätter und Pflanzenspitzen des Zuckerrohrs meist auf Feldern bzw. dient in den Farmen als Futtermittel. Eine thailändische Studie ergab, dass etwa zwei Drittel des Reisstrohs (8,2 Mio.t) der Biomassestromerzeugung zur Verfügung stehen könnten, im Vergleich zu 3 Mio.t Reishülsen, die an Reismühlen anfallen. Durch den Bau von Biomasseanlagen hätten die Farmer Anreize die ungenutzten Pflanzenrückstände zu sammeln, es gegebenenfalls aufzubereiten und als Rohstoff zu verkaufen. Biomasse stellt somit für die Farmer eine zusätzliche, unmittelbare Möglichkeit der Einkommensgenerierung dar. (Kartha u. Larson 2000, S. 54)

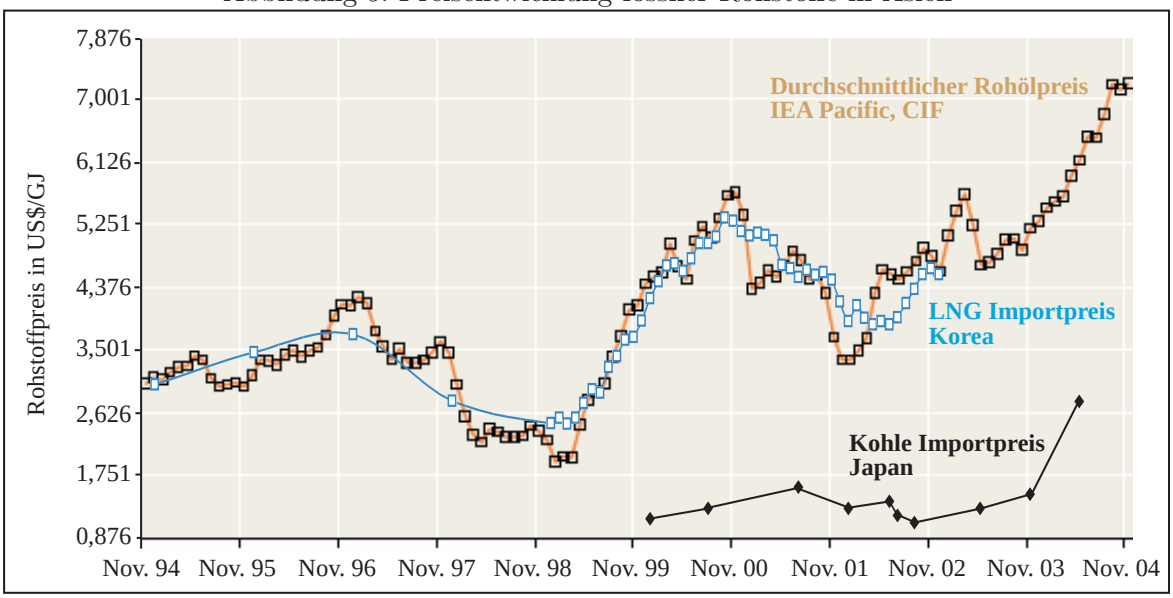
Weiterhin begünstigt die umweltfreundliche Verwertung von Biomasse die Gesundheit und somit auch die Produktivität der ländlichen Bevölkerung. Die kontrollierte Verbrennung der Ernterückstände in Biomasseanlagen statt auf dem Feld mindert gesundheitsschädliche Beeinträchtigungen und trägt zur Verbesserung der örtlichen Lebensbedingungen bei. Die Energieerzeugung aus Biogas, z.B. gekoppelt an Tierfarmen, beugt der Krankheits- und Seuchengefahr für die umliegende Bevölkerung vor, welche im Fall einer unzureichenden Entsorgung tierischer Exkremente besteht.

3.2 Rohstoffdiversifikation durch Biomassenutzung

Ein weiterer Wert der Biomasseenergie erschließt sich aus der Diversifikation der Rohstoffbezugsquellen und der Nutzung national verfügbarer Ressourcen zur Energieerzeugung. Durch Biomassenutzung kann das Risiko reduziert werden, welches durch Preisfluktuationen der Importrohstoffe auf dem Weltmarkt entsteht. Sowohl die EU als auch die ASEAN sehen in der Einbindung erneuerbarer Technologien (inkl. Biomasse) eine Möglichkeit die Abhängigkeit von Rohstoffimporten zu verringern. In Japan beispielsweise sind die knappen Ressourcen die treibende Kraft für die umfangreiche Integration erneuerbarer Technologien, was Japan zur Spitzenposition in der Technologieentwicklung auf diesem Gebiet verhalf. (BMU 2005, S. 7)(IEA 1997b, S. 19) Besonders starke Schwankungen treten beim Erdölpreis und den an ihn gebundenen Erdgaspreis auf (siehe Abbildung 5). Während der vergangenen 4 Jahre war auch auf dem asiatischen Markt eine starke Zunahme der Rohstoffpreise zu verzeichnen. Der LNG-Erdgaspreis stieg von ca. 3 US$/GJ im Jahr 1994 auf knapp 5 US$/GJ. Langfristige

Erhöhungen der Rohstoffpreise resultieren in einem Anstieg der Stromerzeugungskosten. Wie in Kapitel 1.2 festgestellt wurde, ist Thailand stark auf Rohstoffimporte angewiesen, speziell in der Elektrizitätswirtschaft auf Erdgas. Die Asian Development Bank (ADB) identifizierte Thailand, neben Singapur und den Philippinen als einen der am stärksten gefährdetsten Süd- und Ostasiatischen Länder für Schwankungen des Ölpreises. Da der Preis für Erdgas in Lieferverträgen gewöhnlich an den Ölpreis gekoppelt ist, wirken sich fluktuierende Erdölpreise auch auf den Strommarkt aus. Die politischen Empfehlungen der ADB, dem Rohstoffrisiko entgegenzuwirken, beinhalten neben Energiesparmaßnahmen auch die Einbindung erneuerbarer Energien in die Erzeugungsstruktur. (ADB 2004a, S. 109) Neben der Reduzierung des Preisrisikos birgt die Diversifizierung der Rohstoffe auch die Chance bei steigenden Weltmarktpreisen einheimische Rohstoffe zu exportieren. Rohstoffunabhängigkeit ist ebenfalls für Vietnam von Bedeutung. Während der Trockenzeit, in der nicht genügend Wasserkraft zur Verfügung steht, kann durch Biomasse ein Teil der benötigten Energie bereitgestellt werden. Rohstoffunabhängigkeit auf regionaler Ebene betrifft besonders ländliche Gebiete, in denen keine oder lediglich eine unzureichende Infrastruktur für die Bereitstellung von Rohstoffen besteht (z.B. Diesel zum netzunabhängigen Betrieb). In diesen Regionen kann Biomasseenergie einen wichtigen Beitrag zur Sicherung der Stromerzeugung leisten. (Kammen u. a. 2003; GEF 2002)

Abbildung 5: Preisentwicklung fossiler Rohstoffe in Asien



Quelle: (IEA 2003, 2005; Fujitomi 2004)

3.3 Ökologischer Wert

Vorangehend wurde bereits die positive Umweltwirkung erwähnt, die durch die energetische Verwertung von Ernterückständen in Biomasseanlagen entsteht, anstatt sie auf dem Feld zu verbrennen. Der umweltfreundliche Beitrag der Biomasseanlagen in diesem Fall ist offensichtlich. Aber auch wenn Ernterückstände nicht verbrannt werden, beeinträchtigen sie die Umwelt. Fast alle organischen Materialien emittieren während ihrer Lagerung Methangas. Methan ist wie Kohlendioxid (CO_2) ein Treibhausgas, welches zur globalen Klimaänderung beiträgt. Das GWP (Global Warming Potential) von Methan beträgt 21 im Gegensatz zu CO_2 mit einem GWP von 1. Das bedeutet, eine Einheit Methan trägt 21 mal stärker zum Treibhauseffekt bei als CO_2. Bleiben biogene Abfälle (beispielsweise an Zucker- oder Reismühlen)

ungenutzt und werden nicht verwertet, so werden nicht unerhebliche Mengen Methangas an die Atmosphäre abgegeben. Durch die Verwendung der organischen Abfälle zur Stromerzeugung können diese Treibhausgasemissionen vermieden werden.

Der Biomassekreislauf selbst ist CO_2 neutral, obwohl die Energieumwandlung in Biomassekraftwerken, ähnlich wie in Kohle- und Öl/Gas-Kraftwerken, auf einem Verbrennungsprozesses basiert. Es kann lediglich der Kohlenstoff emittiert werden, den die Pflanzen ihrer Umgebung während des Wachstums entzogen haben. Somit werden Biomasseanlagen zur Klasse der CO_2 freien Kraftwerke gezählt. (BMU 2003)

Ein sehr bedeutender indirekter ökologischer Wert der Biomasse ist die Vermeidung von Emissionen, die durch fossile Stromerzeugung verursacht werden. Fossile Kraftwerke stoßen verschiedene Gase aus, die in zwei Kategorien unterteilt werden:

- Luftschadstoffe
- Treibhausgase

Luftschadstoffe, wie Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxide (NO_x), Kohlenmonoxid (CO) und Feinstaub werden mit dem Rauchgas an die Umgebungsluft abgegeben. Sie wirken besonders intensiv auf die lokale und regionale Umgebung, also in der unmittelbaren Umwelt des Emittenten. Die Auswirkungen der Abgase, die Immissionen, sind regional unterschiedlich hoch und hängen von Faktoren, wie Topographie, Wetter, Umgebungsbeschaffenheit und Bevölkerungsdichte ab. Luftverschmutzung verursacht hauptsächlich Schäden an Flora und Fauna, an der menschlichen Gesundheit und an Materialien. Waldschäden, Ernteverluste, Einschränkung der Artenvielfalt, Gesundheitsschäden bei Menschen, Korrosion und Schäden an Bauwerken sind die Konsequenz. (Hohmeyer 1989, S. 48 ff.)

Die zweite Kategorie, die Treibhausgase, betreffen in Zusammenhang mit der Stromerzeugung in erster Linie den Ausstoß von CO_2. Diese Emissionen sind im eigentlichen Sinn keine Schadstoffe. Sie werden ebenfalls mit dem Rauchgas ausgestoßen, steigen jedoch in höher gelegene Bereiche der Atmosphäre auf und verstärken dort den natürlichen Treibhauseffekt. Die Folge (nach heutigem wissenschaftlichem Kenntnisstand) ist die Veränderung des Klimas auf der Erde, begleitet durch Erderwärmung, Ansteigen des Meeresspiegels, vermehrte Überschwemmungen und Ausbreitung der Wüsten. Für diese globale Wirkung ist es irrelevant, wo das Treibhausgas emittiert worden ist, jedoch sind die Konsequenzen des Klimawandels wiederum von Gebiet zu Gebiet unterschiedlich. So wären flache, tiefliegende Regionen am Meer am stärksten von einer Erhöhung des Meeresspiegels betroffen. Bangladesch würde beispielsweise bei dem Anstieg des Meeresspiegels um einen Meter etwa die Hälfte seiner Reisanbaufläche verlieren. Auch in Vietnam besteht die Gefahr, dass tief gelegene landwirtschaftliche Nutzflächen (Rote Fluss Delta und Mekong Delta) überschwemmt werden (MNRE 2003, S. 68).

Der ökologische Wert aller erneuerbaren Erzeugungstechnologien besteht darin, Elektrizität zu substituieren, welche unter unerwünschten ökologischen Nebenwirkungen erzeugt wird. Biomasse als CO_2-neutrale Technologie kann einen Teil fossil erzeugter Energie ersetzten und Elektrizität zu reduzierten Emissionswerten generieren. Die Emissionen je produzierter Einheit Strom verschiedener Kraftwerkstypen sind in Tabelle 12 aufgeführt. Die Emissionswerte sind Lebenszyklusemissionen, das bedeutet, es werden alle verursachten Emissionen, vom Bau des Kraftwerkes, über die eigentliche Stromerzeugung, bis hin zur Entsorgung der Kraftwerksanlage berücksichtigt. Auf diese Methode der Erfassung von Emissionen wird in Kapitel 5.1 näher eingegangen. Wie in der Tabelle dargestellt, sind Kohlekraftwerke die Hauptemittenten. Besonders der Ausstoß von CO_2 ist den Kohle-befeuerten Anlagen

Tabelle 12: Lebenszyklusemissionen verschiedener Kraftwerkstechnologien

	CO_2 g/kWh	SO_2 g/kWh	NO_x g/kWh	Staub g/kWh
Kohle (konventionell)	955	11,8	4,3	0,03–0,66
Kohle (DENOX)	987	1,5	2,9	n.V.
GuD	430	–	0,5	0,001–0,01
Öl	818	14,2	4,0	n.v.
Diesel	772	1,6	12,3	n.v.
Wasser (Kleinanlage)	9	0,03	0,07	0,005
Wasser (Großanlage)	3,6–11,6	0,009–0.024	0,003–0,006	0,005
Wind	7–9	0,02–0,09	0,02–0,06	0,005–0,035
PV	98–176	0,20–0,34	0,18–0,30	0,012–0,19
Biomasse	15–27	0,07–0,16	1,1–2,5	0,94[48]
Geothermie	79	0,02	0,28	n.V.

Quelle: (IEA 1998; OECD 2002a)

zuzuschreiben. Die Verwendung von Erdgas ist derzeitig die umweltfreundlichste fossile Energienutzung. Durch effiziente Brennstoffnutzung emittieren GuD Kraftwerke weniger als die Hälfte der CO_2 Menge von Kohlekraftwerken. Emissionen, die erneuerbaren Energieerzeugunganlagen zugeschrieben werden, resultieren hauptsächlich aus dem Bau der Anlagen und der damit verbundenen Verwendung fossil erzeugter Energie. Ausnahme bilden die Abgase an Biomasseanlagen, die eine erhöhte Feinstaubkonzentration enthalten (siehe Tabelle 12). Besonders hoch ist der Anteil von Feinstaub an Biomasse-Direktverbrennungsanlagen (bis zu 0,94 g/kWh), wohingegen durch moderne Biogas-Gasturbinen weitaus geringere Abgaswerte erreicht werden können (0,06 g/kWh) (Coelho u. a. 2000).

Betrachtet man die Potenziale der Biomassestromerzeugung (Kapitel 2.3.1 und 2.3.2) so könnten in Vietnam etwa 400 MW und in Thailand 1410 MW Leistung durch Biomassekraftwerke bereitgestellt werden. Die Energie aus diesen Kraftwerken kann bestehende bzw. geplante fossile Stromerzeugung ersetzen und somit Treibhausgasemissionen mindern. Welche Menge an CO_2 reduziert werden kann, hängt davon ab, welche Erzeugungstechnologie substituiert wird. Angenommen, Biomasse ersetzt nicht ein speziellen Kraftwerkstyp, sondern allgemein, jeglichen Strom aus fossilen Rohstoffen, so ist die Struktur der fossilen Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen. Unter Verwendung der Erzeugungsstruktur aus Tabelle 2 auf Seite 6 und den CO_2 Werten aus Tabelle 12 ergeben sich die durchschnittlichen CO_2 Emissionen je Einheit Energie aus fossiler Elektrizitätserzeugung, dargestellt in Tabelle 13. Die Tabelle zeigt, dass die thailändischen Emissionen aus fossilen Kraftwerken (550 g/kWh) aufgrund des hohen Erdgasanteils niedriger sind gegenüber Vietnam (715g/kWh), wo Kohle unter den fossilen Rohstoffen dominiert.

Unter Vernachlässigung der CO_2 Emissionen, die beim Bau von Biomassekraftwerken entstehen, sind Biomassetechnologien CO_2 neutral. Die Erzeugung einer Einheit Strom aus Biomasse vermeidet somit die in Tabelle 13 berechneten durchschnittlichen Mengen CO_2 aus fossiler Erzeugung. Abhängig von der installierten Leistung und der Auslastung der Biomasseanlagen erwächst das CO_2 Vermeidungspotenzial. Im Falle des vietnamesischen Ziels zum Ausbau der Biomasseerzeugung von 400 MW kann bei einer angenommenen Anlagenauslastung von 4000 Vollbenutzungsstunden[49] pro Jahr eine jährliche Energiemenge von 1,6 TWh

[48] Feinstaubwert für Bagasse-Direktverbrennungsanlagen, zum Vergleich Feinstaub-Emission einer BIG-GT: 0,06 g/kWh; Werte entstammen einer Externalitätenbewertung von Bagasseanlagen in Brasilien (Coelho u. a. 2000); PM_{10} Werte 0,2–0,3 g/kWh (OECD 2002b)

[49] Dieser Auslastungs-Wert ist frei gewählt. Bei einer veränderten Anlagenauslastung ändert sich das CO_2

generiert werden. Bei einer durchschnittlichen fossilen CO_2 Belastung von 715,18 g/kWh wären 1,1 Mio. Tonnen CO_2 vermeidbar. Im Vergleich dazu trug der Elektrizitätssektor im Jahr 1994 mit 4,1 Mio.t CO_2 zur nationalen Emissionsmenge bei. In Thailand könnten bei einer installierten Leistung von 1410 MW aus Biomasse und angenommenen 4000 Betriebsstunden eine Menge von 3,1 Mio. Tonnen CO_2 eingespart werden. Die Summe der thailändischen CO_2 Emissionen aus fossilen Brennstoffen belief sich im Jahr 2001 auf 48,5 Mio. Tonnen, davon 9,4 Mio.t aus Kohleverbrennung und 11,9 Mio.t aus Erdgas.(DOE 2004)

Tabelle 13: Durchschnittliche CO_2 Emissionsmengen aus fossiler Stromerzeugung in Vietnam und Thailand

	Vietnam			Thailand		
fossile Energieträger	Kohle	Erdgas	Öl	Kohle	Erdgas	Öl
Anteil an der gesamten EEE	10,52%	14,45%	15,54%	19,16%	70,50%	2,86%
Anteil an fossiler EEE	25,97%	35,67%	38,36%	20,71%	76,12%	3,09%
CO_2 Emission (g/kWh)	955	430	818	955	430	818
anteilige CO_2 Emissionen (g/kWh)	248,01	153,38	313,79	197,78	327,32	25,28
durchschnittliche fossile CO_2 Emissionen (g/kWh)		715,18			550,37	

3.4 Fazit

Durch die Möglichkeit des netzunabhängigen Betriebs von Biomassesystemen können die Lebensverhältnisse in entlegenen Regionen durch den Aufbau einer dezentralen Erzeugeranlage verbessert werden. Zudem profitieren die ländlichen Gebiete von der Bereitstellung der Rohstoffe, da Biomasse land- und arbeitsintensiv ist und somit ein zusätzliches Einkommen generiert werden kann. Sowohl die Lebensqualität als auch die Produktivität kann gesteigert werden, in dem die lokalen Umweltbeeinträchtigungen, wie Feldverbrennung der Ernterückstände, vermieden werden. Weiterhin werden durch die energetische Verwertung der biogenen Abfälle Methangasemissionen verringert. Biomasseverbrennung selbst ist CO_2 neutral, da nur die Menge an CO_2 ausgestoßen werden kann, die zuvor durch die Pflanze absorbiert worden ist. Großer ökologischer Wert besteht in der Substitution fossiler Energieerzeugung durch Biomasse-Elektrizität und die damit verbundene Reduzierung von Luftschadstoffen (NO_x, SO_2 und Feinstaub) und Treibhausgaseemissionen (CO_2). Bei einer angenommenen jährlichen Anlagenauslastung von 4000 Stunden sowie basierend auf den Biomassepotenzialen und der fossilen Erzeugerstuktur der beiden Staaten, könnten in Thailand 3,1 Mio.t CO_2 und in Vietnam 1,1 Mio.t CO_2 pro Jahr durch Strom aus Biomasse eingespart werden.

Die Nutzung von Biomasse-Rohstoffen leistet darüber hinaus einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung der Rohstoffe. In Thailand kann die Abhängigkeit vom Erdgas geschmälert werden und in Vietnam gewinnt Bagasse während der Trockenzeit an Bedeutung, da in dieser Zeit Zuckerrohr geerntet wird.

Nachteilig kann sich die erhöhte Staubpartikelkonzentration im Rauchgas an Direktverbrennungsanlagen auf die Biomasseemissionsbilanz auswirken. Durch Vergasung von Biomasse und Verbrennung in einer Biogas-Gasturbine können diese unerwünschten Emissionen reduziert werden.

Vermeidungspotenzial proportional.

4 Kosten der Energiebereitstellung

4.1 Kosten der Biomasse-Stromerzeugung

In Kapitel 2.2 wurden die Kostenbestandteile der jeweiligen Biomassetechnologien bereits aufgezeigt, auf deren Basis in diesem Kapitel ein Vergleich der Technologien vorgenommen werden soll. Eine Zusammenfassung der Kosten aus Kapitel 2.2 ist in Tabelle 14 dargestellt. Es muss den nachfolgenden Ausführungen vorangestellt werden, dass die in der Literatur angegebenen Kostenparameter für Anlagen und Brennstoffe sehr stark variieren, was auf unterschiedliche technologische Anlagenkonzepte und abweichende ökonomische Bedingungen an den Anlagenstandorten zurückzuführen ist.

Die Fixkosten (K_{fix}) setzen sich zusammen aus den diskontierten Investitionskosten und fixen Ausgaben für Betrieb/Wartung und Personalkosten. Die Kapitalkosten bilden bei allen Anlagen den Hauptanteil der Fixkosten. Die variablen Kosten (K_{var}) werden vornehmlich durch die Brennstoffpreise bestimmt. Besonders bei Diesel-unterstützten Systemen fällt dieser Kostenblock stärker ins Gewicht, da Diesel im Vergleich zu Biomasse wesentlich kostenintensiver ist. Für die Systeme Produktgas/Diesel und Biogas/Diesel beinhalten die fixen Kosten ebenfalls Personalkosten für den Betrieb der Anlage. Biogas-Gasturbinen heben sich durch eine hohe Effizienz der Energieumwandlung und somit einem geringen Brennstoffeinsatz[50] hervor, was sich positiv auf die variablen Kosten auswirkt. In Kapitel 2.1 wurde bereits auf die Preisschwankungen des Biomasse-Rohstoffs eingegangen. Ausgehend von unterschiedlichen thailändischen Studien konnte eine Preisspanne für Reishülsen von null bis 20 US$ bestimmt werden. Den Werten in Tabelle 14 liegt ein Preis von 18 US$ je Tonne getrockneter Biomasse zugrunde (dies entspricht 1 US$/GJ). In Fermentationsanlagen an Tierfarmen und Klärwerken steht das Ausgangsmaterial sehr kostengünstig zur Verfügung, hier 0,56 US$ je Tonne Dung.

Die Investitionskosten der verschiedenen Biomassetechnologien sind in der zweiten Spalte in Tabelle 14 gegenübergestellt. Die geringsten spezifischen Investitionskosten benötigt die Produktgas/Dieselanlage (thermochemische Vergasung) mit 750 US$ je kW. Für die Biogas/Dieselanlage (anaerobe Fermentation), die auf dem selben Energieerzeugungsverfahren beruht, beträgt die spezifische Investitionssumme 1794 US$. Die Ursachen dieses Kostenunterschiedes können nicht mit absoluter Sicherheit festgestellt werden, da die jeweiligen Anlagenspezifika nicht bekannt sind. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Produktgas/Dieselanlage (100 kW) von Skaleneffekten profitiert, da sie die zwanzigfache Leistung der Biogasanlage (5 kW) erbringt. Weiterhin können hohe Ausgaben für den Bau der Fermentationsanlage Grund für die vergleichsweise hohen Investitionskosten des Biogassystems sein. Auch Direktverbrennungsanlagen sind mit 2000 US$/kW sehr kapitalintensiv. An dieser Stelle sollen die Investitionskosten für thailändische Reishülsen-Biomasseanlagen nochmals aufgegriffen werden. Die Studie ermittelte Investitionskosten von 1100 bis 1200 US$ je kW (siehe Kapitel 2.2.1). Für Biogas-Gasturbinen wurde der geschätzte Anlagenpreis von 1500 US$/kW übernommen. Diese Kostenhöhe soll einen Ausblick auf zukünftige ökonomisch-technische Möglichkeiten geben, unter Beachtung der Tatsache, dass diese Kosten nicht den derzeitigen tatsächlichen Kosten der Pilotanlagen entsprechen.

[50] BIG-GT: 0,50 bis 0,67 $kg_{trocken}$ je kWh, im Vergleich zur Direktverbrennungsanlage mit 1 bis 2 $kg_{trocken}$ je kWh

Tabelle 14: Stromerzeugungskosten von Biomassekraftwerken

Angaben in US_{1998}\$ Kraftwerkstyp	Invetitions-kosten US$/kW	Fix-kosten US$/kWy	Fix-kosten[51] US$/MWh	Brennstoff-preis US$/GJ	variable Kosten US$/MWh
Direktverbrennung[52](21 MW)	2000	340,40	38,86	1	19,65
Produktgas + Diesel[53](100 kW)	750	127,50	14,55	3[54]	63
Biogas Gasturbine[55](30 MW)	1500	250,80	28,50	1	12,50
Biogas + Diesel[56](5 kW)	1794	263,14	26,11	<3[57]	51,65

Basierend auf den Werten aus Tabelle 14 sind in Abbildung 6 die Durchschnittskosten (DK_E) der Stromerzeugung der verschiedenen Biomassetechnologien dargestellt. Die Kosten stehen in Relation zum Kapazitätsfaktor (cf), welcher die Auslastung der Anlage über das Jahr angibt.[58] Dieser Art der Kostendarstellung liegt die Berechnung nach der Formel $DK_E = K_{fix}/cf + K_{var}$ zugrunde (Stoft 2002, S. 36). Aus der Graphik geht hervor, dass die Produktgas/Dieselanlage der Biogas/Dieselanlage ökonomisch überlegen ist. Im Vergleich zur BIG-GT und zur Direktverbrennungsanlage wird deutlich, dass die beiden Biomasse/Dieselsysteme bei geringer jährlicher Anlagenauslastung Strom zu niedrigeren Kosten produzieren können. Der Einsatz einer Direktverbrennungsanlage anstelle eines Produktgas/Dieselmotors ist ab einem Kapazitätsfaktor von 0,56 (ca. 4900 Benutzungsstunden) wirtschaftlich sinnvoll und die BIG-GT ab 2500 Stunden. Solch niedrige Kapazitätsfaktoren führen zu sehr hohen Stromgestehungskosten. Mit abnehmendem Grad der Anlagenausnutzung steigen die Fixkosten (inkl. der Kapitalkosten) je abgegebener Outputmenge an, was in hohen Durchschnittskosten resultiert. Die geringsten Erzeugungskosten werden bei 100%iger Grundlastfahrweise erreicht, was im Fall der Direktverbrennungsanlage Kosten in Höhe von 58 US$ verursacht und für die BIG-GT 41 US$. Um Strom so günstig wie möglich zu erzeugen, bedeutet dies für Biomasseanlagen außerhalb der Erntezeiten biogene Ersatzrohstoffe einzusetzen oder Rohstoffe zu lagern. Die Lagerung hat allerdings den besagten Nachteil der Methangasemission. An Zuckermühlen können beispielsweise außerhalb der Zuckerrohrerntezeit Reishülsen als Ersatzbrennstoff dienen.

Abbildung 7 veranschaulicht den Einfluss reduzierter Investitionskosten und Biomasse-Rohstoffpreise auf den Stromerzeugungspreis. Am Beispiel der geringen Kosten einiger thailändischer Biomasse-Direktverbrennungsanlagen ist die Kostendegression in zwei Schritten dargestellt. Der erste Schritt zeigt die Reduktion der spezifischen Anschaffungskosten auf 1100 US$/kW und im zweiten Schritt wird von einem Biomassepreis von 100 Bath (2,50 US_{2000}\$) je Tonne ausgegangen. Die Reduktion der Investitionskosten spiegelt sich in gesunkenen Fixkosten in Höhe von 26 US$/MWh wider, im Vergleich zu 38,86 US$/MWh bei Investitionskosten von 2000 US$/kW (siehe Tabelle 14).[59] Der niedrige Biomassepreis wirkt

[51] bei voller Anlagenauslastung (cf=1)

[52] zusätzlich zu den Kapitalkosten kommen 90 US$/kWa fixe Kosten (davon 50 US$ aus Personal), die Anlagenbetriebsdauer bertägt 25 Jahre, die Kapitalverzinsung 10%, Anlagenauslastung 90% (7884 Stdunden pro Jahr)

[53] Nutzungsdauer 10 Jahre, Kapitalverzinsung 10%, Anlagenauslastung 50% (4380 Stunden pro Jahr)

[54] bei Dieselanteil von 40%, Dieselpreis von 0,25 US$/l und einem Heizwert für Diesel von 41 MJ/kg sowie einem Biomasseanteil von 60% und Biomassepreis von 1 US$/GJ (18US$/t)

[55] diese Summe beinhaltet 30$/kWh/Jahr zusätzliche Fixkosten sowie 33 US$/kWh/Jahr feste Personalkosten, Nutzungsdauer 25 Jahre und Kapitalverzinsung 10%, Anlagenauslastung 90% (7884 Stunden pro Jahr)

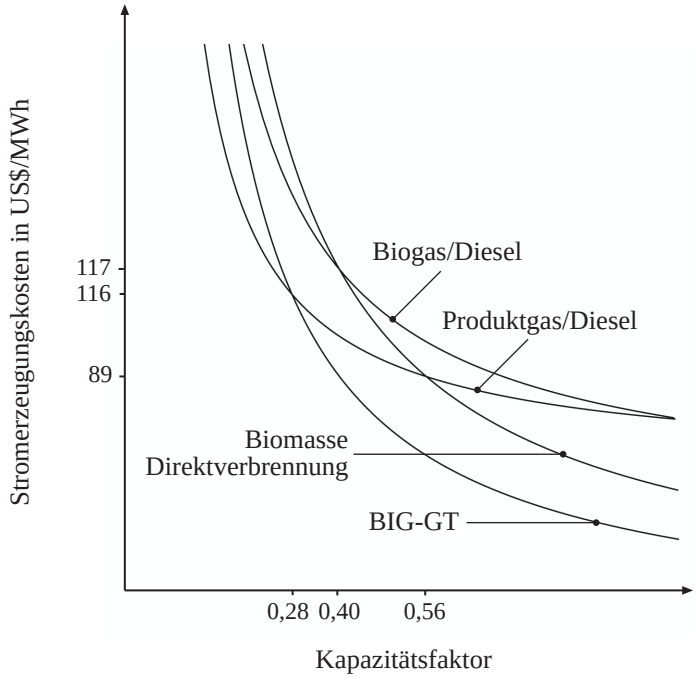
[56] Angaben in US_{1996}\$

[57] Für eine exakte Aufschlüsselung des Brennstoffpreises fehlten für diese Anlage die technischen Angaben.

[58] Der Volllast-Betrieb einer Anlage über 8760 Stunden im Jahr ergibt einen Kapazitätsfaktor von eins.

[59] Die Fixkosten enthalten jeweils zusätzlich zu den Kapitalkosten einen jährlichen fixen Kostenanteil für Personal und Wartung in Höhe von 90 US$/kW

Abbildung 6: Stromerzeugungskosten verschiedener Biomassetechnologien



sich positiv auf auf die laufenden Erzeugungskosten aus, die auf knapp 5 US$/MWh gesenkt werden können, gegenüber 19,65 US$/MWh im Ausgangsfall. Durch diese beiden Maßnahmen können im Grundlastbetrieb Erzeugungskosten von 31 US$/MWh erzielt werden, welche sogar unterhalb der Erzeugungskosten der BIG-GT Technologie liegen. Es muss betont werden, dass diese ökonomischen Parameter nur an besonders bevorteilten Standorten erzielt werden können und daher nicht uneingeschränkt auf andere Biomassekonzepte übertragbar sind.

Der Ausblick auf die zukünftigen Investitionskosten für Biomassetechnologien verspricht sinkende Anlagenkosten (siehe Abbildung 8). Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Technologien (wie Photovoltaik) ist der erwartete Kostenrückgang für Biomasseanlagen eher moderat. Wie bereits angedeutet, wird die Vergasung der Rohstoffe und die anschließende saubere Verbrennung zunehmend an Bedeutung gewinnen. In einer umfassenden Studie der Nuclear Energy Agency aus dem Jahr 1998 wurden die Kosten bestehender und geplanter Kraftwerke (nuklear, fossil sowie erneuerbar) analysiert. Diese Erhebung enthält Prognosen über Kosten für eine 100 MW_{el} Biomasseanlage, basierend auf Holzvergasung und einem GuD Prozess (Realisationszeitraum zwischen 2005 und 2010). Die Investitionskosten in Höhe von 1342 US_{1996}\$ führen zu vergleichsweise niedrigen spezifischen Kapitalkosten[60] von 26,47 US_{1996}\$/MWh_{el}. Hinzu kommen Betriebs- und Wartungskosten (7,20 US_{1996}\$/MWh_{el}) und Brennstoffkosten (8,74 US_{1996}\$/MWh_{el}), so dass Stromerzeugungskosten von 42,41 US_{1996}\$/MWh erreichbar sind.(OECD 1998, S. 45 ff.)

[60] 10% Diskontrate und Nutzungsdauer 40 Jahre

Abbildung 7: Stromerzeugungskosten bei reduzierten Investitions- und Biomassekosten an Direktverbrennungsanlagen

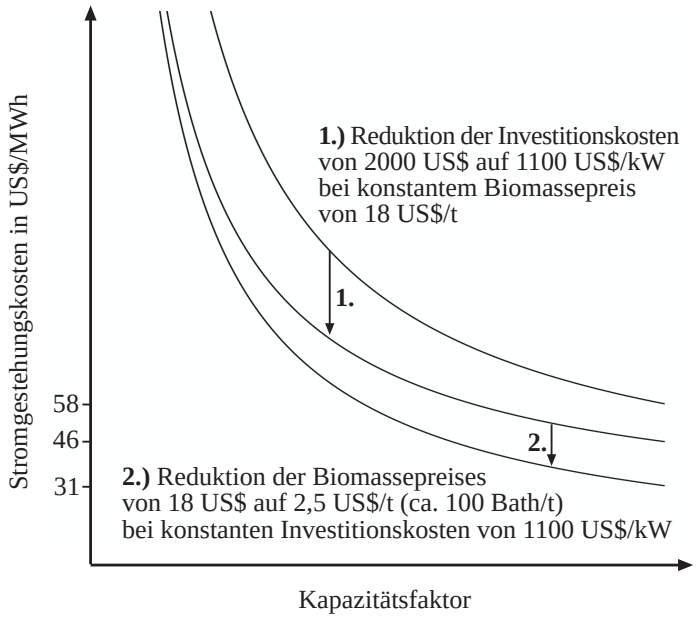
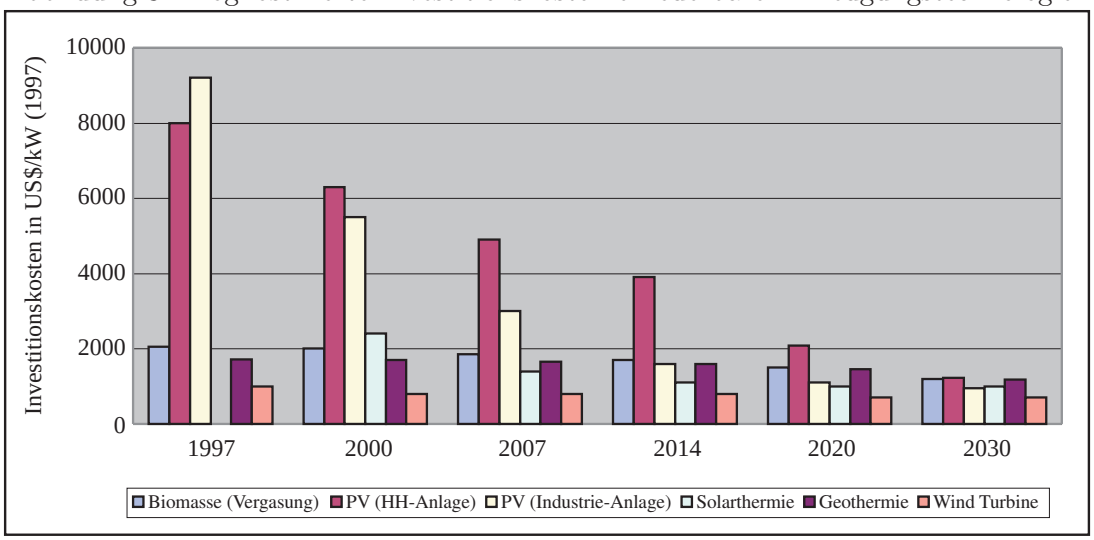


Abbildung 8: Prognostizierte Investitionskosten erneuerbarer Erzeugungstechnologien



(Kammen u. a. 2003)

4.2 Kosten anderer netzgebundener Erzeugungstechnologien

4.2.1 Kosten anderer erneuerbarer Technologien

Wie die Kapitel 2.3.1 und 2.3.2 bereits zeigten, stehen Thailand und Vietnam neben Biomasse weitere erneuerbare Ressourcen zur netzgebundenen Stromerzeugung zur Verfügung. In Vietnam wird dem Ausbau von Kleinwasserkraftanlagen besondere Bedeutung beigemessen, sowohl für die netzunabhängige als auch für die netzgebundene Elektrizitätserzeugung. Weiterhin wird der Bau eines geothermischen Kraftwerks in Betracht gezogen. Solaranlagen und Windturbinen in Verbindung mit Dieselsystemen sind vorerst für die dezentrale Stromerzeugung vorgesehen. In Thailand stellt Biomasse bereits die ergiebigste erneuerbare Ressource dar (Tabelle 10 auf Seite 25). Zusätzliches Potenzial in Höhe von etwa 120 MW kann durch Photovoltaik, Wind, Geothermie und Wasserkraft erschlossen werden. Da nahezu 100% der thailändischen Bevölkerung an das Netz angeschlossen sind, ist davon auszugehen, dass diese geplanten erneuerbaren Erzeugungstechnologien netzgebunden betrieben werden.

Tabelle 15: Stromerzeugungskosten anderer erneuerbarer Energien

Kraftwerkstyp	Invetitions-kosten €/kW	Kapital-kosten[61] €/MWh	Betrieb+ Wartung €/MWh	DK_E €/MWh
Wasser (10 MW)	1600[62]	21,46	4,6	45,72[63]
Wasser (250 MW)	1200	16,10	4,0	35,26[64]
Wind onshore	1000	13,41	5,14	80,63[65]
Wind offshore	2000	26,82	8,0[66]	101,67[67]
Photovoltaik (20 kW)	5900	79,11	5,1	765,55[68]
Geothermie (50 MW)	1800	24,14	14,84	48,73[69]

Quelle: (Resch u. a. 2003)

Einen Überblick über die Stromerzeugungskosten weiterer erneuerbarer Erzeugungstechnologien gibt Tabelle 15. Es wird deutlich, dass auch alle anderen erneuerbaren Technologien durch mittlere bis sehr hohe Investitionskosten gekennzeichnet sind. Besonders Photovoltaikanlagen größerer Leistungsbereiche sind enorm kapitalintensiv, für diese wird allerdings die stärkste Kostendegression erwartet (Abbildung 8). Für Onshore-Anlagen belaufen sich die Investitionskosten gewöhnlich auf 900 bis 1100 €/kW. Offshore-Turbinen sind technologisch bedingt kapitalaufwendiger, jedoch profitieren diese Anlagen von einer höheren Auslastung aufgrund besser Windbedingungen. Wie der Trend der vergangenen Jahre zeigte, werden immer leistungsstärkere Windturbinen entwickelt, wodurch eine Abnahme der spezifischen Stromgestehungskosten erreicht wird. Wie Abbildung 9 zeigt, sind mit Onshore-Windkraftanlagen[70] Erzeugungskosten unter 6 ct€/kWh erreichbar, allerdings beruht diese Berechnung auf niedrigen Diskontierungsraten. Bei einem Zinssatz von 10% wird Strom zu Kosten zwischen 7 und

[61] 10% Diskontrate, 20 Nutzungsdauer

[62] im Vergleich REAP Vietnam: 11 potenzielle Kleinwasserkraftprojekte mit insgesamt 50 MW, einem Gesamtinvestitionsvolumen von 75 Mio. US$; durchschnittliche Investitionskosten 1500 US$/kW (ESMAP 2002, S. 52)

[63] Auslastung: 5000 h/a (cf=0,57)

[64] Auslastung: 5000 h/a (cf=0,57)

[65] Anlagenauslastung in Gebieten mittlerer Windintensität: 2000 Stunden (cf=0,23)(EWEA 2004, S. 103)

[66] Vergleiche: Betriebs- und Wartungskosten für Windpark Blyth (UK) mit 18350 Pfund/MWa (3,14 €/MWh) veranschlagt

[67] Auslastung: 3000 Vollbenutzungsstunden(cf=0,34)

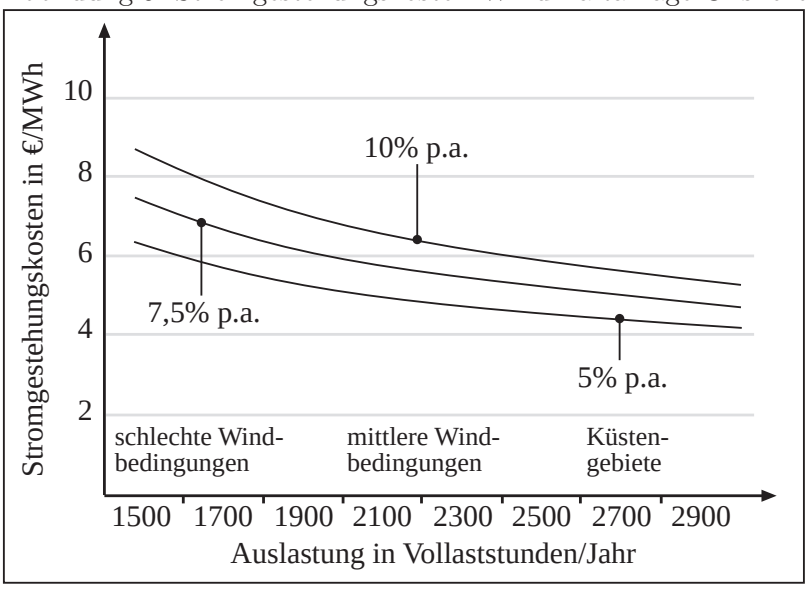
[68] Auslastung: 1000 h/a (cf=0,11)

[69] 7000 Vollbenutzungsstunden (cf=0,8

[70] Investitionskosten 1000 €/kW

8 ct€/kWh erzeugt. (EWEA 2004) Wasserkraftanlagen sind bei kontinuierlichem Betrieb die kostengünstigste Stromerzeugungstechnologie (Tabelle 15). Besonders Laufwasserkraftwerke können zu geringen Investitionssummen gebaut werden. Für niedrige Erzeugungskosten sind diese jedoch auf ein permanentes Wasserangebot angewiesen. Der Bau eines Speicherbeckens würde zwar die stetige Anlagenauslastung gewährleisten, erhöht aber durch die hohen Kapitalaufwendungen den Fixkostenanteil an den Erzeugungskosten. Geothermische Kraftwerke repräsentieren eine wirtschaftlich vorteilhafte Alternative erneuerbarer Energieerzeugung. In geologisch begünstigten Gebieten können Geothermieanlagen zu relativ niedrigen Anfangsinvestitionen errichtet werden. Da sie mit einer hohen Auslastung über das Jahr betrieben werden, ist eine kostengünstige Stromerzeugung möglich, bei vollständiger Auslastung ca. 39 €/MWh.

Abbildung 9: Stromgestehungskosten Windkraftanlage Onshore



Quelle: (EWEA 2004)

Im Vergleich der Biomasse- Direktverbrennungsanlagen mit anderen erneuerbaren Technologien wird deutlich, dass Wasserkraft größter Konkurrent der Biomasseenergie ist. Ein Wasserkraftwerk 10 MW (siehe Tabelle 15) erreicht ab einer Vollaststundenzahl von 7100 Stunden Stromerzeugungskosten von 31 €/MWh und ist ab dieser Auslastung zur günstigsten Biomassealternative[71] konkurrenzfähig. Geothermieanlagen wären unter den in dieser Arbeit verwendeten Kostenparametern der kostengünstigsten Biomasseanlage knapp unterlegen. Geht man hingegen von „üblichen“ Investitionskosten und Biomassepreisen aus[72], so könnte Elektrizität aus Erdwärme zu geringeren Kosten erzeugt werden. Der Vergleich der Biomasse zur Windkraft gestaltet sich aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweise (Anlagenauslastung) recht schwierig. Werden die beiden erneuerbaren Optionen nach ihren geringsten erreichbaren Stromgestehungskosten beurteilt, so ist festzuhalten, dass die günstigsten Biomasse-Direktverbrennungsanlagen eine Energieerzeugung zu niedrigeren Kosten ermöglichen, als Windkraftanlagen in Gebieten sehr guter Windbedingungen.

[71] Investitionskosten 1100 US$/kW und Biomassepreis 2,5 US$/t, Auslastung 100%; Annahme 1 US$ = 1€
[72] Investitionskosten 2000 US$/kW und Biomassepreis ca. 10 – 18 US$/t

4.2.2 Kosten fossiler und nuklearer Stromerzeugung

Die Energieerzeugung aus fossilen und nuklearen Rohstoffen dominiert derzeitig in fast allen bestehenden Energiesystemen der Welt. In Südostasien sind mehr als 80% der Kraftwerksleistung in fossil befeuerten Kraftwerken installiert. Wie in Kapitel 1.3 gezeigt, stützt sich die thailändische Stromerzeugung vor allem auf den Rohstoff Erdgas (70%) und Kohle (19%). In Vietnam wird der ansteigende Strombedarf primär durch den Zubau von Erdgas- und Kohlekraftwerken gedeckt. Der Anteil der Wasserkraft schwindet zunehmend zugunsten fossiler Erzeugungsanlagen. Weder in Vietnam noch in Thailand wird Strom in Kernkraftwerken generiert, so dass diese Technologie keine Konkurrenz für Biomasseenergie in den betrachteten Staaten darstellt.

Tabelle 16: Stromerzeugungskosten konventioneller Kraftwerke

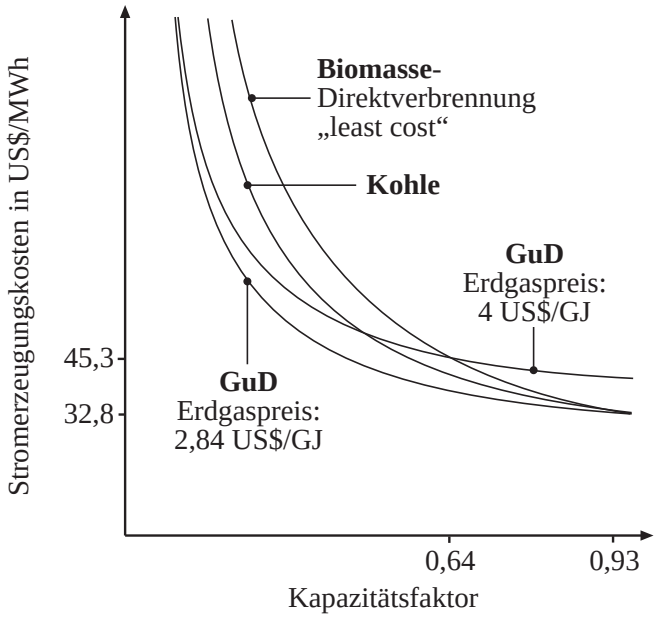
Kraftwerkstyp	Invetitions-kosten US$/kW	Kapital-kosten US$/MWh	Betrieb + Wartung US$/MWh	variable Kosten US$/MWh	Typische DK_E US$/MWh
Nuklear	1729	23,88	6,0	4,16[73]	39,31[74]
Kohle	1021	14,10	4,5	11,77[75]	36,57[76]
GuD	533	7,36	3,0	20,78[77]	34,59[78]
GT	315	4,75	3,0	34,40[79]	53,78[80]

Quelle: (OECD 1998; Stoft 2002)

Elektrizität wird in fossilen Kraftwerken zu sehr geringen ökonomischen Kosten produziert. Fixe und variable Kosten konventioneller Kraftwerke sind in Tabelle 16 aufgezeigt. Gasturbinen und GuD Anlagen haben mit Abstand die niedrigsten spezifischen Investitionskosten. Allerdings bewirkt der hohe Erdgaspreis einen großen Anteil der variablen Kosten an den Erzeugungskosten. Kohle- und Kernkraftwerke sind kapitalintensiver, können aber Energie aus preisgünstigeren Rohstoffen erzeugen. Die in der Tabelle dargestellten Werte spiegeln Kosten von Anlagen in Industrieländern wider. Es ist unsicher, inwieweit diese den Kosten von Energieerzeugern in Entwicklungsländern entsprechen. Unklarheit herrscht vor allem beim Brennstoffpreis, welcher (nicht nur) in Entwicklungsländern oftmals staatlich subventioniert ist, um einen möglichst geringen Strompreis zu garantieren (Drillisch 2004; IEA 1997b). Für Thailand könnte die Vermutung angestellt werden, dass die tatsächlichen Erzeugungskosten nicht wesentlich unter den Kosten aus Tabelle 16 liegen, da Thailand vom Rohstoffimport und somit von Weltmarktpreisen abhängig ist. Unter Verwendung der in der Literatur aufgeführten Brennstoffpreise und üblicher Betriebsparameter, sind in der letzten Spalte in Tabelle 16 typische Durchschnittskosten der Stromerzeugung aufgezeigt (OECD 1998; Stoft 2002). Nicht zuletzt muss die Tatsache beachtet werden, dass Kraftwerke nach Ablauf der Amortisationszeit Strom zu weitaus geringeren Kosten produzieren, da der Anteil der Kapitalkosten an den Gestehungskosten gleich null ist. Dies betrifft hauptsächlich Kohle- und Kernkraftwerke, deren Nutzungsdauer 40 Jahre und länger bemisst. Durch einen so genannten Retro-Fit werden stark belastete Anlagenteile erneuert und somit die Nutzungsdauer mit minimalen Investitionen verlängert.

[73] Brennstoffpreis 0,38 US$/GJ, Kraftwerkswirkungsgrad 32,8%
[74] Kapazitätsfaktor 0,85
[75] Brennstoffpreis 1,18 US$/GJ, Kraftwerkswirkungsgrad 36,2%
[76] Kapazitätsfaktor 0,75
[77] Brennstoffpreis 2,84 US$/GJ, Kraftwerkswirkungsgrad 49,3%
[78] Kapazitätsfaktor 0,75
[79] Brennstoffpreis 2,84 US$/GJ, Kraftwerkswirkungsgrad 29,8%
[80] Annahme Teillastbetrieb: Kapazitätsfaktor 0,4

Abbildung 10: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke und Biomasse „least cost option“



In den geringen ökonomischen Kosten fossiler Energieerzeugung liegt die größte Hürde für die Durchsetzung erneuerbarer Technologien am Markt begründet (Drillisch 2004). Aus dem Kostenvergleich fossiler Energiesysteme mit Biomassekraftwerken geht hervor, dass es für Biomasseanlagen kaum möglich ist Strom zu solch geringen Kosten zu erzeugen, wie fossile Technologien. Stellt man die günstigste Biomasseoption[81] den fossil befeuerten Kraftwerken aus Tabelle 16 gegenüber, so ist ersichtlich, dass die Biomasseanlage bei nahezu vollständiger Auslastung zu gleichen Kosten produzieren kann, wie Kohle- und GuD Kraftwerke (siehe Abbildung 10). Unter den getroffenen Annahmen wäre in diesem Fall die Biomasseanlage konkurrenzfähig. Wie in Kapitel 3.1 erläutert, ist Biomasseenergie für Thailand von besonderem Wert, da die Biomassenutzung zur Unabhängigkeit vom teuren Rohstoff Erdgas beiträgt. Die Graphik 5 auf Seite 29 stellte den Anstieg der Rohstoffpreise in den vergangenen Jahren dar. Die LNG Erdgaspreise lagen im betrachteten Zeitraum (1995 – 2002) teilweise deutlich über 4 US$/GJ. Bei diesem hohen Bezugspreis für Erdgas ist die kostenminimalste Biomasseoption bereits ab einer jährlichen Betriebsdauer von 5600 Stunden (cf = 0,64) zur GuD Anlage wettbewerbsfähig (siehe Abbildung 10). In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob nicht der Preis fossiler Rohstoffe generell einen Risikofaktor enthalten sollte, der die Preisunsicherheiten des zukünftigen Bezuges reflektiert (Martinot 2004). Konsequenz einer erweiterten Kostenrechnung wäre eine verbesserte Position erneuerbarer Technologien gegenüber rohstoffintensiven konventionellen Kraftwerken. Es soll zum Schluss dieser Gegenüberstellung der Technologien erwähnt sein, dass die ökonomischen Möglichkeiten, die von der Biogas-Gasturbine erwartet werden sicherlich die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien verbessern werden.

Ausgehend von den vietnamesischen Stromtarifen und den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten sind im Vietnam Renewable Energy Action Plan (REAP) Schwellen für Anlageninvestitionskosten aufgeführt, ab denen die Aufrüstung bestehender Niederdruckdampfkreisläufe ökonomisch durchführbar ist. Die Installation einer zusätzlichen Dampf-

[81] Investitionskosten 1100 US$/MWh und Biomassepreis 2,5 US$/t

turbine in Zuckermühlen könnte bis zu einer Investitionssumme von 500 US$/kW erfolgen. Reismühlen mit ihrer längeren jährlichen Auslastung und der wertvollen Asche als Co-Produkt könnten mit Kapitalkosten bis zu 1500 US$/kW modernisiert werden. Jedoch sind die meisten Reismühlen sehr klein und die kritische Produktionsmenge von 5t Reis je Stunde wird vielerorts nicht erreicht, so dass ein effizienter Transport der Reishülsen zu zentralen Biomasseanlagen notwendig ist. (ESMAP 2002, S. 51)

4.3 Netzunabhängige Energieanlagen

Unabhängig vom Vergleich von Biomasseanlagen mit anderen netzgebundenen Erzeugern sollen in diesem Abschnitt Technologien zur dezentralen, netzunabhängigen Stromerzeugung verglichen werden und mögliche Vorteile und Potenziale der Biomassenutzung erläutert werden. Da in Thailand fast alle Einwohner an das nationale Stromnetz angebunden sind, richten sich die nachfolgenden Ausführungen primär an Vietnam, wo ein weitaus größerer Bevölkerungsteil keinen Zugang zu Elektrizität hat.

Trotz der Ausbaupläne für das vietnamesische Elektrizitätsnetz werden auch im Jahr 2010 etwa 1100 entlegene Gemeinden mit 750.000 Haushalten und 3 Mio. Menschen nicht an das nationale Netz angeschlossen sein. Strom kann in diesen Regionen durch eigen installierte Anlagen erzeugt und mittels lokalem Netz verteilt werden. Die Erzeugeranlage steht dabei in Konkurrenz zum Ausbau des nationalen Netzes. Entscheidenden Einfluss auf die Wahl der Stromerzeugungsanlage hat die örtliche Verfügbarkeit von Rohstoffen. Da sich nicht elektrifizierten Gemeinden vorwiegend in bergigen Gebieten befinden, ist Wasserkraft in diesen Regionen die bevorzugte Energiequelle. Der REAP Vietnams identifizierte 300 Kommunen für die die Energieerzeugung durch Wasserkraft und der Aufbau eines isolierten Netzes bis zu Jahr 2010 technisch und ökonomisch realisierbar ist. (ESMAP 2002, S. 37) Piko-Hydrosysteme mit Leistungen bis zu 1000 Watt sowie Mikro-Hydrosysteme mit Leistungen zwischen 1 kW und 5 kW können einzelne Haushalte bzw. kleiner Gruppen von Haushalten und Gemeinden versorgen. Mit einem 5 kW System kann für ca. 100 Haushalte Elektrizität bereitgestellt werden. (Drillisch 2004) Die Kosten der Kleinsysteme liegen meist unterhalb der Kosten für den Anschluss eines Haushaltes an das nationale Netz (400 bis 500 US$/HH). Die Anschaffungskosten für Piko-Anlagen (100 W bis 500 W) betragen 15 bis 50 US$ zuzüglich Installationskosten von 50 bis 100 US$. Zusätzlich fallen Kosten für Wartung und Reparatur in Höhe der Anlagenkosten an. Die Anwendung wird beschränkt durch die maximale Entfernung von 1000m der Verbraucher von der Energiequelle. In Vietnam wurden zwischen 100.000 und 150.000 Piko-Hydroanlagen verkauft, deren installierte Gesamtleistung auf 30 bis 75 MW geschätzt wird. Das Potenzial dieser Energieerzeuger beläuft sich auf 90 bis 150 MW, durch die über 200.000 Haushalte mit Strom versorgt werden könnten. Für die Versorgung von Gemeinden mit mehreren hundert Haushalten sind Mikro-Systeme mit bis zu 40 kW notwendig. Die durchschnittlichen Investitionskosten betragen 2500 US$/kW und werden auf die Haushalte umgelegt, mit einer Belastung von etwa 465 US$ je Haushalt. In Vietnam könnten 300.000 Haushalte mit einer Gesamtleistung von 300 bis 600 MW aus Wasserkraft in Form von isolierten Mininetzen versorgt werden. (ESMAP 2002; Quyen u. a. 2003) Die Technologien für diese Piko-Hydroanlagen sind national kaum verfügbar und müssen zu 90% von China importiert werden. (Drillisch 2004) Bedeutender Vorteil der Wasserkraftnutzung sind die niedrigen Betriebskosten, im Gegensatz zu anderen netzunabhängigen Erzeugungsanlagen, die auf Verbrennungstechnologien zurückgreifen.

Neben Kleinwasserkraftanlagen sieht der REAP die Nutzung von Solarsystemen für die Versorgung entlegener Gebiete vor. Solaranlagen in der Größenordnung 40 bis 60 Watt liefern für einen Haushalt die nötige Strommenge. Diese Art der Stromerzeugung wurde bereits

in mehreren Entwicklungshilfeprojekten der Weltbank umgesetzt. In Vietnam könnten vor allem Regionen im Süden des Landes von Solarsystem profitieren. Das gesamte Potenzial Vietnams bemisst 2 MW aus netzunabhängigen Solaranlagen, durch die 50.000 Haushalte ihre Elektrizität erzeugen könnten. Die Anlagenkosten für ein 42 Watt PV-System betragen 6,9 Mio. VND (493 US$). Für Solaranlagen sind im Vergleich zu Piko-Hydroanlagen höhere Investitionen notwendig, allerdings liefern Solaranlagen dafür einen stabileren Stromoutput. Verschiedene Programme zur Implementierung von Solar-Haushaltsanlagen sind im Rahmen des REAP angelaufen.

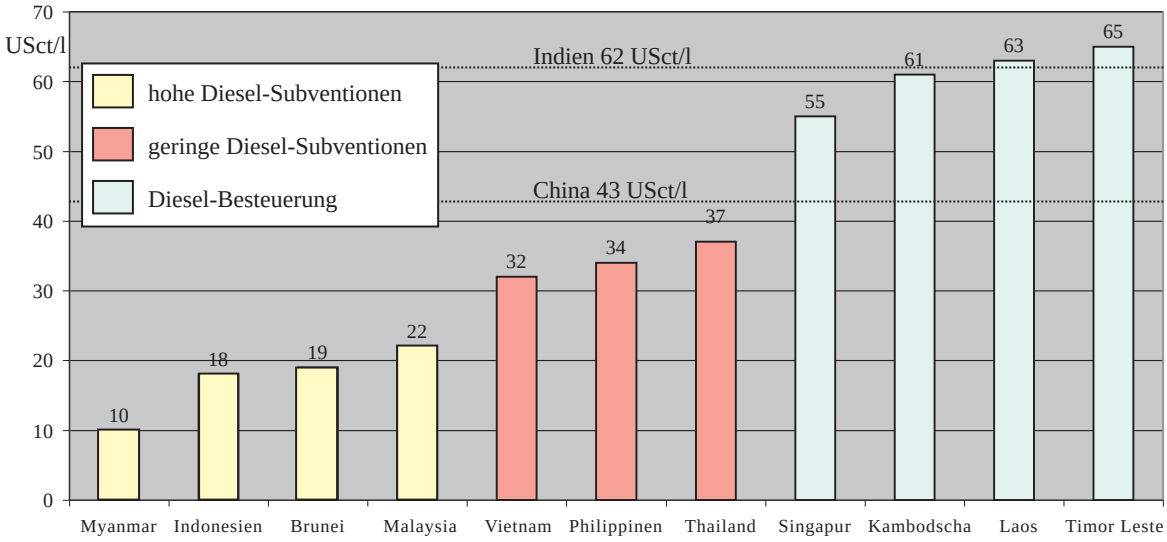
Diesel-betriebene Generatoren sind eine weitere Möglichkeit der netzunabhängigen Stromerzeugung. In wasserarmen Gebieten im Süden und in Zentralvietnam findet diese Alternative Anwendung. Voraussetzung dieser Erzeugungsvariante ist eine zulängliche Infrastruktur für die Treibstoffbeschaffung. Durch den hohen Transportaufwand ist Diesel in entlegenen Gebieten oftmals teuer oder stark subventioniert. Wird in diesen Regionen Landwirtschaft betrieben, so können biogene Reststoffe als Diesel-Substitut genutzt werden. Wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, muss aus der Biomasse ein brennbares Gas erzeugt werden, um es für den Dieselmotor nutzbar zu machen. Dadurch entstehen zusätzliche Investitionskosten für die Vergasungsanlage. Zudem ist der Wirkungsgrad von Biomasseanlagen mit 27% geringer, verglichen zum reinen Dieselbetrieb (34%). Um die gleiche Energiemenge produzieren zu können, muss die Biomasse-betriebene Dieselanlage für einen größeren Leistungsbereich ausgelegt sein. Mit einer 100 kW Dieselanlage wird im Biomassebetrieb ein Output von 80 kW erreicht. Tabelle 17 verdeutlicht die technischen und ökonomischen Parameter für Diesel- und Benzinmotoren sowie für Biomasse-Mikroturbinen. Es geht aus dieser Tabelle hervor, dass die Substitution von Dieselkraftstoff durch Biomasse Betriebskosten verringern kann und somit Strom zu geringeren Kosten als im reinen Dieselbetrieb erzeugt werden kann, trotz höherer Anlageninvestitionskosten und höherer Kosten für Wartung und Personal. Goldenberg legt in dieser Analyse eine Anlagenausnutzung von 65%, einen Biomassepreis von 0,33 US$/GJ und einen Dieselpreis von 0,25 US$/l zugrunde. Es wird konstituiert, dass die Biomassetechnologie kosteneffizient ist, entweder wenn die Dieselpreise 0,35 bis 0,40 US$/l überschreiten oder bei effizienter Kapitalnutzung in Gebieten mit moderaten Dieselpreisen. Unter den Voraussetzungen wie in Tabelle 17 angenommen, ist die Verwendung von Biomasse gegenüber Dieselkraftstoff typischerweise ab einer jährlichen Betriebsdauer von ca. 3000 Vollbenutzungsstunden ökonomisch vorteilhaft.(Goldemberg 2000, S. 378 ff.)

Abbildung 11 zeigt die Diesel-Endverbraucherpreise[82] der südostasiatischen Staaten. Die Preise der Staaten Thailand (0,37 US$/l) und Vietnam (0,32 US$/l) befinden sich auf mittlerem Niveau und sind nur gering subventioniert. Für den Aufbau einer dezentralen Dieselanlage in einem dieser beiden Staaten sollte die Biomassealternative unter Berücksichtigung der zu erwartenden Anlagenauslastung und der Rohstoffpreise am konkreten Fall geprüft werden. Überträgt man den in dieser Arbeit verwendeten Biomassepreis von 1 US$/GJ aus Kapitel 2.2 sowie den vietnamesischen Dieselpreis auf die Analyse in Tabelle 17, so ist die Substitution von Diesel durch Biomasse bereits ab einer Auslastung von 2000 Vollbenutzungsstunden ökonomisch sinnvoll. Bei dieser Anlagenauslastung betragen die Kosten der Elektrizitätserzeugung 12 USct/kWh. Stände der Biomasserohstoff kostenlos zur Verfügung, wäre die Stromerzeugung zu 10,8 USct/kWh möglich. In der Grundlastfahrweise erreicht die Dieselanlage (bei 0,32 US$/l Diesel) ca. 10 USct/kWh, wohingegen Strom aus Biomasse (bei 1US$/GJ) zu 7 USct/kWh erzeugt werden kann (bei kostenloser Biomasse 5,6 USct/kWh). Die ökonomisch beste Variante stellt die Biogas-Mikroturbine dar, die vollkommen unabhängig von konventionellen Kraftstoffen betrieben wird (Tabelle 17). Erfahrungsberichte über den Betrieb von Mikroturbinen in Entwicklungsländern waren nicht verfügbar,

[82] Kraftstoffpreise für Kraftwerksbetreiber waren für Südostasien nicht verfügbar

so dass vermutet werden kann, dass dieses Anlagenkonzept nicht ausgereift genug ist, um in Entwicklungsländern eingesetzt werden zu können. Ursachen hierfür können aufwendige Wartungs- und Reparaturarbeiten sein, die eine hohe Qualifikation des Betriebspersonals bzw. den Service durch den Anlagenhersteller erfordern.

Abbildung 11: Diesel-Endverbraucherpreise der südostasiatischen Staaten



Quelle: (GTZ 2005)

Eine Biomasse-Dieselanlage analog Tabelle 17, mit 80 kW kann eine Gemeinde mit ca. 1600 Haushalten versorgen (Drillisch 2004). Für den jährlichen Stromoutput von 456.000 kWh werden 456 Tonnen Biomasse benötigt.[83] Zur Deckung des Rohstoffbedarfs mittels Bagasse wäre eine Zuckerrohranbaufläche von knapp 50 Hektar notwendig (bei einem CRR von 0,15 und einem Ertrag/Landflächenverhältnis von 62,5 t/ha, siehe Kapitel 2.1). 50 Hektar entspricht einer Fläche mit einem Radius von etwa 400m um die Erzeugeranlage. Allerdings müsste in diesem Fall der Rohstoff nach der Ernte gelagert werden, um das gesamte Jahr als Brennstoff zur Verfügung zu stehen. Bei dieser relativ geringen Landfläche sollte es für eine Gemeinde, in der Agrarwirtschaft betrieben wird möglich sein, die notwendige Menge an Biomasse zur Stromerzeugung aufzubringen.

[83] bei einem Biomasseeinsatz von 1kg/kWh (siehe auch Tabelle 6)

Tabelle 17: Kostenvergleich von Dieselgeneratoren mit Biomasse-Kleinanlagen

Anlagentyp[84]	Diesel Anlage		Biomasse Otto Motor	Biomasse Mikro-turbine
	Diesel	Biomasse + Diesel[85]		
Anlagencharakteristik				
Nutzungsdauer in Jahren[86]	6	6	6	10
Auslegungs-Anlagenleistung ($P_{Ausl.}$ in kW)	80	100	160	80
tatsächliche Leistung (P_{real} in kW)[87]	80	80	80	80
thermische Effizienz[88]	0,34	0,27	0,21	0,28
Anlagenkosten je $P_{Ausl.}$	181	181	362	350
Anlagenkosten je P_{real}	181	226	724	350
NPV der Investitionskosten je P_{real} [89]	330	413	1320	463
Systemkosten(incl. Vergasung und Gebäude)[90]				
Investitionskosten je P_{real}[91]	243	680	1280	850
NPV der Systemkosten je P_{real}[92]	392	960	1970	1070
Betriebskosten				
Dieselkosten (US$/h)[93]	5,48	1,65	0	0
Biomasse (US$/h)[94]	0	0,39	0,66	0,50
Schmieröl (US$/h)	0,21	0,42	0,42	0
Personal (US$/h)	0,12	0,23	0,23	0,23
Sytemwartung (US$/a)	1500	2800	2800	3300
Stromerzeugungskosten in USct/kWh				
Kapitalkosten	0,92	2,26	4,63	2,51
Dieselkosten	6,85	2,06	0	0
Biomassekosten	0	0,49	0,83	0,62
Schmieröl	0,26	0,53	0,53	0
Wartung	0,34	0,62	0,62	0,73
Personalkosten	0,16	0,33	0,33	0,33
Summe Stromerzeugungskosten in USct/kWh	**8,5**	**6,3**	**6,9**	**4,2**

Quelle: (Goldemberg 2000)

[84] Alle Angaben in US_{1998}\$, Alle Anlagen für 80 kW_{el} und einer Ausnutzung von 65% ausgelegt; jährliche Elekrizitätserzeugung 456.000 kWh. Den Kostenberechnungen liegt ein Zinssatz von 12% sowie eine Nutzungsdauer von 20 Jahren zugrunde; Annuitätenfaktor 0,134

[85] Biomasse-Produktgas und Pilotöl (Diesel), dabei werden 70% des Diesels durch Biomassegas ersetzt, im Vergleich zum reinen Dieselbetrieb

[86] Lebenszeit von Kolbenmaschinen 6 Jahre (34.000 Betriebsstunden), Mikroturbinen 10 Jahre (57.000 Betriebsstunden)

[87] Im Vergleich zum reinen Dieselbetrieb ist die Leistungsausbeute im Biomassebetrieb ca. 20% geringer; bei der Verbrennung im Benzinmotor beträgt die Leistungseinbuße 50%

[88] Wirkungsgrad Biomasse-Dieselmotor 27% und Biomasse-Benzinmotor 21%, Wirkungsgrad Mikroturbine 28%. Für die Berechnung der technischen Gesamteffizienz muss der Vergaser-Wirkungsgrad (70%) einbezogen werden

[89] Heutiger Wert der Lebenszyklus-Investitionskosten inkl. Anlagenkosten und Erneuerungskosten während des 20-jährigen Betriebszeitraums, abzüglich des Anlagenrestwertes nach 20 Jahren

[90] Investitionen für Vergaser 1160 US$, 8700 US$ für Kühlung und Gasreinigung, 11.600 US$ für Regelungstechnik und 5800 US$ für Gebäude (1740 US$ im Fall des reinen Dieselbetriebs). Für Mikroturbinen werden zusätzliche Kosten für die Fein-Filtrierung in Höhe von 20 US$/kW angenommen.

[91] Die Summe der Investitionskosten beinhalten 20 % Zuschlag auf die Anlagenkosten für nicht planmäßige Ausfälle und Reparaturen

[92] Während der 20-jährigen Betriebszeit ist die Vergasungsanlage drei mal zu ersetzten (6 Jahre Lebensdauer), Gaswäsche und Regelsysteme werden ein mal ersetzt (10 Jahre Lebensdauer).

[93] Dieselkosten 0,25 US$/l

[94] Biomassekosten (Getreiderückstände) 45 Yuan je Tonne (0,33 US$/GJ)

Wie bereits beschrieben, kommt in Vietnam der dezentralen Energieversorgung mittels Dieselmotor nur eine untergeordnete Bedeutung zu, da viele der nicht elektrifizierten Gemeinden über großes Wasserkraftpotenzial verfügen, wodurch Strom zu geringeren Kosten erzeugt werden kann. Anders verhält sich die Situation in Kambodscha, worauf nachfolgend kurz eingegangen werden soll. In Kambodscha setzte der Aufbau des Energiesektors wesentlich später als in Vietnam ein. Demnach existiert weder ein flächendeckendes Elektrizitätsnetz noch eine zentrale Erzeugerstruktur, was zur Folge hat, dass die Stromerzeugung in ländlichen Gebieten fast vollständig durch Dieselgeneratoren erfolgt. Die Elektrifizierungsrate in ländlichen Regionen betrug im Jahr 2002 etwa 10% (landesweit weniger als 20%). Strom wird auf dem Land durch kleine private Energieversorger erzeugt, die aufgrund von Rohstoffmangel (Erdgas und Kohle) und fehlendem Elektrizitätsnetz teuren Dieselkraftstoff einsetzen. Da es in der Vergangenheit keine gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätssektor gab, wurden auch die Elektrizitätspreise nicht reguliert. So war es für die privaten Erzeuger möglich die hohen Preise an die Verbraucher weiterzugeben. Kambodscha verfügt mit 30 bis 90 USct/kWh (in ländlichen Gebieten) über eine der höchsten Strompreise weltweit. (ECA 2002) Es ist offensichtlich, dass unter diesen Umständen die Substitution von Diesel durch Biomasse eine attraktive Option darstellt. Zum einen können vorhandene Dieselanlagen weiterhin genutzt werden und zum anderen können Rohstoffkosten und somit Erzeugungskosten drastisch gesenkt werden. Welches Potenzial an biogenen Rohstoffen in Kambodscha verfügbar ist, soll nicht Gegenstand weiterer Ausführungen sein.

4.4 Fazit

Dieses Kapitel zeigte, dass die hohen Investitionskosten von Biomasseanlagen zu hohen Stromgestehungskosten führen, welche im Wettbewerb mit konventionellen netzgebundenen Erzeugeranlagen das größte Hindernis für Marktdurchdringung der Biomasseenergie darstellen. Niedrige Investitionssummen von Gasturbinentechnologien sowie direkte und indirekte Subventionen fossiler Brennstoffe führen zu äußerst niedrigen Stromgestehungskosten, die von erneuerbaren Technologien kaum erreicht werden können. Unter bestimmten Bedingungen ist es jedoch für Biomasseanlagen möglich, mit fossilen Erzeugern zu konkurrieren. Wettbewerbsfähig sind Biomasse-Direktverbrennungsanlagen deren spezifische Investitionskosten maximal 1100 US$/kW betragen und die an besonders begünstigten Standorten errichtet sind, wo Biomasse kostenlos zur Verfügung steht. Diese Anlagen müssen über das gesamte Jahr voll ausgelastet sein, um Strom zu ähnlichen Preisen (ca. 30 US$/MWh), wie Kohle- bzw. GuD Kraftwerke zu erzeugen. Bei einem Anstieg der Preise fossiler Rohstoffe (z.B. Erdgas 4 US$/GJ), entweder durch den Anstieg der Weltmarktpreise oder durch den Wegfall von Brennstoff-Subventionen stellen auch Biomasseanlagen eine kostengünstigste Erzeugungsalternative dar. Der Vorteil der Biomasseenergie bei gestiegenen Erdgaspreisen ist besonders für Thailand von Wert, wo etwa 70% der Elektrizität durch Erdgasanlagen erzeugt werden. Unter den netzgebundenen erneuerbaren Technologien sind Wasserkraftanlagen und Geothermieanlagen im Grundlastbereich stärkste Konkurrenz der Biomasse. Als netzunabhängige Energieerzeugungsanlage erlangt die Biomassenutzung vor allem in wasserarmen Regionen Bedeutung, wo Biogase und Produktgase aus Biomasse in Dieselmotoren verbrannt werden können, was die Einsparung von teurem Dieselkraftstoff ermöglicht. Bereits ab geringen Auslastungszeiten (2000 Stunden pro Jahr) würden sich die zusätzlichen Ausgaben für die Biomasseanlage gegenüber dem reinen Dieselbetrieb rentieren. In Bezug auf die niedrige vietnamesische Elektrifizierungsrate besteht Bedarf an netzunabhängiger Erzeugungsleistung, welche in erster Linie durch kleine Wasserkraftanlagen erbracht werden soll, so dass Biomasseanlagen in Vietnam zur dezentralen Energieversorgung kaum eine Rolle spielen.

5 Externe Kosten der Energieerzeugung

Die vorangegangenen Kostenvergleiche von Biomasseenergie mit anderen Erzeugungstechnologien basierten auf rein ökonomischen Kosten, resultierend aus Investitionen, Brennstoffkosten und Ausgaben für Betrieb/Wartung und Personal. In diesem Kapitel wird der Kostenbegriff um die Komponente „Umwelt “ erweitert. Im Kapitel 3.3 wurde bereits auf die negativen Auswirkungen fossiler Stromerzeugung eingegangen. Dabei wurde unterschieden in lokale Schädigungen durch Luftverschmutzung (NO_x, SO_2 und Feinstaub) und globale Klimawirkungen. Ziel der nachfolgenden Ausführungen ist es, diese beiden Umweltwirkungen monetär zu bewerten, um den ökologischen Schaden ökonomisch widerzuspiegeln. Analysen diesbezüglich wurden in den vergangenen Jahren hauptsächlich in industrialisierten Ländern durchgeführt. Eine sehr ausführliche Analyse ist die europäische externE-Studie, anhand derer im folgenden methodische Grundlagen zur Erfassung und Bewertung der Umweltauswirkungen dargelegt werden. Anschließend werden Kriterien zur Bewertung externer Kosten in Entwicklungsländern, besonders Thailand und Vietnam erörtert.

5.1 Methodische Grundlagen

Die negativen Umweltauswirkungen von Kraftwerken werden auch als Externalitäten bezeichnet. Externalitäten werden durch wirtschaftliche Aktivitäten hervorgerufen und sind unbeabsichtigte Auswirkungen auf andere Marktteilnehmer, die nicht an den Wirtschaftsaktivitäten beteiligt sind. Diese Auswirkungen werden nicht vom Marktpreis reflektiert, d.h. es kommt im Fall von negativen externen Effekten zu keinerlei Kompensationszahlungen zwischen Verursacher und Geschädigtem. Dies impliziert, dass die gesellschaftlichen Kosten der Energieerzeugung höher sind, als die privaten Kosten, die durch die Stromgestehungskosten repräsentiert werden. Die Differenz von gesellschaftlichen und privaten Kosten der Energieerzeugung sind die externen Kosten. Der Ursprung von Externalitäten liegt in unzureichend definierten Eigentumsrechten. Eine hohe Umweltqualität wurde bislang als öffentliches Gut betrachtet, welches teilweise vom Staat sichergestellt wurde. Der Preis für Elektrizität enthielt kaum einen Umweltanteil, sondern orientierte sich vorwiegend an ökonomischen Parametern. Die Bewertung der externen Effekte der Energiegewinnung versucht diese Umweltauswirkungen monetär zu erfassen und sie in Relation zum Kraftwerksoutput zu setzen. Die Frage ist also, welche zusätzlichen Kosten verursacht die Erzeugung einer Einheit Energie, generiert durch eine spezielle Technologie? (Hohmeyer 1989; Markandya 1998; Owen 2004)

Zur Bewertung der Auswirkungen der Energieerzeugung können zwei verschiedene Wege beschritten werden. Die Analyse kann nach dem „top down“ oder „bottom up“ Prinzip erfolgen. „Top down“ Methoden (beispielsweise Hohmeyer 1989) gehen von einem ermittelten regionalen oder nationalen Gesamtschaden aus, welcher entsprechend seinen Verursachern zugeschrieben wird. Diese makroökonomische Methode liefert als Ergebnis durchschnittliche Umweltkosten je Kraftwerksoutput. Standortspezifische Gegebenheiten sowie verschiedene Stufen der Brennstoffzyklen werden nur teilweise in Betracht gezogen. Dem gegenüber steht die „bottom up“ Analyse. Sie ermittelt ausgehend von den in einem Gebiet befindlichen Emittenten den Gesamtschaden. Das externE-Projekt der Europäischen Kommission aus dem Jahr 1995 ist eine der ersten umfassenden Studien, welche vollständig nach diesem Prinzip erhoben wurde. Die ermittelten externen Kosten sind Marginalwerte der Umweltwirkungen und repräsentieren den Grenzschaden je erzeugter Energie der jeweiligen Technologie im untersuchten Gebiet.

Die Identifizierung und Quantifizierung der Umweltwirkungen erfolgt mittels Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis – LCA). In dieser Methode werden sämtliche Energie- und Materialflüsse betrachtet, die der Stromerzeugung zuzuschreiben sind. Beginnend mit der

Rohstoffförderung, dem Transport und der Aufbereitung der Rohstoffe, über die Anlagenherstellung und dem Kraftwerksbetrieb bis hin zur Reststoffverwertung sowie die Anlagenentsorgung werden die Energieströme aller vor- und nachgelagerten Stufen der Energieerzeugung bilanziert und die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt bewertet. Die „bottom up“ basierte LCA umfasst folgende methodische Schritte (Owen 2004):

1. Definition der geographischen, zeitlichen sowie technischen Grenzen des Produktlebenszyklus
2. Identifikation von Emissionen in die Umwelt und die daraus resultierenden Auswirkungen (Immissionen)
3. Quantifizierung der Umweltwirkungen durch monetäre Werte

1.) Definition der Systemgrenzen
Die Festlegung der Systemgrenzen ist die Grundlage aller weiteren Analyseschritte. In ihr werden die zu betrachtenden wirtschaftlichen Prozesse und geographischen Gebiete festgelegt. Je nach Art der Energieerzeugung werden räumliche, zeitliche und technologische Grenzen definiert, die alle Energie- und Materialflüsse enthalten. Die sich daraus ergebenden Grenzen sind allerdings nicht starr, sondern variieren je nach anlagenspezifischen Gegebenheiten. Beispielsweise unterscheiden sich die Emissionen gleicher Kohlekraftwerke beim Einsatz unterschiedlicher Brennstoffqualitäten. Gleichfalls sollte die Analyse unterschiedliche Generationen einer Kraftwerksart berücksichtigen, um somit möglichst präzise Aussagen zu liefern. Die Formulierung der zeitlichen und räumlichen Grenzen orientiert sich hauptsächlich an den Auswirkungen der Emissionen. Die Immissionen von Luftschadstoffen werden auf regionalem Niveau betrachtet und die Auswirkungen von Treibhausgasen auf globalem Niveau. Alle Wirkungen müssen über den gesamten Immissionszeitraum betrachtet werden. Für den Fall der Treibhausgase und der Lagerung atomarer Reststoffe bedeutet dies die Abschätzung der Auswirkungen über mehrere Jahrhunderte. Da diese Langzeitwirkungen nicht verifiziert werden können, stellen diese Abschätzungen einen Unsicherheitsfaktor in der Analyse dar. Eine Betrachtung der weichen Faktoren, wie Versorgungssicherheit und technologische Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Anlagen findet in der LCA nicht statt. (Owen 2004, S. 134 f.)

2.) Emissionen und deren Auswirkungen auf Mensch und Umwelt
Emissionen treten in verschiedenen Ausprägungen und Intensitäten auf. Es ist nahezu unmöglich alle Emissionswirkungen zu berücksichtigen, jedoch muss sichergestellt sein, dass in der LCA alle nicht-vernachlässigbaren, quantifizierbaren Schädigungen erfasst sind. Emissionen von denen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt ausgehen, können allgemein unterschieden werden in feste Abfälle, flüssige Abfälle, gasförmige (Schad-)Stoffe und Luftpartikelverschmutzung, Unfallrisiken, Gefahrenstoffe, Lärm sowie andere Emissionen (elektromagnetische Felder, Abstrahlung von Wärme).

Aufgrund der verschiedenen Wirkungsdimensionen der Emissionen (lokal/regional und global), werden die entstehenden externen Kosten der Stromerzeugung in folgende zwei Kategorien unterteilt:

- Kosten verbunden mit der Schädigung der menschlichen Gesundheit und der Umwelt, bedingt durch Schadstoffemissionen, die jedoch nicht in Verbindung mit dem Klimawandel stehen (vorwiegend regionale und lokale Wirkungen)
- Kosten, resultierend aus Klimaveränderungen, die durch antropogene Treibhausgase verursacht sind (globale Auswirkungen)

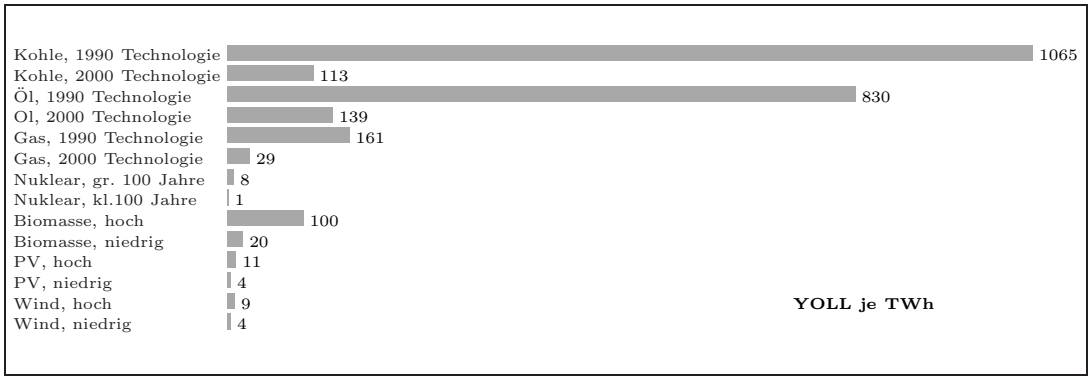
Schädigungen der menschlichen Gesundheit und der Umwelt durch Luftschadstoffe resultieren aus einer Vielzahl von Wirkungen, wie beispielsweise Schaden durch Sauren Regen, Gefährdung der Gesundheit durch Schwefel- und Nitrogenoxide aus fossilen Kraftwerken sowie Unfälle in der Kraftwerksindustrie. Zusätzliche Auswirkungen, die in der LCA erfasst werden, sind Lärm und optische Beeinträchtigungen. Die Hauptschäden können auf den Ausstoß der Schadstoffe SO_2, NO_x und Staubpartikel zurückgeführt werden. Für die Verteilung der gasförmigen Schadstoffe in der Luft und die damit verbundene Belastung der Regionen um den Emittenten werden atmosphärische Prozesse und Luftmassenverteilungen simuliert. Für die Bemessung lokaler Schadstoffeinträge eignet sich das Gauß Modell, welches die Konzentration der Schadstoffe in der Atmosphäre beschreibt. Das Gauß Modell idealisiert terrestrische und meteorologische Bedingungen. Es vernachlässigt dynamische Strömungseigenschaften und chemische Reaktionen in der Luft. Dadurch ist die Anwendung des Modells auf eine Fläche von 50km Umkreis von der emittierenden Quelle und auf verhältnismäßig einfache Topographien beschränkt. Komplexeren Ansprüchen gewachsen und somit für regionale Wirkungsabschätzungen geeigneter ist das Lagrange Modell, welches auch chemische Reaktionen in der Atmosphäre berücksichtigt. Die Auswirkung einer freigesetzten Menge von Schadstoffen werden anhand von Dosis-Wirkungsfunktionen ermittelt. Diese können in linearer oder nicht linearer Form vorliegen und Schwellen (wie kritische Lasten) enthalten. Für Auswirkungen auf den menschlichen Organismus sind die Wirkungsfunktionen aus epidemiologischen Studien abgeleitet. Ergebnis der Dosis-Wirkungsanalysen sind gewisse Schadenshöhen je Emissionseinheit, zum Beispiel für Materialverschleiß, Ernteeinbußen oder Gesundheitsrisiken. (Schleisner 1998, S. 5 ff.) In Abbildung 12 ist exemplarisch die Gesundheitgefährdung je Kraftwerksoutput für die einzelnen Erzeugungstechnologien für den Raum der EU aufgezeigt. Es sind in dieser Studie die Auswirkungen für die Schadstoffe SO_2, NO_x und Feinstaub (PM_{10}) sowie radioaktiver Strahlung betrachtet worden. Der Schaden wurde in "verlorenen Lebensjahren"(Years of Life Lost – YOLL) ausgedrückt, die durch die Emission bei der Erzeugung einer TWh verursacht werden. Diese Graphik unterstreicht zum einen den Schaden für menschliche Gesundheit, welcher im Allgemeinen von der Verbrennung fossiler Rohstoffe verursacht wird und zum anderen verdeutlicht sie, welche negativen Auswirkungen von alten Erzeugungsanlagen ausgehen. Besonders gravierend ist der Unterschied zwischen verschiedenen Kraftwerksgenerationen für die Rohstoffe Kohle und Öl. So ist die Produktion einer TWh unter der Verwendung der Technologie aus den 90er Jahren mit 1065 YOLL verbunden, wohingegen die Erzeugung in einem modernen Kraftwerk (Stand 2000) 113 YOLL verursacht. (OECD 2002c) Schadstoffärmere Verbrennungsmethoden und neue Filtertechnologien führen zu immer niedrigeren NO_x-, SO_2- und Staubpartikel-Konzentrationen im Rauchgas. Unter den erneuerbaren Energien haben Biomasseanlagen vergleichsweise hohe Auswirkungen, zurückzuführen auf einen erhöhten Partikelanteil im Abgas bei der Verbrennung fester Biomasserohstoffe (vergleiche auch Tabelle 12 auf Seite 31).

Die betrachteten Auswirkungen hängen stark von der geographischen Lage des Energieerzeugers ab und sind lokal sehr unterschiedlich. Folgende Faktoren sind hauptsächlich für das Ausmaß des Schadens in einer Region verantwortlich:

- Art der Verbrennungstechnologie und Verwendung von Emissions-reduzierenden Zusatzanlagen (Filter)
- Bevölkerungsdichte in den von der Luftverschmutzung betroffenen Gebieten
- Brennstoffqualität
- Rohstoffabbau und Brennstofftransport

Es wird deutlich, dass durch den Einfluss regionaler Gegebenheiten die Werte der LCA sehr standortspezifisch sind. Es ist demnach nicht uneingeschränkt möglich die Werte von

Abbildung 12: Gesundheitsrisiko durch NO_x, SO_2 und PM_{10} Emissionen und radioaktive Strahlung an Kraftwerken in der EU

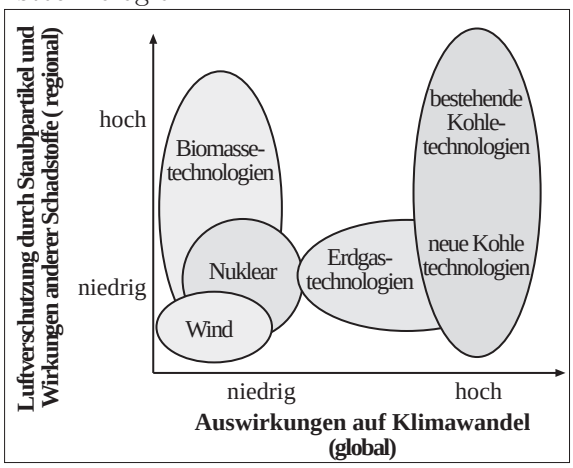


Quelle: (OECD 2002c, S. 54)

einer Region auf eine andere zu übertragen und die gleiche Wirkung der Emissionen vorauszusetzen. Anders verhält sich die Standortspezifität beim Ausstoß von Treibhausgasen. (Owen 2004)

Klimaschäden umfassen die Auswirkungen infolge von Treibhausgas-Emissionen (an Kraftwerken hauptsächlich CO_2) und der damit verbundenen Klimaänderung. Der antropogen verursachte Treibhauseffekt ist ein globales Umweltproblem, für dessen Auswirkungen es unerheblich ist, in welchen Gebieten die Schadstoffe emittiert werden. Mögliche Auswirkungen einer weltweiten Temperaturerhöhung, sind Veränderungen des Erdklimas und somit auch der Wettererscheinungen, Ausbreitung der Wüsten und der Anstieg des Meeresspiegels. Über die Frage, welche Gebiete der Erde, in welchem Ausmaß betroffen sein werden, besteht in der Literatur kein Konsens. Der IPCC Report liefert jedoch eine umfassende und oft zugrunde gelegte Basis für die Abschätzung der Folgen.

Abbildung 13: Globale und regionale Auswirkungen von Emissionen unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien



Quelle: (EC 2003)

In Darstellung 13 sind die Elektrizitätserzeugungstechnologien bezüglich der beiden Wirkungsdimensionen eingeordnet. Konventionelle Kohlekraftwerke beeinträchtigen sowohl die nahe gelegene Umwelt durch einen hohen Ausstoß von Luftschadstoffen als auch das globale Klima durch Treibhausgasemissionen. Neuere Kohlekraftwerke ermöglichen die Stromerzeugung zu deutlich reduzierten lokalen Umweltbelastungen, bei nach wie vor hohen CO_2 Emissionen. Derzeitig bestehen keine Verfahren, durch welche CO_2 in großen Mengen zu vergleichbar geringen Kosten vermieden bzw. aus dem Rauchgas gefiltert und entsorgt werden kann. Die Erdgasverbrennung in GuD Anlagen profitiert von einem hohen Brennstoffnutzungsgrad und einem geringen Schadstoffausstoß, wodurch im Vergleich zur Kohle eine niedrigere Umweltrelevanz auf beiden Dimensionen erreicht wird. Alle erneuerbaren Technologien

sind durch eine niedrige Klimarelevanz gekennzeichnet. Verbrennungsfreie Erzeugungsanlagen (Wind, Wasser, Solar) haben zudem geringe Emissionswirkungen auf die lokale Umwelt. Wie Abbildung 13 zeigt, können durch Biomasseanlagen lokale Umweltbeeinträchtigungen verursacht werden, teilweise schwerwiegender als durch Erdgastechnologien. An dieser Stelle wird deutlich, dass Biomasse, obwohl sie eine erneuerbare Ressource ist, nicht zwangsläufig geringere Umweltauswirkungen hervorruft, verglichen mit moderner Erdgasnutzung.

3.) Monetarisierung
Die Monetarisierung der Externalitäten der Energieerzeugung basiert auf den quantitativen Ergebnissen der vorangegangenen LCA Stufe. Anhand verschiedener ökonomischer Bewertungsmodelle können die Immissionen monetarisiert werden. Modelle zur Bewertung sind beispielsweise Bilanzierungsmethoden, der hedonische Preisansatz (Hedonic Pricing) und kontingentierte Bewertungsansätze (Contingent Valuation). Die Contingent Valuation Methode eignet sich für die Abschätzung der Zahlungsbereitschaft für freie Güter, was sich hinsichtlich des Gutes „Umwelt“ empfiehlt. Sie drückt den monetären Wert der Vermeidung eines (Umwelt-)Schadens aus, gleichgültig ob auf realem oder simulierten Markt. Eine der wichtigsten und zugleich kontrovers diskutierten Größen bei der Ermittlung externer Kosten ist die Bewertung des menschlichen Gesundheitsrisikos. Was ist die Gesellschaft bereit für die Vermeidung des Risikos zu zahlen? Der Klärung dieser Frage geht die Beantwortung der Frage nach dem Wert eine menschlichen Lebens voraus. Der Value of Statistical Life (VSL) wird hierfür in verschiedenen Studien zur Externalitätenbewertung herangezogen. Seiner Berechnung liegen unterschiedliche Methoden zugrunde: Lohnausfallrisiko, Contingent Valuation und Marktumfragen. Aus dem VSL geht der Wertverlust resultierend aus einer Verkürzung der Lebenszeit (YOLL) hervor. Es wird deutlich, dass die Erhebung des VSL nicht zu einem einheitlichen, weltweiten Wert führt, sondern abhängig vom Einkommen der Bevölkerung und von der sozialen und wirtschaftlichen Situation des Staates unterschiedlich hohe Werte für ein Menschenleben bemessen werden. In der externE-Studie der Europäischen Kommission beträgt der VSL 3,1 Mio. €, woraus sich der Wert für ein „verlorenes“ Lebensjahr von 83.000 € ergibt. Die Bewertung eines menschlichen Lebens stellt einen sehr großen Unsicherheitsfaktor der Bewertungsmethode dar, da über dessen Höhe kein allgemeiner Konsens herrscht. (OECD 2002c, S. 50 ff.) (Schleisner 1998)

Mittels Diskontierungsfaktoren werden die zukünftig anfallenden Kosten auf den gegenwärtigen Zeitpunkt abgezinst. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, anhand derer die Höhe der Diskontrate festgelegt werden kann. Hohe Diskontierungsraten, wie sie für Investitionen in der Kraftwerksbranche üblich sind (6 – 8%) werten den zukünftigen Schaden stark ab. Niedrige Diskontraten gewichten den Schaden zum heutigen Zeitpunkt ähnlich hoch, wie er für die Zukunft prognostiziert ist. Diskontraten von null werden angesetzt, um einen hohen moralischen Wert des menschlichen Lebens und menschlicher Gesundheit auszudrücken. Inwiefern nachfolgende Generationen gleich hohen Schadenssummen gegenüberstehen oder eventuell neue Technologien eine Schadensvermeidung zu niedrigeren Kosten erlauben ist nicht Gegenstand weiterer Ausführungen dieser Arbeit. In der Studie der Europäischen Kommission wurden zukünftige Schäden mit einer Rate von 3% diskontiert (OECD 2002c, S. 50).

Aus den zugrunde gelegten Lebenswerten, dem Diskonierungsfaktor sowie den Umwelteinflüssen der emittierten Stoffe ergeben sich die Schadenskosten je Einheit Emissionsprodukt (Tabelle 18). Größte Kosten werden durch die gesundheitsbeeinträchtigenden Auswirkungen durch Feinstaub, Nitrate und Sulfate sowie durch Schwermetalle verursacht. Die Schäden, welche durch Ernteverluste und Materialzerstörung entstehen, fallen dagegen kaum ins Gewicht. Große Unsicherheit besteht über die Kosten, verursacht durch Klimaveränderung. Zum einen sind die Auswirkungen der Erderwärmung äußerst komplex und schwer vorhersagbar

und zu anderen hat die Höhe des Diskontierungsfakors einen wesentlichen Einfluss, da die erwarteten Auswirkungen in entfernter Zukunft liegen. So bewegen sich die in der Literatur aufgeführten Schadenskosten zwischen 4 US$ und 307 US$ je Tonne CO_2. Tol prognostiziert, dass die Kosten je Tonne CO_2 40 € nicht überschreiten werden. Pearce geht von Kosten von 4 bis 9 US$/t$CO_2$ aus und die Spannweite der CO_2 Kosten der europäischen externE-Studie umfasst 18 bis 46 €, mit einem Medianwert von 19 € je Tonne. (Owen 2004, S. 147 f.)(EC 2003) Der Wert in Tabelle 18 (29€/tCO_2)entstammt einer Analyse von Spadaro aus dem Jahr 1999, bezogen auf die europäische Stromerzeugung. (OECD 2002c, S. 52)

Tabelle 18: Schadenskosten je emittiertem Schadstoff für europäische Erzeugeranlagen

Schadstoff	**Auswirkungen**	**Europa** Kosten in €/kg
PM_{10} (primär)	Sterblichkeit, Erkrankungen	15,4
SO_2 (primär)	Ernte, Material	0,3
SO_2 (primär)	Sterblichkeit, Erkrankungen	0,3
SO_2 (über Sulfate)	Sterblichkeit, Erkrankungen	9,95
NO_x (primär)	Sterblichkeit, Erkrankungen	gering
NO_x (über Nitrate)	Sterblichkeit, Erkrankungen	14,5
NO_x (über Ozon)	Ernte	0,35
NO_x (über Ozon)	Sterblichkeit, Erkrankungen	1,15
VOC (über Ozon)	Ernte	0,2
VOC (über Ozon)	Sterblichkeit, Erkrankungen	0,7
CO (primär)	Erkrankungen	0,002
As (primär)	Krebs	171
Cd (primär)	Krebs	20,9
Cr (primär)	Krebs	140
Ni (primär)	Krebs	2,87
Dioxine, TEQ	Krebs	1,85 x 10^7
CO_2	Globale Erwärmung	0,029

Quelle: (OECD 2002c)

Alle Schadenskosten sind in Verbindung mit den Emissionsmengen je Kraftwerksoutput zu sehen (siehe Tabelle 12 auf Seite 31). Gefährliche Stoffe, wie Schwermetalle werden in sehr geringen Mengen an die Umwelt abgegeben, so dass deren Anteil an Umweltkosten bezogen auf eine Einheit Strom nur eine untergeordnete Rolle spielt. Ausgehend von den spezifischen Emissionsmengen an älteren Kohlekraftwerken aus Tabelle 12 verursacht die Emission von SO_2 durch das Rauchgas mit ca. 125 €/MWh die größten Kosten. Die Kosten des Schadstoffes NO_x belaufen sich auf knapp 70 €/MWh und die CO_2-Kosten betragen ca. 28 €/MWh. Neuste Kohlekraftwerke emittieren sehr viel weniger Schadstoffe, so dass die Summe der Kosten der Schadstoffemissionen (PM_{10}, SO_2 und NO_x) etwa 11 €/MWh bemisst, bei jedoch unverändert hohem CO_2 Ausstoß, welcher ca. 28 €/MWh verursacht. Es ist zu erkennen, dass an älteren Kohleanlagen der Anteil der Klimakosten an den gesamten externen Kosten mit 15 bis 20% vergleichsweise gering ist, im Gegensatz zu modernen Kohlekraftwerken, bei denen knapp drei Viertel der externen Kosten auf die Emission von Treibhausgasen zurückgeführt werden können. Diesen Fakt zeigt auch Tabelle 19, welche einen Überblick über die externen Kosten je Erzeugungstechnologie vermittelt. In ihr sind zum einen die Ergebnisse der externE-Studie aufgeführt und zum Vergleich die Werte einer Analyse des Paul Scherrer Institutes, in der ein globales Modellierungsystem verwandt wurde. In den beiden mittleren Spalten sind die externen Kosten für den weltweiten Maßstab aufgeführt, links ohne Klimakosten, rechts inklusive Klimakosten. Stellt man diese beiden externen Kostenarten für moderne Kohle- und Erdgastechnologien gegenüber so ist festzustellen, dass die externen Kosten einschließlich Klimakosten das 1,6- bis Zweifache der externen Kosten exklusive Klimakosten betragen.

An konventionellen Kohlekraftwerken verursachten Klimakosten eine Erhöhung der externen Kosten um 16 bis 30%. Weiterhin verdeutlicht Tabelle 19, dass der Unterschied der externen Kosten (inkl. CO_2) von emissionsreduzierten GuD Kraftwerken zu Biomasseanlagen relativ gering ist, im Vergleich zum Kostenunterschied zwischen Kohle und Biomasse. Die Ergebnisse der externE-Studie zeigen sogar, dass die Abgase von Biomasseanlagen höhere Kosten verursachen können, als Emissionen an Gaskraftwerken. In den Ländern Österreich, Deutschland und Spanien wurden die externen Kosten aus Biomasse höher als für Erdgas eingeschätzt (EC 2003).

Bei der Gegenüberstellung der externen Kosten mit den Stromgestehungskosten fossiler Erzeugungstechnologien (vergleiche Tabelle 16 auf Seite 39) ist festzustellen, dass bei der Elektrizitätserzeugung durch GuD Kraftwerke die Umweltkosten meist geringer sind als die Erzeugungskosten. Anders gestaltet sich die Situation an Kohlekraftwerken (Ausnahme bilden moderne Kohletechnologien); diese produzieren auf Kosten der Umwelt, wobei die externen Kosten an alten Anlagen teilweise die dreifache Höhe der Stromerzeugungskosten erreichen können. In der Tatsache, dass an (konventionellen) Kraftwerken externe Kosten entstehen, die in der traditionellen Kostenrechnung auf dem Energiesektor keine Beachtung finden liegt ein überaus schwerwiegendes Hindernis für erneuerbare Energien sowohl in Industrieländern, als auch in Entwicklungsländern, da der Umweltnutzen nur unzureichend durch den Elektrizitätsmarkt gewürdigt wird (Martinot 2004; IEA 1997b).

Tabelle 19: Externe Kosten der Stromerzeugung weltweit

Technologie	weltweit in ct€$_{95}$/kWh		in der EU in ct€$_{2003}$/kWh
	exkl. CO_2	inkl. CO_2	inkl. CO_2
Kohle, konventionell	5,7 – 11,7	7,5 – 13,6	13,3
Kohle, modern	0,8 – 1,2	2,1 – 2,8	3,8
Gasturbine	1,3 – 1,8	2,3 – 2,9	1 – 4
GuD	0,3 – 1,2	0,9 – 1,9	
Öl, konventionell	1,4 – 2,7	2,7 – 4,4	3 –11
Brennstoffzelle/Gas	0,3	0,9	n.V.
Brennstoffzelle/H_2	0,3	0,9	n.V.
Nuklear, modern	0,5	0,5	0,2 – 0,7
Wasserkraft	0,1	0,1	0 – 1
Photovoltaik	0,1	0,3	0,6
Wind	0,1	0,1	0 – 0,25
Biomasse	0,3	0,5	0 – 5[95]
Geothermie	0,2	0,5	n.V.

Quelle: (Rafaj u. Kypreos 2003; EC 2003)

5.2 Externe Kosten in Entwicklungsländern

Die Ausführungen des vorangegangenen Kapitels verdeutlichten den komplexen Zusammenhang, der für die Erhebung von externen Kosten der Energieerzeugung berücksichtigt werden muss. Diese Art von Lebenszyklusanalysen für Energiesysteme wurden in Entwicklungsländern bislang kaum durchgeführt. Die für die Lebenszyklusanalyse notwendige Datenbasis ist in diesen Ländern meist unzureichend und die Neuerhebung der Daten ist enorm zeit- und kostenaufwendig. Unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten können jedoch Abschätzungen für Entwicklungsländer basierend auf bestehenden Analysen getroffen werden, anhand derer die Umweltrelevanz bestimmter Erzeugungstechnologien zumindest teilweise bemessen werden kann. (Shrestha u. Leferve 2001)

Regionale und lokale Einflüsse
Kapitel 1.3 sowie 1.4 verdeutlichten die wichtige Rolle des Rohstoffes Kohle für die beiden untersuchten Staaten. Im Jahr 2001 wurden in Thailand 20% und in Vietnam 19% des Stromes aus Kohle gewonnen. Auch die Kraftwerksausbaupläne betonen die Bedeutung der Kohle, so dass auch zukünftig mit Schadstoffbelastungen der Luft aus dieser Technologie zu rechnen ist. Sowohl in Vietnam als auch in Thailand konzentriert sich die Kohlenutzung im Norden der Länder. Die Gebiete, in denen sich die Kohlekraftwerke befinden (Roter Fluss Delta in Vietnam und Menam-Tiefebene in Thailand) sind sehr dicht bevölkert. Eine starke Schadstoffbelastung der Umgebung in Regionen hoher Bevölkerungsdichte verschärft das Immissionsausmaß und trägt zu einer Erhöhung der externen Kosten bei (Owen 2004, S. 144). Den Einfluss einer hohen Bevölkerungsdichte bestätigt ebenfalls die Analyse der externen Kosten der Elektrizitätserzeugung der chinesischen Provinz Shandong, auf die an dieser Stelle kurz verwiesen sein soll. Shandong ist eine stark industrialisierte Region in China, in der fast der gesamte Strom aus Kohle erzeugt wird. Die Provinz umfasst 160.000 km^2 in der 90 Mio. Menschen leben. Die Studie zeigt, dass Kraftwerke in den dicht bevölkerten westlichen und zentralen Gebieten der Provinz höhere externe Kosten verursachen, als Erzeuger in entlegenen Regionen, z.B. an der Küste. (Hirschberg u. a. 2004, S. 168) Im Zusammenhang mit der Erfassung der nicht-klimarelevanten externen Kosten könnte für Vietnam auch der Abbau der Kohle von Bedeutung sein. In der Ebene des Roten Flusses befinden sich die wichtigsten Kohlelagerstätten Vietnams (EIA 2004), was sich sicherlich negativ auf die externen Kosten der Kohleenergie in diesem Gebiet auswirken sollte.

Bewertung eines statistischen Lebens
Der Wert eines statistischen Lebens ist eine der zentralen Fragen bei der Bemessung externer Kosten in Entwicklungs- und Schwellenländern. Wie bereits erläutert, bestimmt der Wert für ein "verlorenes Lebensjahr"(YOLL) maßgeblich die Höhe der externen Kosten. Da es in Entwicklungsländern kaum Studien zur Zahlungsbereitschaft für die Verlängerung bzw. die Vermeidung der Verkürzung des Lebens gibt, muss der Wert für ein YOLL abgeschätzt werden. Ausgehend von bereits ermittelten Werten für ein menschliches Leben bzw. YOLL (z.B. der Europäischen Kommission) können diese anhand des BIP (PPP)[96] Verhältnisses angepasst werden. Bei dieser Möglichkeit der Transformation des VSL auf einkommensschwache Länder wird davon ausgegangen, dass sich die Zahlungsbereitschaft der Schadensvermeidung proportional mit einer Elastizität von eins zum nationalen Pro-Kopf-Einkommen verhält. Ob diese Werte die tatsächliche Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung widerspiegeln ist unsicher, jedoch wird davon ausgegangen, dass ein niedriges Einkommen auch zu einer geringen Zahlungsbereitschaft für die Reduktion des Gesundheitsrisikos führt. Zur Anpassung des VSL können auch abweichende Elastizitäten zugrunde gelegt werden. Krupnick verwendet einen Elastizitätswert von 0,35. Dies bedeutet, dass die Abnahme bzw. der Anstieg des realen Einkommens um ein Prozent in einer 0,35-prozentigen Abnahme bzw. Anstiegs des Schadens resultiert. Der Wert eines Lebens bei einer Elastizität von 0,35 wird demnach höher sein, als bei einer Elastizität von eins. (Markandya 1998, S. 27 f.)

Problematisch scheint bei dieser Anpassungsmethode der Umgang mit globalen Umweltauswirkungen. Da es für Treibhausgase irrelevant ist, wo sie emittiert werden, kann nicht vorausgesetzt werden, dass der Schaden in der selben Höhe entsteht, wie er im Land des

[95] Der hohe Wert für Biomasse ist zurückzuführen auf Biomasse Co-Verbrennungsanlagen in Spanien, in denen Kohle als Sekundärbrennstoff dient.

[96] Internationale Vergleiche wirtschaftlicher Aktivitäten verschiedener Staaten werden auf Basis von Kaufkraftparitäten (Purchasing power parity – PPP) durchgeführt

Verursachers bewertet wird. Sondern die Emissionen führen unter Umständen in einem anderen Gebiet zu wesentlich höheren Schäden. Unter der Annahme, dass die externen Kosten internalisiert sind, würde der Emittent solange vermeiden bis seine Grenzvermeidungskosten die Höhe der Grenzschadenskosten in seinem Land erreicht haben. Gesamtwirtschaftlich wäre es jedoch effizienter, würde der Emittent bis zur Höhe der Grenzschadenskosten des Geschädigten vermeiden. Dieser Konflikt zeigt, dass diese Anpassungsmethode nicht auf globale Umweltprobleme anwendbar ist sondern lediglich als Instrument zur Abschätzung von Auswirkungen auf nationaler Ebene dienen kann.

Diese Methode der Bewertung eines statistischen Lebens für Länder mit geringem Pro-Kopf-Einkommen wurde auch in einer Studie des NEPO aus dem Jahr 1998 für den thailändischen Stromerzeugungssektor angewandt. Der Erhebung wurden die Ergebnisse der Analyse der Europäischen Kommission (1995) sowie zweier US-amerikanischer Erhebungen (PACE study und New York State Environmental Externality Cost Study) zugrunde gelegt. Ausgangspunkt der Berechnung ist die Zahlungsbereitschaft der Schadensvermeidung im Basisland (WTP_{USA}). Zur Ermittlung der thailändischen Zahlungsbereitschaft ($\mathrm{WTP}_{Thailand}$) diente das Verhältnis der Bruttoinlandsprodukte nach Kaufkraftparität (BIP(PPP)) des Basislandes und Thailands. Das thailändische BIP (PPP) zum Zeitpunkt der Studie betrug 8165 US$ und das amerikanische BIP (PPP) 28645 US$. Der Anpassung der liegt folgende Rechnung zugrunde:

$$WTP_{Thailand} = WTP_{USA} \frac{Pro - Kopf - BIP_{Thailand}(PPP)}{Pro - Kopf - BIP_{USA}(PPP)} = 0,285 \cdot WTP_{USA}$$

Der errechnete Faktor 0,285 drückt die geringere Zahlungsbereitschaft der thailändischen Bevölkerung aus, welche auf ein geringeres Einkommen zurückzuführen ist . Die Anwendung dieses Verhältnis auf den Wert für ein verlorenen Lebensjahres (YOLL) der ExternE-Studie (83.000 €), ergibt für Thailand ein YOLL-Wert von 23655 €. In gleicher Weise werden auch die externen Kosten und somit die Umweltschäden skaliert. Da die thailändische Analyse auf verschiedene Basisdaten unterschiedlicher Ursprungsstudien zurückgreift, wurden für die Schadenskosten je Emissionstechnologie Wertebereiche angegeben, dargestellt im linken Teil der Tabelle 20. Die untere Grenze bilden dabei die Werte der New York State Study und die Obergrenze die externen Kosten der ExternE-Studie der Europäischen Kommission. Durch Anpassung über das BIP Verhältnis, wie in vorangehender Formel gezeigt, wurden die Kosten für Thailand berechnet (rechter Teil der Tabelle). Berücksichtigt wurden ausschließlich die Luftschadstoffe NO_x, SO_2 und Feinstaub, nicht jedoch die Auswirkungen durch Treibhausgasemissionen. Tabelle 20 zeigt, wie drastisch die Umweltschäden durch das BIP Verhältnis abgewertet wurden. Es soll an dieser Stelle nochmals betont werden, dass diese Werte lediglich einen groben Richtwert für die Schadenshöhe repräsentieren können, da in keinster Weise auf lokale oder regionale Veränderungen der Bedingungen eingegangen worden ist. Fraglich erscheint diese Methode der Anpassung externer Kosten, zieht man den Vergleicht zu Stromgestehungskosten. Es ist zu erkennen, dass die thailändischen externen Kosten (maximal 1,31 USct/kWh) einen sehr kleinen Anteil an den Stromgestehungskosten (3 bis 4 USct/kWh, siehe Tabelle 16) darstellen, im Vergleich zur Situation in Europa, wo Umweltkosten teilweise Erzeugungskosten übersteigen.

Zum Vergleich der Ergebnisse der thailändischen Studie der NEPO soll nochmals die Analyse der externen Kosten in der chinesischen Provinz Shandong herangezogen werden. Auch für diese Analyse erfolgte die Anpassung des Wertes für ein statistisches Lebensjahr anhand des europäisch-chinesischen BIP Verhältnisses. Der VSL für China wurde mit 443.000 US$ bewertet und der Wert eines YOLL mit 15.710 US$ (Heck u. a. 2003). Die Umweltauswirkungen wurden in dieser Analyse direkt für das Untersuchungsgebiet simuliert, so dass auf

Tabelle 20: Externe Kosten der Stromerzeugung in Thailand

	Basiswerte der EU und USA externe Kosten in US_{97}ct/kWh		Thailand externe Kosten in US_{97}ct/kWh	
Brennstoff	Spannweite	Mittelwert	Spannweite	Mittelwert
Kohle	0,22 – 4,6	2,4	0,0627 – 1,31	0,648
Öl	0,12 – 2,7	1,4	0,034 – 0,77	0,399
Erdgas	0,02 – 1,1	0,56	0,006 – 0,316	0,160
Biomasse	0,26 – 1,2	0,73	0,074 – 0,342	0,208

Quelle: (NEPO 1998)

die Verwendung von Schadenskosten anderer Studien verzichtet werden konnte. Die externen Kosten der Stromerzeugung (ohne Klimakosten) in der Region Shandong bewegen sich zwischen 3,8 und 21,0 USct/kWh, der Durchschnittswert liegt bei 9,9 USct/kWh.[97] Beachtet man, dass diese Werte auf einem vergleichsweise niedrigen Wert für ein YOLL basieren, so werden die hohen Schadenskosten besonders deutlich. Zurückzuführen sind diese hohen externen Kosten auf den großen Kohleanteil an der Stromerzeugung in der Region, durch den die Gesundheit und Umwelt in erhöhtem Maß beeinträchtigt werden. (Hirschberg u. a. 2004) Die chinesischen Werte übersteigen die externen Kosten der Kohletechnologie der thailändischen Studie um ein Vielfaches, obwohl das chinesisch-europäische BIP Verhältnis wesentlich geringer ist, als das thailändisch-europäische. Darüber hinaus sind die Kosten der Kohle in der Provinz Shandong teilweise sogar höher als die Kosten für Kohle in der externE-Studie (vergleiche Tabelle 19). Dieser enorme Unterschied in der Höhe der Umweltkosten unterstreicht die Standortspezifität der Analyse externer Kosten. Deshalb sind regionale Einflüsse und Strukturen für die Bewertung externer Kosten der Energieerzeugung unbedingt in Betracht zu ziehen.

Aus diesem Grund muss die Allgemeingültigkeit der Werte aus Tabelle 20 eingeschränkt und die detaillierte Bewertung externer Kosten für die betrachteten Staaten zurückgestellt werden. Allgemein und in Bezug auf die nationale Erzeugerstruktur ist anzunehmen, dass die externen Kosten der gesamten Energieerzeugung in Vietnam aufgrund der umfangreichen Wasserkraftnutzung geringer sein werden als in Thailand, wo fossile Erzeugungstechnologien dominieren. Auf regionaler Ebene könnten jedoch im Norden Vietnams erhöhte Umweltkosten bestehen, da sich in diesem Raum die Kohlenutzung konzentriert.

5.3 Fazit

Bei der Erhebung externer Kosten der Energieerzeugung mittels Lebenszyklusanalyse bestehen große Bewertungsspielräume, beispielsweise in der Festlegung des Diskontsatzes und des Wertes eines menschlichen Lebens. Diese Faktoren bestimmen maßgeblich die Höhe der externen Kosten. Die mit der Lebenszyklusanalyse ermittelten externen Kosten sind standortspezifisch, was die Übertragung der Werte auf andere Regionen einschränkt. Da ein großer Teil der Kosten durch Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit hervorgerufen werden, hat die Bevölkerungsdichte einen starken Einfluss auf die verursachten Kosten. Das bedeutet, dass umweltfreundliche Kraftwerksanlagen gerade in dicht besiedelten Gebieten besonders wertvoll sind. Externe Kosten wurden in Entwicklungs- und Schwellenländern bislang kaum erhoben, so dass man auf Analysen externer Kosten von Industrieländern zurückgreift. Grundannahme bei der Anpassung der Kosten ist, dass ich der Wert eines Lebens proportional zum Pro-Kopf-Einkommensverhältnis von Entwicklungsland und Industrieland ändert. Diese

[97] Auf Grund des hohen Wasserkraftanteils betragen jedoch die externen Kosten in der gesamten chinesischen Republik 3,9 USct/kWh

Anpassungsmethode wertet Umweltschäden stark ab, was dazu führt, dass die externen Kosten in Entwicklungsländern weit unter den Kosten der Industrieländen liegen. Zudem werden regionale Besonderheiten der Basisanalyse vernachlässigt, was letztendlich zu sehr ungenauen Ergebnissen führt. Studien in Industrieländern, wie beispielsweise die externE-Studie der Europäischen Kommission und des Paul Scherrer Institutes zeigen, dass an alten fossilen Anlagen sehr hohe Umweltkosten entstehen (bis zur dreifachen Höhe der Stromerzeugungskosten bei Kohle = 130 €/MWh), wobei CO_2 Kosten einen geringen Anteil bilden (ca. 28 €/MWh). Ursache sind die hohen Kosten der Luftverschmutzung durch die Emission von SO_2, NO_x und Feinstaub. Moderne Kohlekraftwerke verursachen Umweltkosten in Höhe von ca. 40 €/MWh bei konstanten Klimakosten von ca. 28 €/MWh und reduzierten Kosten der Luftverschmutzung. CO_2 Emission und somit die daraus resultierenden Kosten können nach heutigem Stand der Technik an fossilen Kraftwerken nicht gemindert werden. Geringste Umweltkosten fossiler Energieerzeugung sind GuD Kraftwerken zuzuschreiben (ca. 9 bis 19 €/MWh). Damit erreichen emissionsarme GuD Anlagen zum Teil geringere externe Kosten als Biomasseanlagen, da Biomasse-Direktverbrennungsanlagen vermehrt Feinstaub ausstoßen. Generell verursacht Biomasse, wie auch alle anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien sehr geringe Umweltkosten. Dieser monetär erfasste Umweltnutzen wird in der traditionellen Kostenrechnung auf dem Energiesektor nicht berücksichtigt, woraus folglich ein Marktpreisgefüge entstanden ist, welches zu Lasten der Umwelt konventionelle Anlagen bevorteilt.

6 Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien

Ausgehend von den Erkenntnissen des vorangegangen Kapitels werden im Weiteren Möglichkeiten aufgezeigt, die den Umweltkosten der Energieerzeugung Rechnung tragen und somit umweltfreundliche Technologien fördern. Es soll an dieser Stelle betont werden, dass die Umsetzung dieser Maßnahmen nur vor dem Hintergrund eines politisch/gesellschaftlichen Willensbildungsprozesses möglich ist, welcher den Nutzen umweltfreundlicher Anlagen würdigt. Den nachfolgenden Ausführungen muss vorangestellt werden, dass sich die Betrachtungen ausschließlich auf die negativen Umweltwirkungen fossiler Stromerzeugung beziehen und Aspekte, wie radioaktive Strahlungsbelastung und Versorgungssicherheit im Energiesystem nicht berücksichtigt werden.

6.1 Internalisierung externer Kosten

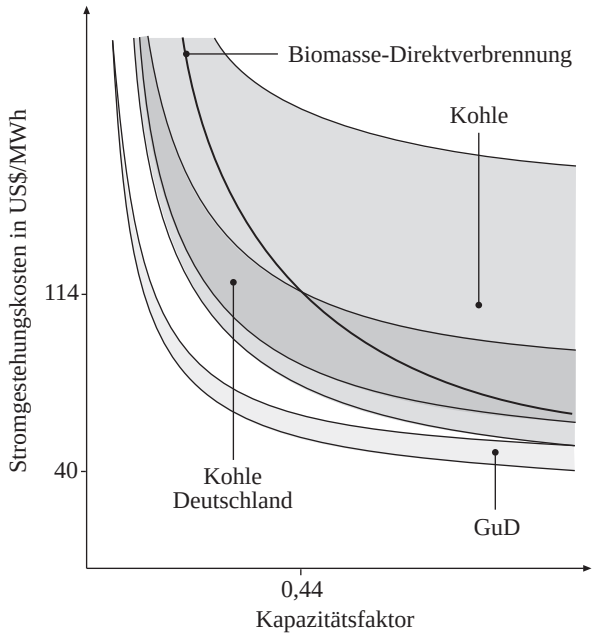
Wie bereits gezeigt, kann dem öffentlichen, aber knappen Gut „Umwelt“ ein Preis zugewiesen werden, welcher auf Basis externer Kosten ermittelt worden ist. Die Internalisierung beabsichtigt das Marktsystem um die Umweltkomponente zu erweitern, was die Angleichung der privaten an die gesellschaftlichen Kosten bedeutet. Abbildung 14 zeigt die Stromgestehungskosten im neuen Marktsystem unter Einbezug der externen Kosten.[98] Wie im vorangegangen Abschnitt deutlich wurde, existiert eine breite Spanne für die Höhe der externen Kosten je Technologie, die auch dieser Darstellung zugrunde liegt. Ausgangswerte für Abbildung 14 waren die privaten Erzeugungskosten für fossile Kraftwerke aus Tabelle 16 und für die Biomasse-Direktverbrennungsanlage aus Tabelle 14. Die externen Kosten entstammen Tabelle 19, sie enthalten sowohl Klimakosten als auch externe Kosten der Luftverschmutzung und beziehen sich auf den weltweiten Maßstab. Für GuD Kraftwerke wurde als unterer Wert für externe Kosten 0,9 ct€/kWh angesetzt und als oberer Wert 1,9 ct€/kWh. Für Kohle dienten die niedrigsten externen Kosten modernen Anlagen (2,1 ct€/kWh) als unterer Grenzwert und als Obergrenze 13,6 ct€/kWh als höchster Wert konventioneller Kraftwerke. Um diese große Spanne für Kohletechnologien etwas zu differenzieren sind in der Grafik zusätzlich die externen Kosten für Strom aus Kohle für deutsche Verhältnisse veranschaulicht. Untergrenze sind

[98] angenommene Vereinfachung bei der Berechnung: gleichbleibendes Währungsverhältnis 1US$ = 1€

dabei 3 ct€/kWh und Höchstwert 6 ct€/kWh (EC 2003). Die externen Kosten für Biomasse wurden mit 0,5 ct€/kWh angesetzt.

Bei einer konsequenten Internalisierung wird sich ein neues Preissystem ergeben, welches insgesamt durch höhere Stromerzeugungskosten gekennzeichnet ist (Abbildung 14). Die Kraftwerksplanung und die damit verbundenen Investitionsentscheidungen verlagern sich bei vollkommener Berücksichtigung aller sozialen Kosten (inkl. Umweltkosten) stärker auf erneuerbare Erzeugungstechnologien, da der Investitionskostennachteil erneuerbarer Technologien durch den Umweltkostenvorteil wenigstens teilweise kompensiert wird (IEA 1997b, S. 27). Wie Abbildung 14 zeigt, sind Biomasse-Direktverbrennungsanlagen mit hohen Investitionskosten (hier 2000 US$/kW) gegenüber konventionellen (älteren) Kohlekraftwerken auf Basis gesellschaftlicher Kosten konkurrenzfähig. Modernste Kohlekraftwerke und GuD Anlagen sind auch bei internalisierten externen Kosten dieser Variante der Biomassetechnologie überlegen. An dieser Stelle sei auf die ökonomischen und ökologischen Parameter der Biogas-Gasturbine verwiesen, durch die die Konkurrenzfähigkeit der Biomasse in Zukunft verbessern werden kann.

Abbildung 14: Gesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung verschiedener Technologien



Diese neue Marktsituation wird sich keinesfalls von selbst einstellen, sondern es ist ein staatlicher Eingriff notwendig, um die Umweltkosten in den Energiemarkt zu integrieren. Zur Internalisierung stehen im Wesentlichen die drei Instrumente, Umweltsteuer, Emissionszertifikate und Auflagen zur Verfügung. Diese liefern zumindest in der Theorie gleichermaßen ein effizientes Ergebnis. Unterschiede zwischen den Instrumenten treten in der praktischen Umsetzung aufgrund asymmetrischer Informationslage und unter Berücksichtigung von Transaktionskosten auf. Anders als die Auflagen-Lösung sind Zertifikate und Umweltsteuern marktorientierte Instrumente, bei denen die Allokation der Güter den Marktakteuren überlassen wird, die unter idealen Voraussetzungen die Preissignale kosteneffektiv und paretoeffizient umsetzen. (Masuhr u. a. 1992, S. 210 f.) Die drei Instrument seien im Nachfolgenden jedoch nur kurz erläutert, da allgemein zur Internalisierung externer Kosten in Entwicklungs- und Schwellenländern bislang kaum Anstrengungen unternommen wurden.

Auflagen Auflagen sind gesetzlich verankerte Restriktionen, die für Energieerzeuger bindend sind, wie beispielsweise zeitliche und mengenmäßige Beschränkungen für Emissionen je Kraftwerksoutput. Bei der Bestimmung der Emissionsgrenzen muss bereits im Vorfeld Klarheit darüber herrschen, zu welchen Kosten die Grenzwerte eingehalten und der Schaden vermieden werden kann. Eine generelle Festlegung von Emissionsgrenzwerten führt zu Kostenineffizienzen, da alle Emittenten zur Vermeidung von Emissionen gezwungen werden, auch die Emittenten mit sehr hohen Grenzvermeidungskosten. Für eine wirksame und effiziente Auflagenpolitik müsste die Auflagenhöhe technologisch und regional differenziert werden, was die Umsetzung erheblich erschwert. Einer der Hauptnachteile der Auflagenlösung ist der unzureichende Anreiz für den Emittenten die Weiterentwicklung umweltfreundlicher Technologien voranzutreiben. Dem kann entgegengewirkt werden, indem die Auflagen dynamisch verändert werden und somit ein kontinuierlicher Entwicklungsprozess erzwungen wird. Gegenüber den anderen beiden marktorientierten Instrumenten ist die Auflagenlösung für die Internalisierung ungeeigneter, da Effizienz- und Anreizmechanismen schwerer durchsetzbar sind. (Masuhr u. a. 1992)

Emissionsstandards waren für Kraftwerksbetreiber in der Vergangenheit insofern relevant, da diese oftmals die einzige staatliche Maßnahme zur Begrenzung von Luftverschmutzung an Energieerzeugunganlagen darstellten. Auch in Thailand ist die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten an fossilen Kraftwerken vorgeschrieben. Die Auflagen (Stand 1997) beschränken den Ausstoß von Feinstaub an Neuanlagen (Kohle und Öl) auf 120 mg je m^3 Rauchgas und NO_x an Kohlekraftwerken auf 350 mg/m^3 und an Öl befeuerten Anlagen auf 180 mg/m^3. Grenzwerte für Schwefeldioxid sind je nach Kraftwerksleistung gestaffelt[99], wobei die größtmögliche Emissionsmenge 640 mg/m^3 beträgt. (IEA 1997a, S. 104) [100]

Umweltsteuer Diese Methode der Internalisierung externer Kosten geht zurück auf Pigou. Ziel dieses Ansatzes ist die Besteuerung des Verursachers in Höhe des Grenzschadens. Der Verursacher ist also bestrebt, bis zur Höhe der Steuerlast Emissionsreduktion zu betreiben. Übersteigen die spezifischen Kosten der Emissionsvermeidung den Steuersatz, so wird der rational handelnde Emittent die Zahlung der Steuer gegenüber der Emissionsreduktion bevorzugen. Die Anreiz dieser Steuer besteht demnach in der Vermeidung derselbigen, welches einen genügend hohen Steuersatz bedingt, um den gewünschten Umwelteffekt zu erzielen. (Masuhr u. a. 1992, S. 183ff.)

Die Erhebung einer Umweltsteuer in Form einer Outputsteuer auf die emittierten Gase in Höhe der externen Kosten würde direkt die privaten Grenzkosten an die gesellschaftlichen Grenzkosten angleichen. Obwohl die Einführung einer solchen Steuer international diskutiert wurde, konnte sie bislang nur ansatzweise und auf nationaler Ebene umgesetzt werden. Schwierigkeiten in der Erhebung der Steuer liegen in der Festsetzung des Steuersatzes und der Verwendung der Steuereinnahmen. Die genaue Festlegung des Steuersatzes bedingt die Kenntnis der Grenzschadensfunktion. Wie im Kapitel 5.1 verdeutlicht wurde, sind die Auswirkungen der fossilen Schadstoffemissionen regional unterschiedlich und resultieren in verschieden hohen Schadenskosten. Eine ökologisch effiziente Steuer müsste den variierenden Standortbedingungen entsprechen, was ähnlich wie bei Auflagen zu Umsetzungsschwierigkeiten führt. In einigen OECD Ländern, vorwiegend in Europa und den USA, sind energiebezo-

[99] Grenzwerte für SO_2 an Neuanlagen (Kohle und Öl) bis 300 MW maximal 640 mg/m^3, 300 – 500 MW maximal 450 mg/m^3 und größer 500 MW maximal 320 mg/m^3

[100] Dazu im Vergleich die deutschen Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke größer 300 MW (Stand 2002): NO_x 200 mg/m^3, SO_2 400 mg/m^3 und Feinstaub 50 mg/m^3 (UBA 2000).

gene Steuern implementiert. Diese werden hauptsächlich auf die Produktion von Elektrizität und Wärme erhoben und sind nicht nach Erzeugungstechnologien differenziert. Sie spiegeln demnach nicht die exakten Grenzschadenskosten wider. (Owen 2004, S. 153 ff.)

Ein Spannungsfeld, in dem sich die politischen Entscheidungsträger als umsetzendes Organ befinden, besteht in der gegensätzlichen Interessenlage zwischen dem Wunsch der Emittenten, möglichst einer geringen Steuerbelastung ausgesetzt zu sein und den Betroffenen der Umweltbelastung nach der größtmöglichen Verringerung der Beeinträchtigung. In Anbetracht der Globalisierung der Märkte, die mit einen zwischenstaatlichen Wettbewerb um Industriestandorte verbunden ist, müssen diese politischen Entscheidungen mit Blick auf internationale Gegebenheiten getroffen werden. (Masuhr u. a. 1992)

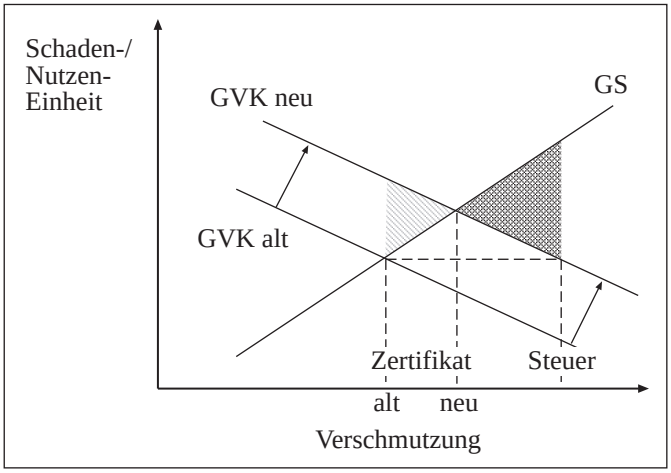
Zertifikatelösung Dieses Internalisierungsinstrument legt die maximale nationale Umweltbeeinflussung (z.B. Mio. Tonnen CO_2 Emissionen pro Jahr) durch die Gesamtmenge an Zertifikaten fest. Jedes Kraftwerk darf nur so viele Treibhausgasen ausstoßen, wie es auch Emissionszertifikate besitzt. Die Erstausgabe der Zertifikate an die Emittenten erfolgt entweder per Auktion oder kostenlos. Der Handel mit den Zertifikaten ermöglicht eine optimale Allokation, wobei die Preisbildung den Marktakteuren überlassen wird. Idealerweise stellt sich auf dem Markt ein Zertifikatepreis in gleicher Höhe der Umweltsteuer ein, also in Höhe der Grenzkosten des Umweltschutzes.

Ein wichtiger zu betrachtender Aspekt beim Vergleich des Zertifikatemodells mit der Steuerlösung ist die dynamische Anpassungsfähigkeit des Systems an veränderte äußere Rahmenbedingungen. Gerade in Bezug auf Entwicklungs- und Schwellenländer, in denen sich ökonomische Gegebenheiten rasch und drastisch ändern können, sollen einige Auswirkungen kurz diskutiert werden. Die dynamische Anpassungsfähigkeit beschreibt, inwieweit das Emissionsminderungssystem auf die Änderung äußerer Rahmenbedingungen reagiert, ohne dass es zu staatlichen Eingriffen (Veränderung der Zertifikatemenge bzw. Anpassung des Steuersatzes) kommt. (Masuhr u. a. 1992)

Weder Umweltsteuer noch Zertifikatelösung reagieren automatisch auf eine Änderung der Schadensfunktion. Aus privatwirtschaftlicher Sicht lohnt es sich bis zum Steuersatz bzw. Zertifikatepreis zu vermeiden. Bei geänderter Schadenfunktion ist in jedem Falle eine Anpassung der Zertifikatemengen bzw. der Umweltsteuer erforderlich. Verändert sich das Preisgefüge eines Landes infolge von Inflation, so muss die Steuer entsprechend angepasst werden. Auflagen und Emissionszertifikate hingegen führen auch bei gestiegenen Preisen zu einer optimalen Lösung. (Masuhr u. a. 1992)

Bei einem starken Wirtschaftswachstums nimmt die Menge an erzeugter Energie zu, meist begleitet von einem Anstieg der Emissionsmengen. So auch die Situation für die betrachteten Staaten Thailand und Vietnam. Die Konsequenz des Emissionszuwachses sind erhöhte Grenzvermeidungskosten (GVK), dargestellt in Abbildung 15. Sowohl Steuer- als auch Zertifikatelösung befinden sich nicht mehr im Optimum. Die Abweichungen sind durch die beiden markierten Flächen veranschaulicht. Abhängig von der Steigung der beiden Kurven zueinander ergibt sich die Vorteilhaftigkeit des jeweiligen Instruments. Bei sehr steilem Verlauf der Grenzschadenskurve sind die Abweichungen der Zertifikatelösung geringer als die der Umweltsteuer. Es kann demnach keine allgemein gültige Aussage über die dynamische Anpassungsfähigkeit der Instrumente getroffen werden, ohne den exakten Verlauf der Grenzschadenskurve zu kennen. (Masuhr u. a. 1992)

Abbildung 15: Umweltsteuer und Emissionszertifikate bei veränderten Grenzvermeidungskosten



Quelle: (Masuhr u. a. 1992)

Derzeitige Internalisierungsbestrebungen Der Emissionszertifikatehandel wird seit Beginn 2005 in den Staaten der Europäischen Union auf dem Energieerzeugungssektor erprobt. Im weltweiten Rahmen soll dieses Instrument ab 2008 unter den Annex-B Staaten des Kyoto Protokolls (hauptsächlich Industrienationen) eingesetzt werden. Die direkte Partizipation von Entwicklungsländern am Zertifikatesystem ist nicht vorgesehen. Das Kyoto Protokoll enthält für die Einbindung der nicht Annex-B Staaten den Clean Development Mechanism (CDM), welcher in Kapitel 8 näher erörtert wird.

Es ist festzuhalten, dass die Bestrebungen zur Internalisierung der externen Kosten der Energieerzeugung zum heutigen Zeitpunkt vorwiegend auf industrialisierte Länder ausgerichtet sind. Gegen die Teilnahme von Entwicklungsländern an einem Zertifikatehandel oder allgemein an Maßnahmen zur Internalisierung sprechen verschiedene Argumente. Hauptargument ist die Tatsache, dass vor allem die Emissionen der industrialisierten Länder im vergangenen Jahrhundert zu den bestehenden Umweltbeeinträchtigungen führten. Dementsprechend besteht die Auffassung, dass die Verursacherstaaten den Großteil der Kostenlast der angestrebten Umweltverbesserung tragen sollen. Weiterhin ist es offensichtlich, dass das enorme Wachstum des Elektrizitätsmarktes in Entwicklungsländern, dem vielerorts durch den Zubau fossiler Kraftwerke nachgekommen wird, durch eine Beschränkung der Emissionsmengen bzw. durch die Erhebung einer Steuer gebremst werden würde, was selbstverständlich aus politischen und sozialen Gründen unerwünscht ist. Wie Abbildung 14 zeigte, werden durch die Implementierung der Umweltkosten die Preise für Energie ansteigen, wodurch das wirtschaftliche Vorankommen eines Schwellen- oder Entwicklungslandes beeinträchtigt wird. Um arme Bevölkerungsteile nicht in ihrer Entwicklung zu behindern, müssten Ausnahmeregelungen getroffen werden oder Subventionen geleistet werden (Owen 2004, S. 148). Politische Entscheidungsträger sind demnach nicht an der Internalisierung von Umweltkosten interessiert, solang sie keinen unmittelbaren wirtschaftlichen Vorteil daraus erzielen. Es bleibt jedoch noch zu klären, inwieweit erhöhte Energiepreise nicht auch Innovationspotenzial fördern und somit auch Entwicklungschancen für Entwicklungsländer bieten, die über besonders reichhaltige erneuerbare Ressourcen verfügen. Weiterhin sind die externen Kosten bislang nur in wenigen Schwellen- und Entwicklungsländern exakt erhoben, so dass für eine Internalisierung die notwendige Datenbasis fehlt. Es soll noch ein letztes Argument genannt werden, welches sich speziell gegen die Teilnahme von Entwicklungsländern am Zertifikatehandel richtet. Die Befürchtung liegt in den geringen Vermeidungskosten für Emissionen in weniger entwickel-

ten Nationen begründet. In einem internationaler Zertifikatehandel, an dem Industrie- und Entwicklungsländer beteiligt sind, werden sich Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen in Staaten konzentrieren, in denen dafür die geringsten Kosten anfallen. Aufgrund des niedrigen Preisniveaus für die Produktionsfaktoren ist anzunehmen, dass viele Aktivitäten zur Reduzierung von Schadstoffen oder Treibhausgasen in Entwicklungsländern stattfinden werden. Entwicklungsländer laufen Gefahr, günstige Umweltmaßnahmen in industrialisierte Länder zu verkaufen und selbst bei einer Verschärfung der Umweltproblematik und weiteren notwendigen Emissionsreduzierungsmaßnahmen nur noch auf teure Vermeidungstechnologien zurückgreifen zu können. (Siebert 2000, S. 68) Dieses letzte Argument kann allerdings mit Blick auf den CDM (Kapitel 8) gelockert werden. Der CDM nutzt genau diese unterschiedlich hohen Grenzvermeidungskosten und motiviert die Zusammenarbeit von Industrie- und Entwicklungsländern. Die Erfahrungen auf dem Gebiet des CDM zeigen, dass diese Befürchtung kein Hemmnis für Entwicklungsländer ist, gemeinsam mit industrialisierten Ländern umweltfreundliche Energieprojekte durchzuführen. Vielmehr stellt die Kooperation eine neue Finanzierungsmöglichkeit für Energievorhaben in Entwicklungsländern dar. (Sellers 2005)

Auch wenn die konsequente Internalisierung externer Kosten politisch schwer durchführbar ist, so kann immerhin die Kenntnis über die gesellschaftlichen Kosten der Energieerzeugung Basis für energiepolitische Entscheidungen sein. Vor allem in Energiesystemen, in denen der überwiegende Teil der Erzeuger in staatlichem Besitz ist, können Investitionsentscheidungen bezüglich des Leistungszubaus auf Grundlage sozialer Kosten erfolgen. (OECD 2002d) Wie die Abbildung 14 zeigte, kann in diesem Zusammenhang ein Nachteil für Biomassetechnologien gegenüber GuD Kraftwerken bestehen, was bei einem moderaten Erdgaspreis zu einem verstärkten Leistungszuwachs durch GuD Anlagen führen kann, auch auf Basis gesellschaftlicher Kosten. Im Vergleich zum Rohstoff Kohle, sollten allerdings erneuerbare Energietechnologien (einschließlich Biomasse) bei der Kraftwerksplanung bevorzugt werden.

6.2 Umweltgutschriften

Alternativ zur Internalisierung der externen Kosten kann der Elektrizitätsmarkt durch die Einführung von Umweltgutschriften für Strom aus erneuerbaren Energiequellen reguliert werden. Strom aus Wind, Sonnenenergie, Wasser, Geothermie und Biomasse wird dabei in einer bestimmten Höhe je kWh subventioniert, als zeitlich begrenzte Kompensation für die Vermeidung negativer externer Kosten fossiler Energieerzeugung. Die Umweltgutschriften internalisieren die externen Kosten der Elektrizitätserzeugung nicht, sondern stellen lediglich eine Unterstützung umweltfreundlicher Technologien dar. Die hohen Stromgestehungskosten erneuerbarer Energieerzeugung, die auf hohe Kapitalkosten zurückzuführen sind, werden durch Umweltgutschriften gemindert und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen und nuklearen Stromerzeugern gestärkt. Das Hauptziel dieses Förderansatzes ist das Erreichen einer guten Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien, um somit über Lerneffekte die gewünschte Degression der Investitionskosten zu ermöglichen. Da erneuerbare Technologien stärker als konventionelle Anlagen in ihrer Größe beschränkt sind und daher technologische Skaleneffekte schwerer erreichbar sind, besteht die Notwendigkeit der Massenproduktion, wodurch Skaleneffekte in der Produktion erzielt werden können, die den Kapitalaufwand für die Anlagen reduzieren. (Menanteau u. a. 2001; Owen 2004)

Umweltgutschriften schaffen Anreiz, so viel wie möglich Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu generieren, da die Subvention ausschließlich auf die tatsächlich erzeugte Energiemenge geleistet wird. Daraus erwächst ihr Vorteil gegenüber einmaligen Subventionsmaßnahmen (z.B. Investitionszuschüssen), die zwar den Bau einer erneuerbaren Erzeugeranlage fördern, jedoch nur ungenügend Anreiz zum kontinuierlichen Betrieb (eingeschlossen War-

tung und Reparatur) liefern. (Martinot u. a. 2002; Wohlgemuth u. Madlener 2000)

6.2.1 Modelle zur Umsetzung der Umweltgutschriften

Analog der Instrumente zur Internalisierung externer Kosten können Umweltgutschriften zum einen preisbezogen und zum anderen mengenbezogen umgesetzt werden. Preisbezogene Ansätze, wie die fixe Einspeisevergütung legen einen Abnahmepreis für Strom aus erneuerbaren Energien ex ante fest. Mengenbezogene Ansätze, wie das Ausschreibungsverfahren und Grüne Zertifikate, gehen von einer fixen Energiemenge aus erneuerbaren Technologien aus. (Menanteau u. a. 2001)

Feste Einspeisevergütung haben in der Vergangenheit sehr breite Anwendung zur Förderung erneuerbarer Energie gefunden, vor allem in den Staaten der EU (z.B. in Deutschland, Dänemark und Spanien). Unter diesem System wird allen erneuerbaren Energieerzeugern die Einspeisung der Energie zu einem festgelegten Vergütungssatz garantiert. Dies setzt die Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber voraus. Der Netzbetreiber übernimmt in den meisten Systemen die Vertragsabwicklung und die Erstattung des Einspeisetarifs. Da die Vergütungspreise in der Regel über den Erzeugungskosten des restlichen Kraftwerksparks liegen, entstehen dem Netzbetreiber Mehrbelastungen, die entweder auf alle Stromkonsumenten umgelegt werden oder aus dem Staatshaushalt bzw. durch andere Finanzierungsmechanismen bereitgestellt werden. Da bei der Festlegung des Vergütungspreises die Grenzkostenkurven der erneuerbaren Erzeugungstechnologien nur ungenügend bekannt sind, kann auch die zu erwartende Menge an erneuerbarem Strom nicht im Vorhinein bestimmt werden. Es sind gegebenenfalls schrittweise Anpassungen des Einspeisetarifs notwendig, um das gewünschte Ziel zu erreichen. (Menanteau u. a. 2001)

Die Bestimmung der Höhe der Vergütungssatzes kann nach folgenden drei Prinzipien erfolgen (Langniß 2003):

- Orientierung an den Erzeugungskosten erneuerbarer Technologien
- Ausrichtung an den Elektrizitätspreisen auf dem Markt
- Tarif entsprechend der vermiedenen sozialen Kosten konventioneller Energieerzeugung

Wird die Höhe des Tarifs nach den Erzeugungskosten der jeweiligen erneuerbaren Technologie bemessen, so soll sichergestellt werden, dass genau die Fördergelder gewährt werden, die der Erzeuger zum Betrieb der Anlage benötigt. Dies setzt zum einen voraus, dass der Regulierer Kenntnis von den Erzeugungskosten besitzt und zum anderen, dass unterschiedliche Tarife für verschiedene Technologien (Wind, Wasser, Solar, Biomasse usw.) erhoben werden. Unter Umständen ist auch die Differenzierung zwischen verschiedenen Anlagenkonzepten und Standorten sinnvoll.[101] Die Ausrichtung der Vergütung an Elektrizitätspreisen zielt darauf ab, das Elektrizitätssystem mit so wenig wie möglich zusätzlichen Kosten zu belasten. Die Vergütung setzt sich aus den Erzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke plus die Kosten für Übertragung und Verteilung sowie einen Gewinnanteil zusammen. Die Bemessung des Tarifs nach diesem Prinzip ruft sicherlich den geringsten Widerspruch des zur Stromabnahme verpflichteten Netzbetreibers hervor, allerdings wird die Vergütungshöhe nicht ausreichen, um den erneuerbaren Erzeugungssektor wie angestrebt zu beleben. Das dritte Prinzip berücksichtigt die Umweltkosten fossiler Energieerzeuger und erkennt diese in Form

[101] So unterscheidet das deutsche EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) zwischen Offshore- und Onshore-Windanlagen und legt unterschiedlich hohe Vergütungssätze fest.

eines erhöhten Vergütungssatzes für erneuerbare Energie an. Diesem Preisbildungsmechanismus geht jedoch die Erhebung der externen Kosten der Elektrizitätserzeugung voraus, was die Tarifbestimmung erheblich erschwert. (Langniß 2003) In den Staaten der Europäischen Union richtet sich die Höhe der staatlichen Subventionen für Neuanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nach den vermiedenen externen Kosten des jeweiligen Systems, wodurch eine Obergrenze für die zusätzliche Vergütung mit 5 ct€/kWh festgesetzt ist (OECD 2002a, S. 224).[102]

Außer in den europäischen Staaten wurden beispielsweise feste Einspeisevergütungen in Indien eingeführt, wo Biomasseenergie mit 6,1 ct€/kWh und Windkraft mit 7 ct€/kWh gefördert wurden (Babu u. Michaelowa 2003, S. 22). In Südostasien adaptierte Indonesien dieses Modell, durch welches hauptsächlich Wasserkraft-, Geothermie- und Biomasseanlagen unterstützt werden (Balce 2002b).

Das Ausschreibungsverfahren für erneuerbare Energieerzeugung wurde in den vergangenen Jahren beispielsweise in Frankreich und Großbritanien angewandt. Bei diesem System definiert die regulierende Instanz a priori die Menge erneuerbarer Energie, die gefördert werden soll. Die Energiemenge kann differenziert nach Technologien (Wind, Solar, Biomasse usw.) ausgeschrieben werden. Somit konkurrieren jeweils die Erzeuger einer Technologiesparte untereinander. Wird keine Differenzierung vorgenommen, entsteht Wettbewerb unter allen Technologien, was bedeutet, dass die günstigsten aller erneuerbaren Erzeuger gefördert werden. Der Wettbewerb findet auf Basis von Stromgestehungskosten (ct/kWh) statt. Jeder Anlagenbetreiber bietet seinen Erzeugungspreis und die lieferbare Menge an Elektrizität. Zur Förderung werden die Anlagen ausgewählt, mit denen die definierte Menge erneuerbarer Energie zu den niedrigsten Gesamtkosten erbracht werden kann. Die Erzeuger erhalten einen Langzeitliefervertrag, dem der jeweilige Angebotspreis, eine Stromabnahmegarantie und die Subvention je Outputeinheit verankert sind. Die Grundlage für die Subventionshöhe kann anhand der gleichen Prinzipien wie beim System der fixen Einspeisetarife festgelegt werden. Üblicherweise richtet sich die Vergütung nach der Differenz zwischen Großmarktpreis und Angebotspreis und variiert somit unter den Erzeugern. Auch beim Ausschreibungsverfahren können die Kosten der Subventionen auf alle Stromkonsumenten umgelegt werden und somit die Belastung einzelner Gebiete bzw. Netzbetreiber verteilt werden. Die Summe der entstehenden Kosten ist im Vorfeld des Verfahrens unklar, da aufgrund von Informationsasymmetrie Unkenntnis über den exakten Verlauf der Grenzkostenkurve der Erzeugungstechnologien besteht. Die Begrenzung der gesamten Förderausgaben wird durch die Festsetzung eines maximales Vergütungssatzes je Einheit Strom erreicht. (Menanteau u. a. 2001)

Die südostasiatischen Staaten Thailand, Malaysia, Laos und die Philippinen haben das Ausschreibungsverfahren implementiert (Balce 2002b). Auf das thailändische Verfahren wird in Kapitel 7.2.1 detaillierter eingegangen.

Das Modell der Grünen Zertifikate ist ein mengenorientiertes System, wobei jeder nicht erneuerbare Elektrizitätserzeuger (oder auch Stromhändler oder Konsument) eine festgelegte Menge von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in sein Erzeugungsportfolio aufnehmen muss. Der Erzeuger hat zum einen die Möglichkeit erneuerbaren Strom selbst zu erzeugen oder aber er kann die entsprechende Menge an Zertifikaten von anderen Erzeugern erwerben.

[102] Die durchschnittliche Höhe der externen Kosten der europäischen Erzeugerstruktur beträgt 5 ct€/kWh. Nicht von dieser Regelung sind die Einspeisevergütungen des EEGs betroffen, das die Tarife von den Stromkonsumenten getragen werden und demnach keine staatliche Subvention darstellen. (Lackmann 2002)

Die Zertifikate werden von erneuerbaren Erzeugern ausgegeben, die sowohl durch den Verkauf der Energie zu Marktpreisen als auch durch den Verkauf der Zertifikate auf dem Zertifikatemarkt von der erneuerbaren Energieerzeugung profitieren. Die Menge der Zertifikate kann für das gesamte Land festgelegt werden und über ein Ausschreibungsverfahren emittiert werden. Durch das Zertifikatesystem wird ein Ausgleich der Grenzkosten der Produktion unter allen Stromerzeugern geschaffen. (Menanteau u. a. 2001)

In einigen europäischen Ländern (Großbritanien, Niederlande und Dänemark) bestehen derzeitig Bestrebungen das System der Grünen Zertifikate zu implementieren. Voraussetzung für dieses Modell ist die Existenz eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes, bei dem hinreichend viele Teilnehmer am Markt agieren, so dass sich ein Handel mit Zertifikaten einstellen kann. Wie später in Kapitel 7.2 näher erläutert wird, ist das Niveau der Liberalisierung der Elektrizitätssektoren in den untersuchten Staaten (ebenso in vielen anderen Entwicklungs- und Schwellenländern) nicht ausreichend, um dieses Fördermodell für erneuerbare Technologien anzuwenden. Aus diesem Grund wird das System der Grünen Zertifikate bei weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit vernachlässigt.

6.2.2 Implementierung und Effizienz der Modelle

Wie die Erfahrungen der Länder der EU zeigen, leisteten sowohl das Ausschreibungsverfahren als auch das Modell der fixen Einspeisetarife in den vergangenen Jahren einen wichtigen Beitrag zur Förderung der erneuerbaren Energien. Anreizmechanismen, Umsetzung und Resultate waren dabei sehr unterschiedlich. Ein Vergleich der beiden Modelle soll auf Basis der Ausführungen von Menanteau und Lamy (Menanteau u. a. 2001; Lamy u. a. 2002) gegeben werden, die folgende Beurteilungskriterien formulierten:

1. Stimulierung erneuerbarer Elektrizitätserzeugung
2. Dynamische Effizienz und Anreize zur Kostenreduktion
3. Verteilung des Überschusses und Anreize zur Innovation
4. Gesamtkosten für die Gemeinschaft und industrielle Effekte

1.) Stimulierung des Aufbaus erneuerbarer Erzeugungstechnologien
Die Stimulierung des Aufbaus erneuerbarer Erzeugungstechnologien ist das Hauptanliegen aller drei Instrumente. Die fixe Einspeisevergütung führt bei genügend hohem Tarif zu einer starken Entwicklung erneuerbarer Energien, sowohl in Bezug auf die Menge an installierter Leistung als auch die Entwicklungen auf dem industriellen Sektor. Durch ein hohes Tarifniveau wird dem Anlagenbetreiber eine hohe Kapitalrückflussrate ermöglicht, welches der Hauptgrund für den Erfolg des Systems ist. Das System der festen Einspeisevergütungen bietet Investoren ein hohes Maß an Sicherheit, da alle erneuerbaren Anlagen über eine garantierte Mindestdauer von den Subventionen profitieren. Auf diese Weise werden erneuerbare Energien vom Marktrisiko entlastet und die Profitabilität der Anlage hängt ausschließlich von der Kontrolle der Kosten ab. Auch die Transaktionskosten für die Implementierung sind für das System der festen Einspeisevergütungen geringer als beim Ausschreibungsverfahren, da keine Verwaltungskosten für das Ausschreibungsverfahren bestehen. (BMU 2000)

Wesentlich geringere Lieferpreise für Strom aus erneuerbaren Energien werden durch das Ausschreibungsverfahren erzielt, da sich die Angebotspreise der erneuerbaren Anlagenbetreiber an den Grenzkosten der Erzeugung orientieren. Jedoch ist auch der Leistungszuwachs an

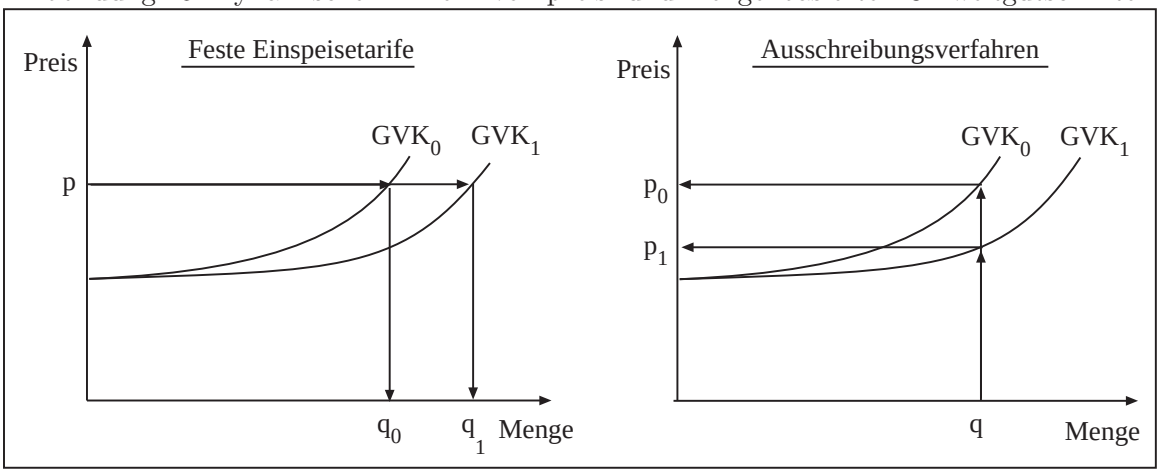
erneuerbaren Energien deutlich geringer im Vergleich zum System fester Tarife. Entscheidend für den Erfolg des Förderinstruments ist der Verlauf der Grenzkostenkurve. Für Windkraftanlagen in der EU beispielsweise, ist ein relativ flacher Verlauf angenommen, was bedeutet, dass der Zubau weiterer Einheiten an Windkraftleistung zu vergleichbaren Kosten, wie die der bestehenden Anlagen erfolgen kann. Dafür spricht die Tatsache, dass wichtige Potenziale, wie Offshore Windkraft bislang ungenutzt sind. (Menanteau u. a. 2001) Auch Biomassetechnologien, vor allem Direktverbrennungsanlagen und Biogasmotoren sind technologisch ausgereift. Wie die Kapitel 2.3.1 und 2.3.2 zeigten, besteht in Vietnam und Thailand großes, unerschlossenes Potenzial, so dass der angenommene flache Verlauf der Grenzkostenkurve gegebenenfalls auch auf Biomassetechnologien in den betrachteten Ländern übertragbar ist. Es ist offensichtlich, dass im Fall eines geringen Anstiegs der Grenzkosten ein hoher feststehender Einspeisetarif eine starke Stimulation erneuerbarer Energieerzeuger bewirkt. Darin liegt auch der Kritikpunkt begründet, dass feste Einspeisevergütungen zu kostenintensiv sind, da bei einem hohen Tarif eine große Menge an erneuerbarem Strom subventioniert wird.

Das Ausschreibungsverfahren hingegen erzielt eine kosteneffizientere Implementierung erneuerbarer Technologien, bei geringerem Kapitalrückfluss und höherer Unsicherheit für den Anlagenbetreiber. Investoren müssen das Risiko in Kauf nehmen das Ausschreibungsverfahren zu verlieren und bereits geleistete Projektplanungskosten nicht zu amortisieren. Durch Effizienzanreize beim Projektentwickler begünstigt das Ausschreibungsverfahren die Errichtung von Anlagen in besonders vorteilhaften Gebieten, was dazu führen kann, dass sich bestimmte erneuerbare Technologien regional konzentrieren.

2.) Dynamische Effizienz und Anreize zur Kostenreduktion
Dynamische Anreize werden besonders durch das Ausschreibungsverfahren gefördert. Durch den Wettbewerb der erneuerbaren Erzeuger werden in jeder neuen Ausschreibungsrunde Veränderungen der Grenzkostenkurve in den Angebotspreisen widergespiegelt (rechter Graph in Abbildung 16). Sinkende Angebotspreise sind zum einen Resultat aus technologischen Veränderungen sowie Lern- und Skaleneffekten bei der Anlagenherstellung oder Konsequenz aus Nebeneffekten, wie beispielsweise reduzierte Kreditkosten durch geringeres technologisches Risiko. Preisbasierte Systeme reagieren auf eine fallende Grenzkosten durch Zunahme der erzeugten Energiemenge, bei konstantem Vergütungstarif (linker Graph in Abbildung 16). Es kann in diesem System mittels Angleichung des Einspeisetarifs durch die regulierende Instanz auf veränderte technologische und ökonomische Bedingungen reagiert werden. Tarifanpassungen sind politisch schwerer durchführbar und werden nur in größeren Abständen vorgenommen. Feste Einspeisevergütungen üben keinen solchen Kostendruck aus, wie das Ausschreibungsverfahren, welches somit hinsichtlich des dynamischen Effizienzkriteriums dem System der festen Einspeisevergütungen überlegen ist.

3.) Verteilung des Überschusses und Anreize zur Innovation
Überschüsse kommen im Modell der festen Tarife in erster Linie den Investoren und Herstellern der Anlagen zu Gute, da sie selbst von Kostenreduktionen profitieren. Die dadurch gewährte Investitionssicherheit erlaubt Herstellern längerfristige Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen. Innovationen führen zu verbesserten Herstellungsprozessen und Anlagencharakteristika, wodurch Investitionskosten reduziert werden können. Durch den Transfer der neuen Technologie profitieren auch die Länder von den Kostenersparnissen, die ein mengenorientierteres System, wie das Ausschreibungsverfahren anwenden. Das Ausschreibungsverfahren selbst gibt wenig Anreize zu Forschung und Entwicklung, da die Kostenminderungen nicht bei den Investoren oder Herstellern verbleiben sondern an die Konsumenten weitergegeben werden.

Abbildung 16: Dynamische Effizienz von preis- und mengenbasierten Umweltgutschriften



Quelle: (Lamy u. a. 2002)

4.) Gesamtkosten für die Gemeinschaft und industrielle Effekte
Zwar ist die Umsetzung der festen Einspeisevergütung aus administrativen Gesichtspunkten relativ einfach, allerdings sind ist eine hohe Subventionssumme, durch die Gemeinschaft zu tragen. Das Ausschreibungsmodell ermöglicht eine bessere Kontrolle der Gesamtkosten durch eine schrittweise Anpassung des Kostenniveaus an die Grenzkosten bzw. durch die Deckelung der Vergütungssätze.

Wie im vorherigen Abschnitt bereits angedeutet, gehen vom System der festen Einspeisetarifen starke Impulse auf andere Bereiche der Industrie aus, von den vor allem kleine mittelständige Unternehmen partizipieren. Besonders Hersteller von erneuerbaren Kraftwerksanlagen finden unter preisbasierten Fördermodellen ein gutes Investitionsklima. Gerade in Entwicklungsländern könnte dieser Aspekt bei der Wahl des Förderinstruments ein wichtiges Kriterium sein, da zusätzliche industrielle Effekte dem Land erhalten bleiben und Importe von Kraftwerksequipment, die eher ausländische Hersteller fördern, vermieden werden, was nicht zuletzt zur Einsparung von Devisen beiträgt. (Langniß 2003)

6.3 Fazit

Ausgehend von den gesellschaftlichen Kosten (private und externe Kosten) der Energieerzeugung muss eine Neuordnung des Marktsystems stattfinden, wodurch der Nutzen umweltfreundlicher Energieerzeuger gewürdigt wird. Die zielstrebigste und effiziente Maßnahme zur Förderung erneuerbarer Technologien ist die Internalisierung externer Effekte der Energieerzeugung in das bestehende Preissystem. Bei konsequenter Internalisierung würden sich Stromgestehungskosten in Höhe der gesellschaftlichen Kosten der Erzeugung einstellen, was einen allgemeinen Anstieg des Kostenniveaus bedeutet. Trotz des Umweltnutzens erneuerbarer Energien muss dies nicht unweigerlich bedeuten, dass nun erneuerbare Technologien generell fossilen Kraftwerken überlegen sind. Neue GuD Kraftwerke und modernste Kohlekraftwerke können auch unter der neuen Kostenstruktur geringere (gesellschaftliche) Kosten erreichen, da die Internalisierung der externen Kosten einerseits den Investitionskostennachteil nur teilweise kompensiert und andererseits auch bestimmte erneuerbare Technologien externe Kosten verursachen, so z.B. Biomasse. Die Stellung erneuerbarer Technologien gegenüber weniger modernen fossilen Anlagen wird sich entscheidend verbessern, so dass sich auf diesem Marktsegment eine neue Wettbewerbssituation einstellen wird. Ein erster Schritt

zur Internalisierung wurde mit der Einführung des europäischen Emissionszertifikatesystems unternommen. Weiterführend ist im Rahmen des Kyoto Protokolls ab 2008 ein Emissionszertifikatemodell vorgesehen, welches primär Industrienationen zu Reduktionsmaßnahmen verpflichtet. Entwicklungs- und Schwellenländer sind an diesen Systemen nur peripher beteiligt, so dass in diesen Staaten Umweltkosten nicht internalisiert werden. Größere Bedeutung wird in Entwicklungs- und Schwellenländer der Förderung erneuerbarer Energien durch Umweltgutschriften beigemessen. Umweltgutschriften sind Subventionen je erzeugter erneuerbarer Energiemenge, welchen den Vorteil gegenüber einmaligen (Investitions-) Zuschüssen besitzen, dass Anlagenbetreiber ein Interesse an Wartung und Betrieb der Kraftwerksanlage haben und somit der kontinuierliche Betrieb gefördert wird. Umweltgutschriften werden bevorzugt durch Ausschreibungsverfahren und fixe Einspeisevergütungen gewährt. Diese Modelle wurden in der Vergangenheit in europäischen Staaten und den USA sehr erfolgreich angewendet. Allgemein lässt sich bezüglich der beiden Systeme zusammenfassen, dass das Ausschreibungsverfahren gegenüber dem System der festen Einspeisevergütungen geringere Kosten verursacht, bei einem moderaten Zuwachs an erneuerbarer Leistung. Eine starke Belebung erneuerbarer Energieerzeuger sowie des industriellen Sektors wird durch das System der festen Einspeisetarife erreicht. Für Entwicklungsländer sind geringe Kostenbelastungen ebenso von Interesse, wie die zusätzliche Aktivierung von Anlagenherstellern und anderen industriellen Unternehmungen, so dass keine eindeutige Vorteilhaftigkeit eines der Fördersysteme herausgestellt werden kann.

7 Marktintegration erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Traditionell sind Energieunternehmen staatlich geführte Monopole, mit der Aufgabe die Bevölkerung mit Elektrizität zu versorgen. Diese Staatsunternehmen waren in der Vergangenheit vertikal integriert und somit für Erzeugung, Übertragung und Verteilung des Stromes verantwortlich. Dabei standen technische Kriterien, wie Ausweitung der Stromversorgung und Erhöhung der technischen Effizienz im Vordergrund. Seit den 90er Jahren ist vor allem in industrialisierten Ländern ein Wandel auf dem Elektrizitätssektor zu erkennen. Dieser Wandel beinhaltet das Aufbrechen der monopolistischen Strukturen und die Restrukturierung des Energiemarktes. Im Zuge dieses Liberalisierungsprozesses erlangen zunehmend ökonomische Aspekte an Bedeutung. In Entwicklungs- und Schwellenländern bestehen die alten zentralisierten Energiesysteme meist noch immer, die auf einem mangelhaften finanziellen Fundament basieren, welches notwendige Investitionen zur Deckung des rapide wachsenden Bedarfs einschränkt. (Martinot 2002)

7.1 Erneuerbare Energien im liberalisierten Markt

Entsprechend der Ausführungen von Martinot (Martinot 2002; Beck u. Martinot 2004) sollen in diesem Abschnitt die Auswirkungen der Liberalisierung auf den Ausbau erneuerbarer Technologien beschrieben werden. Generell können fünf Trends der Liberalisierung identifiziert werden. Diese beinhalten für erneuerbarer Erzeugungstechnologien sowohl Chancen als auch Risiken. Diese fünf Trends sind (Martinot 2002):

1. Wettbewerb auf der Erzeugerseite
2. Eigenerzeugung durch Endverbraucher und kleine Energieerzeugereinheiten
3. Privatisierung
4. Unbundling

5. Wettbewerb im Endkundenmarkt

1.) Wettbewerb auf der Erzeugerseite
Die Energieerzeugung ist einer der ersten Bereiche der im Verlauf der Liberalisierung dereguliert wird. Neuen privaten Akteuren, so genannte Independent Power Producer (IPP), wird Zugang zum Erzeugermarkt gewährt. Für die Einbindung der IPPs sind geeignete Rahmenbedingungen notwendig, die den diskriminierungsfreien Zugang zum Netz ermöglichen. Solange kein Markt auf der Abnehmerseite (Großhandelsmarkt) besteht, müssen IPPs ihren Strom an den Monopolisten verkaufen, so meist die Situation in Entwicklungsländern. IPP Verträge werden dann im Rahmen eines Alleinabnehmermodells geschlossen. Die Erfahrungen der Vergangenheit zeigen, dass die staatlichen monopolistischen Energieversorger (bis auf wenige Ausnahmen) die Integration erneuerbarer Technologien vermeiden. Die Zulassung von IPPs am Erzeugermarkt ist demnach elementare Voraussetzung für die Etablierung erneuerbarer Energieerzeuger. So wurden weltweit die meisten Windkraftanlagen durch IPPs installiert. Andererseits erzeugt nur ein geringer Teil der IPPs Strom aus erneuerbaren Energien. IPPs sind gewöhnlich an kurzen Amortisationszeiten und hohen Kapitalrückflüssen interessiert. GuD Kraftwerke mit ihren geringen Stromgestehungskosten gewinnen zunehmend an Bedeutung, was die Diffusion erneuerbarer Energien hemmt. Wettbewerbsverzerrungen zugunsten fossiler Technologien existieren, wenn konventionelle Brennstoffe subventioniert sind. Neben direkten Subventionen bestehen zusätzlich Verzerrungen der Rohstoffpreise, z.B. wenn nicht alle Kapitalkosten (für Förderung, Lagerung und Transport) erfasst werden, reduzierte Bestände unterbewertet sind oder Umweltstandards vernachlässigt werden.

Für die Entwicklung erneuerbarer Energien unter den neuen Wettbewerbsbedingungen auf dem Erzeugermarkt ist es folglich essenziell, dass geeignete Rahmenverträge bestehen, welche die Förderung umweltfreundlicher Technologien garantieren. Feste Einspeisetarife oder festgelegte Mengen erneuerbarer Energien und Abnahmegarantien sind wichtige Bestandteile dieser Rahmenbedingungen. Der Wettbewerb auf Erzeugerseite ermöglicht allerdings ebenfalls die kosteneffiziente Integration erneuerbarer Technologien, z.B. mittels Ausschreibungsverfahren.

2.) Eigenerzeugung durch Endverbraucher und kleine Energieerzeugereinheiten
Zusätzlich zu den reinen Erzeugungsunternehmen können Endverbraucher und kleine Unternehmen als IPPs am Energiemarkt agieren. Durch die Entwicklung effizienter Kleinanlagen zur Stromerzeugung (beispielsweise Biogas-Mikroturbinen, siehe Tabelle 17 in Kapitel 4.3) wird die Möglichkeit der Installation einer autarken Stromversorgung für kleine Verbraucher geboten. Diese Vor-Ort-Anlagen können beispielsweise zur Versorgungssicherheit bei mangelhafter Qualität des Netzstromes beitragen. Haushalte oder Kleinunternehmen könnten sich für erneuerbare Technologien entscheiden, um von staatlichen Subventionen zu profitieren oder wie im Fall der Biomasseanlagen aus Gründen der Beseitigung biologischer Abfälle. Auch bei der nachträglichen Netzanbindung dezentraler Energiesysteme, egal ob erneuerbar oder konventionell, müssen Rahmenbedingungen für die Einbindung dieser Erzeuger festgelegt sein. Dazu gehören primär Netzzugangsgarantien und Preismechanismen für Kleinerzeuger, wie das „net metering“.

Beim „net metering“ wird der Stromfluss in zweierlei Richtung erfasst. Eigenerzeugung und Eigenverbrauch werden je Abrechnungsperiode gegeneinander aufgerechnet und der Kunde zahlt lediglich den Differenzbetrag. Manche „net metering“ Verträge lassen auch den Stromübertrag in den Folgemonat zu. Im übertragenen Sinn bedeutet dieses Preismodell, dass der Kleinerzeuger seine Elektrizität zu Endkundenpreisen an das Netz abgibt. Das „net metering“ System ist dann vorteilhaft, wenn der Endverbraucherpreis höher ist als der Ein-

speisetarif, der sich beispielsweise am Großhandelspreis oder den vermiedenen Kosten der Energieerzeugung orientiert.

3.) Privatisierung
Die Auswirkungen der Privatisierung der ehemals staatlichen Unternehmen auf die Nutzung erneuerbare Energien sind schwer vorhersagbar. Privatisierte Unternehmen arbeiten eher kostenorientiert, was aus besagten Gründen eine Barriere für die breite Anwendung umweltfreundlicher Technologien darstellt. Es kommt demnach auf die regulatorische Umsetzung der Förderinstrumente und gegebenenfalls die Internalisierung externer Kosten an, die erneuerbare Technologien als mögliche Alternative für privatisierte bzw. generell private Erzeuger realisierbar macht. Vor allem in Entwicklungsländern sind Investoren auf schnelle Rückflüsse bedacht, da das Investitionsrisiko höher als in industrialisierten Staaten ist (Bernstein u. a. 1999, S. 21). Erneuerbare Technologien mit hohen Kapitalkosten stellen in diesem Zusammenhang keine attraktive Investitionsmöglichkeit dar.

Die Chancen der Privatisierung für erneuerbare Energien liegen eventuell in neuen Finanzierungskonzepten. Durch private Fremd- und Eigenkapitalmärkte könnten bisher ungenutzte Finanzierungsquellen erschlossen werden. Zu neuen Finanzierungsquellen gehören unter anderem bi- und multilaterale Leihinstitutionen (z.B. Japan Eximbank und Asia Development Bank), Umweltfonds (World Bank Prototype Carbon Fund) und die Global Environment Facility (GEF). Die GEF wurde 1991 gegründet, mit dem Ziel Energieeffizienzprojekte und erneuerbare Technologien in Entwicklungsländern zu fördern. Neben vielen kleinen erneuerbaren Anlagen für Haushalte und Gemeinden unterstützt die GEF auch große Pilotprojekte durch die Bereitstellung von Startkapital. Das Finanzierungsproblem erneuerbarer Projekte bleibt auch unter privatisierten Unternehmensstrukturen eines der größten Hindernisse, da hoher Kapitalaufwand und hohes Risiko sowie begrenzte Erfahrungen auf diesem Finanzierungsgebiet eine Kreditvergabe erschweren. (Todoc u. a. 2003; Johansson u. Goldemberg 2002)

4.) Unbundling
Unbundling bedeutet die Beseitigung der vertikal integrierten Struktur traditioneller Energiemonopole. Die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung werden aus dem Stammunternehmen ausgegliedert und als eigenständige Unternehmen weitergeführt. Die Erzeugungsunternehmen und bei vollständiger Liberalisierung auch die Verteilerunternehmen finden sich nun in einer Wettbewerbssituation wieder, in der sie mit IPPs und anderen Verteilen in Konkurrenz stehen. Andere ehemalige Bereiche des Staatsunternehmens, die über ein Netz verfügen (Netzbetreiber) behalten ihre Monopolstellung auch im liberalisierten Markt. Die Preisbildung dieser Unternehmen wird nach dem Unbundling durch eine Regulierungsbehörde überwacht und determiniert. Das Unbundling soll Transparenz über alle Kostenbestandteile schaffen und wettbewerbsverzerrende Quersubventionen zwischen den einzelnen Bereichen der ehemaligen Energiemonopole aufheben, was die Konkurrenz der Erzeuger auf realer Kostenbasis ermöglicht. Bei einem hohen Kostenanteil für Übertragung und Verteilung bestehen Anreize für den Konsumenten den Strom selbst zu erzeugen. Durch diese Anreize können positive Signale auf die Nutzung von vorhandenen Ressourcen und die Eigenerzeugung mittels erneuerbarer Technologien ausgehen.

Unbundling kann aber auch die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen behindern, zum Beispiel wenn Preise für die Netzdurchleitung auf Leistungsbasis kalkuliert werden. Dies bedeutet, der Kraftwerksbetreiber muss für den Zeitraum der Erzeugung Netzkapazität in Höhe der beabsichtigten generierten Leistung kaufen (Preis je kW). Benachteiligt sind in diesem Fall Technologien, die durch eine fluktuierende Energiequelle (hauptsächlich

Solar- und Windenergie) gespeist werden. Das leistungsbezogene Netzdurchleitungsentgelt ist in jedem Fall zu entrichten, unabhängig von der reellen Stromlieferung. Folglich müssen die Wind- und Solaranlagenbetreiber auch für nicht in Anspruch genommene Kapazität aufkommen, wodurch letztendlich die energiebezogenen Netzkosten (Kosten je kWh) steigen.

In Indien war Unbundling wichtige Voraussetzung für die Errichtung von Windkraftanlagen an begünstigten Standorten und die anschließende Übertragung in entferntere Absatzgebiete. In Brasilien steuerte Unbundling vor allem zur Förderung von Kleinwasserkraftanlagen bei, da man erneuerbaren Erzeugern 50% Nachlass auf die Netzdurchleitungsentgelte gewährte.

5.) Wettbewerb im Endkundenmarkt
Vorwiegend in Industrienationen, in denen die Liberalisierung des Energiesektors weit vorangeschritten ist, haben die Endkunden freie Wahl des Energieversorgers. Für erneuerbare Energieerzeuger besteht die Chance, das Produkt „Grüner Strom“ besser zu vermarkten und somit ein umweltbewusstes Klientel anzusprechen. Die Nachfrager des „Grünen Stroms“ können auch mit einer (staatlichen) Prämie unterstützt werden, so dass sie für Mehrkosten entschädigt werden. Erfolge mit diesem neuen Produkt können beispielsweise in Kalifornien und den Niederlanden verzeichnet werden. Ob jedoch auch in Entwicklungs- und Schwellenländern Kundenpotenzial für „Grünen Strom“ besteht, ist derzeitig kaum abschätzbar.

Die vorangegangenen Ausführungen verdeutlichten, dass keine pauschalen Urteile über die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Integration erneuerbarer Energien getroffen werden können. Hervorzuheben ist die enorme politische Verantwortung bei der Umsetzung der Restrukturierungsmaßnahmen und der Konzeption der Rahmenbedingungen. Durch die Liberalisierung verlieren staatliche Instanzen einen Teil ihrer Einflussmöglichkeiten auf den Energiesektor, was den Gestaltungsspielraum bei der Förderung erneuerbarer Technologien einschränkt (BMU 2005, S. 8). Umso wichtiger erscheint die Ergänzung der Liberalisierungbestrebungen durch umweltpolitische Ziele. Die Zeit, in der die größten Veränderungen auf dem Energiesektor durchgeführt werden, ist meist auch die Zeit, in der die Politik den stärksten Einfluss ausüben kann und umweltpolitische Ziele durchsetzen kann (Martinot 2002). Die Einbindung erneuerbarer Energien sollte auf oberster energiepolitischer Ebene durch die Aufstellung eines erneuerbaren Energieportfolios erfolgen. In diesem strategischen Dokument ist die Kraftwerksleistung je erneuerbarer Technologie definiert, die in einem geplanten Zeitraum installiert werden soll. China und Indien waren beispielsweise die ersten Entwicklungsländer, die konkrete Ziele für die Implementierung erneuerbarer Energieträger setzten. Indien beabsichtigt bis zum Jahr 2012 10% des jährlichen Kraftwerkszuwachses in Form von erneuerbaren Technologien zu installieren, Chinas Ziel beläuft sich auf 5% bis zum Jahr 2010 (Beck u. Martinot 2004, S. 7).

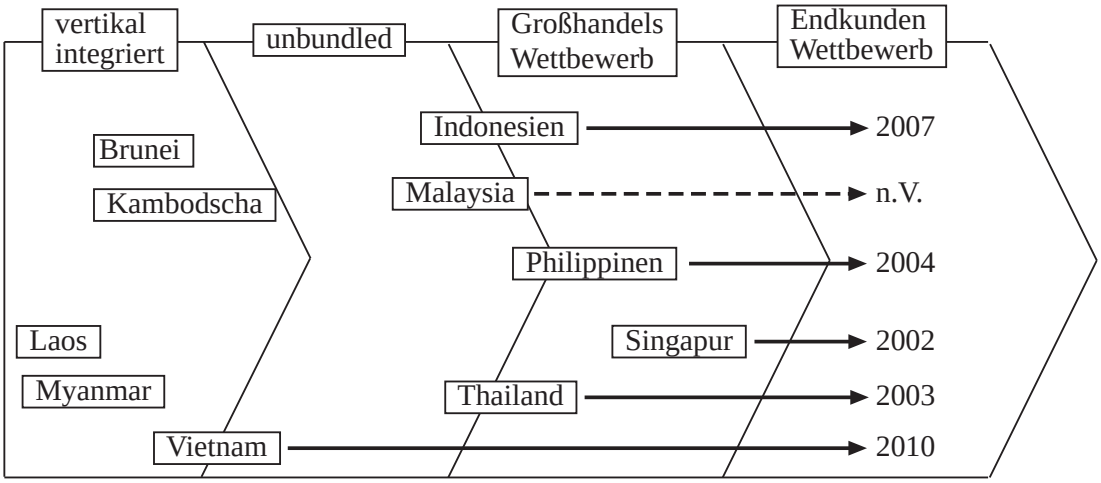
Der Weg für erneuerbare Energien im liberalisierten Markt muss primär durch politische Entscheidungsträger geebnet werden. Betreiber und Investoren erneuerbarer Kraftwerksanlagen brauchen transparente und stabile Rahmenbedingungen, die zur Minderung des Projektrisikos beitragen. In den Rahmenbedingungen sollte der diskriminierungsfreien Zugang zum Netz, finanzielle Fördermittel, Preismechanismen und institutionelle Zuständigkeiten festgeschrieben sein. Große Sicherheit wird Projektentwicklern geboten, wenn ein allgemein gültiges Reglement besteht und Verträge nicht in jedem Fall neu ausgehandelt werden müssen.

Für die Entwicklung erneuerbarer Energien sind darüber hinaus Aspekte der Liberalisierung anderer Marktsegmente von Bedeutung. So ist die Abschaffung von Subventionen auf fossile Brennstoffe ebenso wichtig, wie die Durchsetzung einheitlicher Umweltstandards. Auch Kraftwerke früherer Generationen müssen den Richtlinien neuer Anlagen entsprechen. Werden alte Erzeugeranlagen von der modernisierten Umweltgesetzgebung befreit, so entstehen Wettbewerbsverzerrungen, da Altanlagen auf Kosten der Umwelt zu minimalen Aufwendungen produzieren. Die Renovierung maroder Kraftwerke nach modernen Maßstäben gleicht das Umweltniveau aller Erzeuger an und spiegelt zumindest ein Teil der Umweltkosten wider.

7.2 Entwicklungen auf dem südostasiatischen Markt

Die südostasiatischen Entwicklungen von einer staatlich gesteuerten Wirtschaft zu einer marktbasierten Ökonomie sind auch auf dem Energiesektor sichtbar. Innerhalb der Region befinden sich die Staaten auf unterschiedlichen Stufen der Markttransformation. Generell können die Reformen in zwei Etappen eingeteilt werden. Die erste Stufe verfolgt das Ziel eine möglichst flächendeckende Versorgung der Bevölkerung mit Elektrizität zu gewährleisten. Durch nationale Elektrifizierungsprogramme wurden und werden vor allem ländliche Gemeinden an das öffentliche Netz angeschlossen. Die zweite Stufe widmet sich der Umstrukturierung des Energiesystems. Dazu gehören die Maßnahmen zur Liberalisierung des Energiesektors, wie sie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben worden sind. Abbildung 17 gibt einen Überblick über den Fortschritt der Liberalisierungsbestrebungen der südostasiatischen Staaten mit Stand 2002. Thailand, die Philippinen, Indonesien, Singapur und Malaysia haben jeweils ihren Elektrizitätsmarkt für neue Erzeuger geöffnet und konnten Erfolge bei der Integration privater Investoren erzielen. Die südostasiatischen Länder mit schwächeren wirtschaftlichen Grundlagen (Kambodscha, Laos, Myanmar und Vietnam) befinden sich in einem früheren Stadium der Rekonstruktion des Elektrizitätssektors. In diesen Ländern bestehen noch immer vertikal integrierte Staatsmonopole wodurch die Einbindung privater Erzeuger erschwert wird.

Abbildung 17: Liberalisierungsgrad der südostasiatischen Strommärkte (Stand 2002)



Quelle: (Balce 2002a)

Das Niveau der Liberalisierung der einzelnen Staaten Südostasiens spiegelt sich auch in der Intensität der Förderung erneuerbarer Energien wider. Ausnahme bildet Singapur, welches aufgrund seiner geringen Größe auf politische Unterstützung erneuerbarer Energien verzichtet. Programme zur Nutzung erneuerbarer Energien, besonders Biomassetechnologien, wur-

den von Thailand und Malaysia initiiert. Zur Förderung bedient man sich in diesen Ländern einer Vielzahl verschiedener Instrumente (siehe Tabelle 21)[103]. Dazu zählen konkrete Zielvorgaben, technische Unterstützung, Rahmenverträge zur Stromabnahme, Investitionszulagen und Subventionen je erzeugter kWh (Umweltgutschriften). Umfangreiche Unterstützung erfahren erneuerbare Energien auch auf den Philippinen, wo die Maßnahmen hauptsächlich auf Geothermie und Wasserkraft ausgerichtet sind. In Vietnam ist die Förderung erneuerbarer Energieträger vergleichsweise verhalten, ausgenommen Kleinwasserkraftanlagen zur ländlichen Elektrifizierung. (Tjaroko 2004)

Tabelle 21: Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in Südostasien

	Brunei	Kambodscha	Indonesien	Laos	Malaysia	Myanmar	Singapur	Philippinen	Thailand	Vietnam
Allgemeine Politik		•	•	•	•	•		•	•	•
Förderziele					•			•	•	
Eigentumsrecht an den Ressourcen								•		
Zugang zu staatlichem Eigenkapital				•						
Investitionszuschüsse					•			•	•	•
Steuerliche Vergünstigungen					•			•		
Subventionen (je kWh)					•				•	
Technologische Unterstützung					•			•	•	
Gewährung des Netzzugangs			•	•	•			•	•	•
Stromabnahmegarantie			•	•	•			•	•	•
Preissicherheit			•		•[104]			•	•	
Umweltanreize										

Quelle: (Tjaroko 2004)

Im Folgenden werden die beiden betrachteten Staaten hinsichtlich der Entwicklung und Beschaffenheit des Energiemarktes näher untersucht. Dabei sollen Möglichkeiten und Hindernisse für die Implementierung von Biomassetechnologien aufgedeckt werden.

7.2.1 Der thailändische Energiemarkt

Entwicklung und Marktakteure

Die Provincial Electricity Organization (PEO) wurde 1954 gegründet um alle thailändischen Gebiete (mit Ausnahme der Hauptstadt Bangkok) mit Elektrizität zu beliefern. In Bangkok war dafür die MEA (Metropolitan Electricity Authority) zuständig. PEO wurde 1960 zu PEA (Provincial Electricity Authority), die in der Folgezeit mehrere kleinere Netze aufbaute und über diese die ländlichen Gemeinden vorwiegend mit Dieselstrom belieferte. Mit

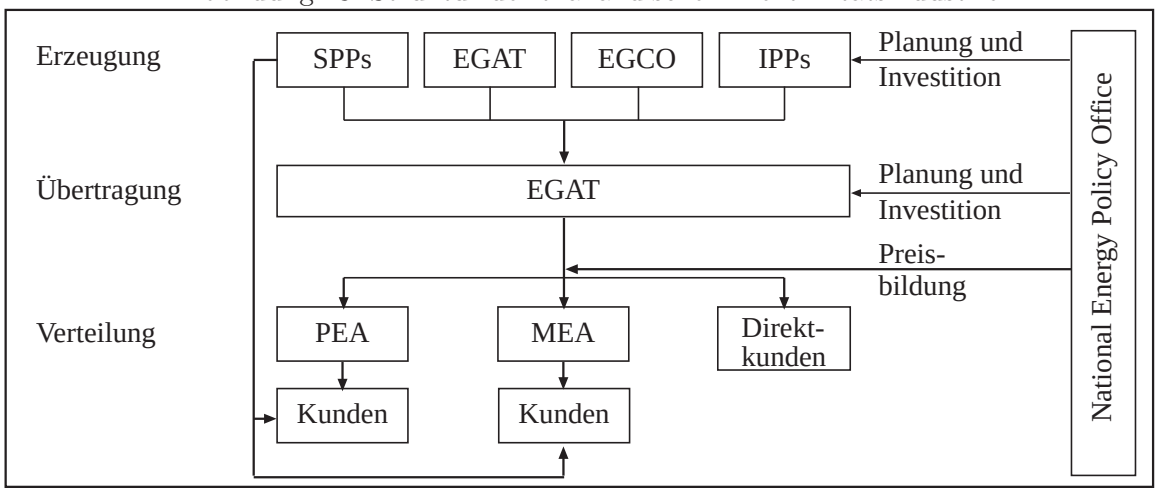
[103] Aus Tabelle 21 geht nicht hervor, mit welchem Erfolg bzw. mit welcher Konsequenz die Fördermaßnahmen durchgeführt werden. Es kann der Kritikpunkt angebracht werden, dass nicht die Menge der Förderinstrumente sondern die Art und Weise deren Umsetzung charakteristisch für die Bedingungen für erneuerbare Energien sind. Trotz dieser Kritik gibt die Tabelle einen Überblick und einen generellen Trend bezüglich der Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Technologien.

[104] ausschließlich für Energie aus Palmenöl

der Gründung der Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) im Jahr 1969 wurden die Verantwortlichkeiten im Stromsektor neu verteilt. EGAT, ein Staatsunternehmen, war für Erzeugung und Übertragung verantwortlich und PEA und MEA für die Verteilung und den Endkundenservice. Da die Anbindung der entlegenen ländlichen Gemeinden an das nationale Übertragungsnetz für EGAT finanziell nicht durchführbar war, installierte PEA weiterhin dieselbetriebene isolierte Netze. Anfang der 70er Jahre hatten 15% der ländlichen Bevölkerung Zugang zu elektrischem Strom. Diese niedrige Elektrifizierungsrate nahm PEA zum Anlass, einen 25-Jahresplan zur Beschleunigung der ländlichen Stromversorgung aufzustellen. Als 1992 das „Energy Conservation Law“ verabschiedet wurde, betrug das Niveau der Elektrifizierung über 90%. (Shrestha u. a. 2004)

Durch das „Energy Conservation Law“ wurde der Markt für private Akteure geöffnet, die nun als IPP (Independent Power Producer) und SPP (Small Power Producer) Strom erzeugen durften (siehe Abbildung 18). Der größte thailändische Erzeuger EGCO produziert zwei Drittel des von EGAT gekauften Stromes. EGAT selbst (inkl. Beteiligungsgesellschaften) generiert ca. 20% in eigenen Kraftwerken. Die Hoheit für die Stromübertragung bleibt EGAT auch nach der Umstrukturierung erhalten (siehe Abbildung 18). Bis auf einige Großkunden, die von EGAT beliefert werden, erfolgt die Stromverteilung durch PEA und MEA. Wie in Abbildung 18 ersichtlich ist, wird den SPPs erlaubt einerseits Elektrizität an EGAT zu verkaufen und andererseits Endkunden direkt zu beliefern und somit das Netz von PEA, MEA und EGAT zu umgehen. Politischen Einfluss übt die NEPO (National Energy Policy Office) aus, die das ausführende Organ des NEPC (National Energy Policy Council) ist, welcher für die strategische Planung verantwortlich ist. Die NEPO setzt Entscheidungen hinsichtlich Kraftwerksplanungen und den damit verbundenen Investitionen sowie in Bezug auf die Gestaltung der Strompreise durch.(WEC 2001, S. 77)

Abbildung 18: Struktur der thailändischen Elektrizitätsindustrie



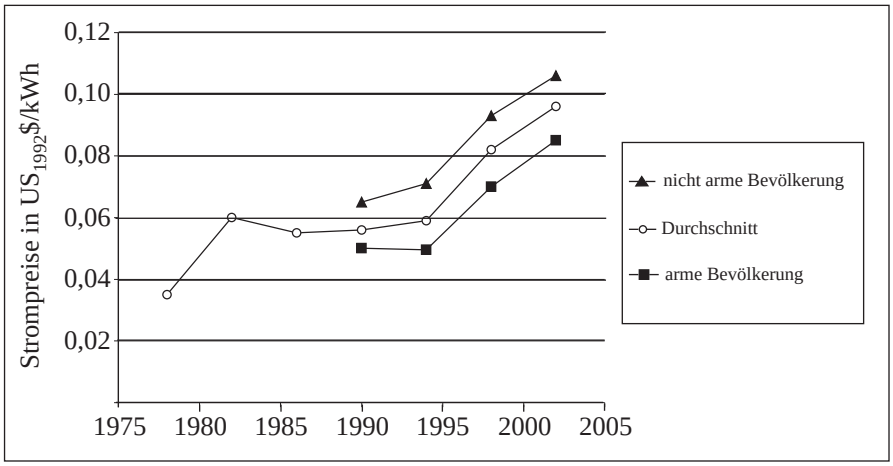
Quelle: (WEC 2001)

Elektrizitätstarife

Die Veränderungen auf dem thailändischen Elektrizitätsmarkt brachten auch einen Wandel der Tarifstruktur mit sich, was in einem Anstieg der Strompreise resultierte, sowohl für arme Haushalte (Verbrauch weniger als 150 kWh monatlich) als auch für nicht arme Haushalte. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung der Preise von Ende der Siebziger bis 2002. Der

erste Schritt der Tarifanpassungen war die Einführung von „time of day“ Tarifen im Jahr 1990 und später 1997 „time of use“ Preisen. Diese sollten die tatsächlichen Erzeugungspreise widerspiegeln und eine effizientere Energienutzung fördern. Zusätzlich wurden für einige Kundenkreise Arbeitspreis (Bath/kWh) und Leistungspreis (Bath/kW) eingeführt, was ebenfalls zur Erhöhung des durchschnittlichen Strompreises beitrug. Außerdem ermöglichte man den Erzeugern durch einen automatischen Tarifanpassungsmechanismus bestimmte Input Preiserhöhungen auf die Kunden umzulegen, z.B. Brennstoffpreiserhöhungen und Verluste durch Veränderungen der Kundenstruktur. Diese Tarifanpassungen werden monatlich von EGAT festgelegt. Im Jahr 1998 betrug der durchschnittliche Anteil der automatischen Tarifanpassung für Haushaltskunden 25%, bei einem Strompreis von 2,03 Bath/kWh[105]. (Shrestha u. a. 2004; WEC 2001)

Abbildung 19: Entwicklung der Endkunden-Stromtarife in Thailand



Quelle: (Shrestha u. a. 2004)

Abbildung 19 zeigt ebenfalls, die Unterscheidung der Stromtarife nach verschiedenen Einkommensstufen. Einkommensschwachen Haushalten wurde der Strombezug zu subventionierten Preisen ermöglicht. EGAT war verpflichtet den Strom an PEA zu geringeren Preisen abzugeben als an MEA (Tabelle 22). Auf diese Weise unterstützten die städtischen Stromkunden die von der PEA belieferte Landbevölkerung. Diese Quersubventionen wurden im Oktober 2000 aufgehoben, so dass PEA und MEA den selben Großabnehmerpreis zahlen. PEA unterstützt trotz dessen arme Haushalte mit verbilligten Bezugspreisen, die durch interne Quersubventionen finanziert werden. Mit Einführung der Preisbildung auf Grenzkostenbasis im Jahr 2000 stiegen die Strombezugspreise weiter an, so dass der EGAT-Lieferpreis im Jahr 2002 für PEA 2,06 Bath/kWh (0,048 US_{2002}\$/kWh) und für MEA 1,92 Bath/kWh (0,045 US_{2002}\$/kWh) betrug (EGAT 2003). Der höhere Lieferpreis für PEA ist vermutlich die Konsequenz höherer Kosten für die Übertragung in entlegenere Gegenden. (Shrestha u. a. 2004; WEC 2001)

Erneuerbare Energien

Mit der Umstrukturierung des thailändischen Energiesektors wurden gleichzeitig wichtige Maßnahmen zur Stärkung umweltfreundlicher Erzeugungstechnologien ergriffen. Zwar stellte die thailändische Regierung bislang kein erneuerbares Energieportfolio auf, jedoch ist geplant bis zum Jahr 2011 8% der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen (ADRF 2004, S.

[105] Währungsverhältnis 1998: 1 US$ = 41,16 Bath

Tabelle 22: Großabnehmerpreise zwischen EGAT und den Verteilerunternehmen

Preise in US_{2002}\$/kWh	vor Dez. 1991	Dez. 1991–1994	Jan. 1995–Sep. 2000	Okt. 2000–Dez. 2000
MEA	0,035	0,035	0,035	0,042
PEA	0,025	0,023	0,026	0,042

Quelle: (Shrestha u. a. 2004)

17). Hauptmotivation hierfür ist die Abhängigkeit Thailands von fossilen Rohstoff- und Elektrizitätsimporten. Die Förderung erneuerbarer Technologien ist ein notwendiger Schritt auf dem Weg der Diversifikation der Rohstoffe. Zur Erreichung dieses Ziels ergriff die thailändische Regierung verschiedene Maßnahmen zur Überwindung der finanziellen und institutionellen Barrieren. Die wohl bedeutendsten Mechanismen zur Förderung erneuerbarer Energien sind das Small Power Producer (SPP) Programm und der Energy Conservation Promotion (ENCON) Fonds. Im SPP Programm sind die Rahmenbedingungen für die Lieferung von Elektrizität durch unabhängige Kleinerzeuger festgeschrieben. Ergänzt werden die SPP Bedingungen durch den ENCON Fonds, der die Finanzierungsquelle für Subventionen für umweltfreundliche Technologien darstellt. (Amatayakul u. Greacen 2002, S. 3)

Das SPP Programm wurde im Zuge des „Energy Conservation Law“ im Jahr 1992 aufgestellt und soll kleineren Kraftwerksbetreibern den Zugang zum thailändischen Elektrizitätsmarkt erleichtern. Es verpflichtet EGAT zur Abnahme von Elektrizität von Kleinerzeugern, die entweder Kraftwärmekopplungsanlagen oder erneuerbare Erzeugungsanlagen betreiben. Die Größe der Anlagen ist auf 60 MW, in Ausnahmefällen auf 90 MW begrenzt. Typische Biomasseanlagen an Zucker- oder Reismühlen haben eine installierte Leistung von ca. 10 MW und sind somit potenzielle SPP Projekte. Das SPP Programm ist das grundlegende Reglement zur Einbindung konventioneller und erneuerbarer Kleinerzeuger. In ihm sind neben technischen Anforderungen für die Netzanbindung auch Betriebsbedingungen und Vergütungspreise spezifiziert. Bei der Festlegung der Einspeisetarife wird unterschieden in unternehmerische und nicht-unternehmerische SPPs. Nicht-unternehmerischen SPPs wird der energiebezogene Lieferpreis (Bath/kWh) für die kurzfristig vermiedenen Erzeugungskosten vergütet, wohingegen unternehmerische SPPs einen Leistungspreis (Bath/kW) für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazität sowie einen Arbeitspreis (Bath/kWh) entsprechend der langfristig vermiedenen Erzeugungskosten erhalten. Für die höhere Vergütung müssen SPPs die Stromerzeugung während der Spitzenmonate März bis Juni und September/Oktober sowie eine jährliche Anlagenauslastung von 7008 Stunden (erneuerbare SPPs 4672 Stunden) garantieren. Für Biomasseanlagen, insbesondere Bagasseanlagen, bedeutet dies, dass die Versorgung mit Rohstoffen auch außerhalb der Erntezeiten gesichert sein muss. Begünstigt sind Anlagen, die Reisrückstände verwerten, da Reis mehrmals jährlich geerntet wird. Erneuerbaren SPPs wird für diesen Fall ermöglicht bis zu 25% nicht-erneuerbare Rohstoffe zu verwenden. Der Tarif für nicht-unternehmerische SPPs lag im April 2002 bei 1,61 Bath je kWh (3,7 USct/kWh). Die gewöhnliche Länge der Stromliefervertäge zwischen EGAT und den SPPs bemisst 20 bis 25 Jahre. (NEPO 2000b; Amatayakul u. Greacen 2002) Das Gros der installierten SPP Leistung wurde in der Vergangenheit durch fossil befeuerte Anlagen bereitgestellt. Im Jahr 2003 nutzten 23 der 50 SPPs erneuerbare Energiequellen. Diese 23 Anlagen repräsentierten 15% der gesamten SPP Anlagenleistung. Lediglich drei erneuerbare SPPs verfügten über einen Vertrag mit EGAT, in dem ein Arbeits- und ein Leistungspreis (und somit ein höherer Vergütungspreis) gewährt wurde. (Todoc u. a. 2003) Wird der nicht-unternehmerische SPP Tarif (3,7 USct/kWh) den Stromgestehungskosten der Biomassetechnologien gegenübergestellt (vergleiche Kapitel 4.1), so ist zu erkennen, dass nur mit der kostengünstigsten Biomasse-Direktverbrennungstechnologie (Investitionskosten 1100

US$/kW und Biomassepreis 2,5 US$/t) bei nahezu vollständiger Anlagenauslastung zu solch niedrigen Kosten produziert werden kann. Eine hohe jährliche Auslastung der Anlage würde wiederum die zusätzliche Vergütung eines Leistungspreises rechtfertigen. Andere Biomasseprojekte (kostenintensivere Direktverbrennungsanlagen und dieselbasierte Systeme) sind bei diesem niedrigen SPP Tarif ohne finanzielle Hilfe ökonomisch nicht durchführbar.

Finanzielle Unterstützung für erneuerbare Technologien, die zusätzlich zu den Rahmenbedingungen für SPPs notwendig ist, wird durch den 1995 eingerichteten ENCON Fonds geleistet. Gespeist wird der Fonds durch einen Zuschlag, der auf die im Inland verkauften ölbasierten Kraftstoffe erhoben wird. 1998 wurde dieser Zuschlag von 0,01 Bath je Liter auf 0,04 Bath erhöht. Das Volumen des Fonds belief sich im Jahr 2002 auf 13 Mrd. Bath. Für die erste Phase bis 2005 wurden 3 Mrd. Bath für ca. 500 MW Leistung aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. In der zweiten Phase 2006 bis 2012 sollen weitere 400 MW an erneuerbarer Leistung subventioniert werden. (NEPO 2003)

Die Auswahl der zu fördernden erneuerbaren Anlagen erfolgt über ein Ausschreibungsverfahren. In der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2001 bewarben sich 43 Projekte mit insgesamt 775 MW. Von ihnen wurden 17 Projekte mit 313 MW ausgewählt und unter Nachverhandlungen in einer zweiten Runde weitere 14 Projekte mit 198 MW. Die Ausschreibung der Leistung an erneuerbarer Energie erfolgte ohne Spezifizierung der jeweiligen Technologie, so dass alle erneuerbaren Erzeuger im gegenseitigen Wettbewerb standen. Die Erzeuger, mussten in ihren Angeboten die Mindesthöhe an Subvention (Bath je kWh) bieten, die sie vom ENCON Fonds zur Projektdurchführung benötigen. Dabei wurde eine Höchstrate von 0,36 Bath je kWh bereits im Vorfeld festgelegt. Auf diese Weise wurde die maximale Subventionssumme begrenzt. Unter den Projekten der ersten Runde lag die höchste Subventionsrate bei 0,225 Bath je kWh und der Durchschnittswert bei 0,18 Bath je kWh. Konsequenz dieses Verfahrens ist, dass nur die Anlagen mit den geringsten Stromgestehungskosten gefördert werden, was zur Folge hatte, dass neben drei Wasserkraftprojekten (mit insgesamt 32 MW) 28 Biomasseprojekte (davon 12 Reishülsenanlagen und 8 Bagasseanlagen) zur Förderung ausgewählt worden sind. (NEPO 2003; Amatayakul u. Greacen 2002) Windparks, Photovoltaikanlagen und solarthermische Kraftwerke sind bei dieser Ausschreibungsmethode nicht konkurrenzfähig, da sie auf wesentlich höhere Fördertarife angewiesen sind. Um diese Technologien ebenfalls zu unterstützen, müsste für jede dieser Technologien eine separate Ausschreibung vorgenommen werden. Dies garantiert zwar, dass jede Technologie kosteneffizient integriert wird, allerdings wird das Gesamtsystem durch die Diversifizierung der erneuerbaren Quellen stärker belastet. (Oliver u. a. 2001, S. 15 ff.)

Vor der Realisierung werden die Förderprojekte einer Prüfung unterzogen, bei der vor allem die Verträglichkeit in der lokalen Gemeinde und sozioökonomische Auswirkungen betrachtet werden. Mögliche Hindernisse für die Projekte können die Einschränkung alternativer Verwendungsmöglichkeiten der Rohstoffe sein, unzureichende Finanzierungsquellen oder fehlende Akzeptanz der ansässigen Bevölkerung gegenüber der neuen Erzeugungsanlage. Wird das Projekt genehmigt, so erhält der Erzeuger den ENCON Förderzuschlag zusätzlich zu seinem SPP Vergütungspreis für eine Dauer von 5 Jahren. Im Gegensatz zum Vergütungstarif des SPP Programms, welcher über eine Dauer von 20 bis 25 Jahren gewährt wird, wirkt sich der Zuschlag des ENCON Fonds (max. 0,225 Bath/kWh über 5 Jahre) vergleichsweise gering auf die Verbesserung der Projektrentabilität aus. Trotz dessen ist die Subventionen gerade in der ersten 5 Jahren notwendige Einnahmequelle für das Projekt. (Todoc u. a. 2003, S. 3)

Weiterhin wurden erneuerbare Energieprojekte durch den ENCON Fonds in Form von Investitionszuschüssen und die Finanzierung von Pilotanlagen unterstützt. Große Rolle spielen

hierbei Biogasanlagen an Tierfarmen und in der Nahrungsmittelindustrie. In diesen Bereichen haben Biomasseanlagen einen hohen ökologischen Wert für die unmittelbare Umgebung, da durch die Verwertung der biogenen Abfälle Grundwasser und Boden entlastet werden. Außerdem werden durch die Biogasnutzung Methangasemissionen aus biogenen Abfällen vermieden. Für Biogasanlagen bewilligte die NEPO im Jahr 2001 eine Summe von 853 Mio. Bath für einen Zeitraum von 7 Jahren. Zusätzliche finanzielle Hilfe wurde bei der Installation von netzgebundenen Solaranlagen auf öffentlichen Gebäuden sowie für die Errichtung einer Deponiegasanlage an einer Universität geleistet. (NEPO 2003, S. 17 ff.) Allerdings ist unklar, in welcher Form diese erneuerbaren Technologien gefördert werden, welche Höhe die Investitionszuschüsse je Anlage betragen und ob Betriebskosten subventioniert werden. Erneuerbare Technologien kleinerer Größenordnungen, wie Biogasanlagen und Solarsysteme, profitieren weniger von Skaleneffekten, wie Bagasse- oder Reishülsenanlagen, was einen entscheidenden Einfluss auf deren Marktdurchdringung haben wird. Somit benötigen diese Technologien andere Fördermechanismen und Rahmenbedingungen.

Das SPP Programm ist nicht für sehr kleine Erzeuger ausgelegt. Eines der Haupthindernisse sind die Kosten für die Netzanbindung, die sehr kleine erneuerbare Energieprojekte unwirtschaftlich machen. Um diese Barrieren zu überwinden wurde 2002 das Very Small Renewable Energy Power Producer (VSREPP) Programm initiiert, um auch kleine lokale Ressourcen zu nutzen. Das Programm zielt in erster Linie auf die Integration von Biogasanlagen an Schweinefarmen und in der Nahrungsmittelindustrie ab. Ein VSREPP ist ein erneuerbarer Erzeuger, dessen installierte Leistung 1 MW nicht überschreitet. Der Erzeuger kann den Strom direkt an das Verteilerunternehmen (PEA oder MEA) liefern. Der Vergütung liegt das „net metering“ Verfahren zugrunde, welches sich nicht am Endkundenpreis orientiert, wie in Kapitel 7.1 beschrieben, sondern auf den EGAT-Großmarktpreisen basiert. Im Jahr 2002 betrug dieser Preis für PEA 2,06 Bath/kWh, dies entspricht 4,8 USct/kWh. Vergleicht man diesen Vergütungspreis mit Stromgestehungskosten von 4 bis 9 USct/kWh (siehe Tabelle 17 auf Seite 44), so wird deutlich, dass die Einspeisung zu diesen Konditionen nur unter äußerst vorteilhaften ökonomischen Anlagenbedingungen (sowohl Betriebs- als auch Investitionskosten) realisierbar ist. Spielraum bei der Höhe der Vergütung besteht durch die „time of use“-Preisbildung, da die Stromeinspeisung zu Spitzenzeiten höher vergütet wird. Wenn also der Biogasprozess so gesteuert werden kann, dass die Elektrizität zu Spitzenzeiten abgegeben wird, so würde dies die Rentabilität der Anlage verbessern. Zum Vergleich, eine kWh zu Spitzenlastzeiten im Mittelspannungsnetz wurde im Jahr 2003 mit 3,89 Bath (9,36 USct) vergütet. (NetMeter 2005b, a) Um niedrige Stromgestehungskosten zu erreichen müssen Erzeugungsanlagen möglichst hoch ausgelastet werden, was die Erzeugung außerhalb der Spitzenlastzeiten zu geringen Vergütungstarifen einschließt. Konsequenz dieser Art des „net metering“ Modells könnte die Bevorzugung weniger kapitalintensiver erneuerbarer Technologien sein, da diese geringere Kosten bei Nichtbetrieb der Anlage verursachen. Es könnten ebenfalls erneuerbare Technologien wie Wind- und Solaranlagen diskriminiert werden, da aufgrund des fluktuierenden Energieangebots die Einspeisezeit nicht beeinflussbar ist, woraus unter Umständen geringe Vergütungspreise resultieren.

Finanziert wurden die ersten größeren Biomasse-Pilotanlagen (Reishülsenanlage Roi-Et und Yala Kautschuk-Anlage) zu 20% aus dem Eigenkapital der Betreibergesellschaften sowie mit Zuschüssen der GEF, des Overseas Economic Cooperation Fund Japan, der Industrial Finance Corperation of Thailand und staatlicher finanzieller Hilfe durch die NEPO (GEF 2000). Es wird deutlich, dass ausländischen Geldgebern in dieser frühen Phase der Implementierung erneuerbarer Technologien eine entscheidende Bedeutung zukommt. Der weitere Zuwachs erneuerbarer Energien brachte auch eine stärkere Einbindung nationaler Finanzinstitute. So werden Modernisierungsmaßnahmen an Zucker- und Reismühlen hauptsächlich durch

lokale Banken mit einem Anteil von 50 bis 100% finanziert. An dieser Stelle sei eine Besonderheit thailändischer Banken bei der Kreditvergabe genannt. Thailändische Kreditinstitute vergeben Darlehen für erneuerbare Energieprojekte an ihre landwirtschaftlich-industriellen Kunden auf der Basis langjähriger Geschäftsbeziehungen und nicht ausschließlich anhand wirtschaftlicher Erfolgskriterien des Projekts. Ausländische Investoren und Projektentwickler müssen diese Besonderheit beachten und gegebenenfalls Kooperationen mit inländischen Unternehmen anstreben, um von lokalen Finanzierungsquellen profitieren zu können. Weiterhin dient der CDM als Finanzierungsmöglichkeit für erneuerbare Energieprojekte, wobei auf das nachfolgende Kapitel verwiesen sein soll.(Todoc u. a. 2003)

Problematisch bei der Finanzierung von Biomasseprojekten, und auch anderen erneuerbaren Projekten, ist das erhöhte Risiko, welches zum einen auf die mangelhafte Rohstoffversorgung und zum anderen auf kurze Vertragslaufzeiten für Fördergelder und geringe SPP Einspeisevergütungen zurückzuführen ist. Rohstoffknappheit kann eintreten, wenn die an der Produktionsstätte (Zucker- oder Reismühle) zur Verfügung stehende Menge an biogenen Reststoffen nicht für den ganzjährigen Betrieb genügt und Bagasse oder Reishülsen von unabhängigen Rohstofflieferanten zugekauft werden muss. Manche Reishülsenanlagen kooperieren mit bis zu 100 kleineren Mühlen. Erfahrungen im Umgang mit Langzeitlieferverträgen unter diesen Umständen existieren kaum, so dass letztendlich für den Anlagenbetreiber ein Rohstoffversorgungsrisiko besteht. Dem kann entgegengewirkt werden, indem gute Geschäftsbeziehungen mit Rohstofflieferanten aufgebaut werden bzw. große Lieferanten über Eigenkapitalanteile an den Biomasseanlagen gebunden werden. Strafklauseln in Lieferverträgen werden in der thailändischen Geschäftswelt nicht als adäquates Mittel zur Risikominderung gesehen. Hinsichtlich des zweiten Problemfeldes bei der Finanzierung, den Vertragslaufzeiten und der Stromvergütung für SPPs, ist es als kritisch zu betrachten, dass EGAT nur mit drei der 23 erneuerbaren SPPs einen Firmenvertrag (Arbeitspreis plus Leistungspreis) eingegangen ist. Da Biomasseanlagen eine kontinuierliche Energiemenge in das Netz einspeisen können, wäre es wünschenswert, die Bereitstellung von Kraftwerksleistung zu honorieren und diese in Form eines Leistungspreises zusätzlich zum Arbeitspreis zu vergüten. (Todoc u. a. 2003)

7.2.2 Der vietnamesische Energiemarkt

Marktentwicklung

In Vietnam wurde vor 1995 der gesamte Energiesektor durch das Ministry of Energy verwaltet und geleitet. Das Institute of Energy Vietnam führte die Elektrifizierungsplanungen aus, deren Umsetzung in der Verantwortlichkeit der drei regionalen Energieversorger lag. Die Ziele der Energiebereitstellung gingen einher mit den nationalen wirtschaftlichen Entwicklungsbestrebungen. Elektrizität sollte in erster Linie der Nahrungsmittel- und Güterproduktion dienen und die Exportkraft stärken. So wurden vorrangig landwirtschaftliche Gebiete an das Netz angeschlossen, die Strom zur Bewässerung benötigten sowie Gemeinden und Provinzhauptstädte, die in unmittelbarer Nähe zum bestehenden Netz lagen. Aufgrund dieser wirtschaftlichen Ausrichtung der Elektrifizierungsbestrebungen verfügten 1990 nur 13,9% der armen Haushalte über elektrischen Strom. Dieser Anteil wurde bis 1993 auf 48,7% gesteigert. 1995 kam es zu ersten strukturellen Reformen im Stromsektor. Der nationale Energieversorger (Electricity of Vietnam – EVN), das „Ministry of Light“ sowie das Ministerium für Schwerindustrie wurden zusammengeführt und unter die Leitung des Ministeriums für Industrie gestellt. Besondere Bedeutung im Rahmen der Reformen erlangte die Anbindung ländlicher Gebiete an das nationale Stromnetz, wobei die neue Zielgruppe nun die privaten Haushalte waren und nicht wie in der Vergangenheit Agrarwirtschaft und Kleinindustrie. (Shrestha u. a. 2004)

Die Reformen auf dem vietnamesischen Elektrizitätsmarkt setzten im Vergleich zu Thailand wesentlich später ein, so dass das heutige Niveau der Liberalisierung unter dem Thailands ist. Wie Abbildung 17 zeigte, werden die Reformen bis zum Jahr 2010 andauern. Die Restrukturierungsmaßnahmen umfassen finanzielle und organisatorische Rationalisierungen, die Einführung neuer gesetzlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen sowie Tarifanpassungen und die Einbindung der privaten Wirtschaft in den Energiesektor. Nach wie vor hält das Staatsunternehmen EVN die Schlüsselposition auf dem Elektrizitätssektor inne. EVN ist verantwortlich für Erzeugung und Übertragung des Stroms. Über Tochterunternehmen agiert EVN auch auf dem Verteilermarkt auf Provinz- und Bezirksebene. Einzig von EVN unabhängig sind die Kommunen, welche die lokale Verteilung der Elektrizität übernehmen. Obwohl Bestrebungen existieren, das Staatsmonopol zu privatisieren und die EVN-Sparten Erzeugung, Übertragung und Verteilung aufzuspalten, also Unbundling durchzusetzen, verlaufen diese Liberalisierungsmaßnahmen eher zögerlich. Auch nach in Kraft treten des neuen Gesetzes für den Elektrizitätssektor (vermutlich 2005) wird EVN das Monopol behalten und als Alleinabnehmer fungieren. Die Partizipation privater Investoren in Form von IPPs und lokalen und ausländischen Anteilsgesellschaften ist zwar politisch erwünscht, wurde allerdings bislang nur in Einzelprojekten durchgeführt. Von der geplanten neu zu installierenden Leistung bis 2005 (7250 MW) sollen insgesamt 37% durch „Build Operate Transfer“-Projekte (1512 MW) und IPPs (1220 MW) erschlossen werden. Haupthindernisse für die Einbindung privater Erzeuger sind aufwendige und intransparente Genehmigungsverfahren, unzureichende gesetzliche Rahmenbedingungen (vor allem in Bezug auf Ausgestaltung der IPP Verträge) sowie Nachteile gegenüber dem Staatsunternehmen hinsichtlich der Verhandlungsmacht bei der Aushandlung von Kreditverträgen. (Drillisch 2004)

Elektrizitätstarife

Nicht zuletzt ist das Preisgefüge auf dem vietnamesischen Markt für private Erzeuger eher unvorteilhaft. Obwohl die Endkundenpreise auch nach den Reformen weiterhin angehoben wurden (vergleiche Tabelle 23), befinden sich die Preise noch immer unter den Langzeiterzeugungsgrenzkosten, die sich auf 980 – 1120 VND je kWh (0,07 – 0,08 US$/kWh[106]) belaufen. Der Lieferpreis für eine Einheit Strom von EVN an Gemeinden beträgt derzeitig zwischen 700 und maximal 900 VND je kWh (EVN 2005). Die Differenz zwischen Erzeugungskosten und Strompreisen wird einerseits durch den Staat und andererseits durch Quersubvention zwischen unterschiedlichen Abnehmergruppen finanziert. (ESMAP 2002, S. 5 f.)

Tabelle 23: Durchschnittliche Stromtarife in Vietnam

in US_{1992}\$/kWh	vor Reform		nach Reform	
	1992	1994	1996	2002
Nicht arme Bevölkerung	0,019	0,038	0,041	0,052
Arme Bevölkerung	0,016	0,032	0,032	0,035

Quelle: (Shrestha u. a. 2004)

Erneuerbare Energien

Entsprechend der geringen Öffnung des Energiemarktes kam der Integration erneuerbarer Technologien in den vergangenen Jahren geringe Bedeutung zu. Ausnahme stellen Großwasserkraftanlagen dar, deren Gesamtleistung bis zum Jahr 2010 auf 8000 MW ausgebaut werden

[106] Währungsverhältnis: 1 US$ = 14.522 VND (ESMAP 2002)

soll. Weder die Reformagenda noch der 5-Jahresplan für den Elektrizitätssektor enthielt konkrete Maßnahmen zur Einbindung anderer erneuerbarer Energiequellen. Dem Netzausbau und dem Zubau fossiler Kraftwerkskapazität und Wasserkraft, durch die die Stromerzeugung zu Minimalkosten erreicht werden soll, wurden höchste Priorität beigemessen. (RIET 2003) Im Jahr 1999 begann die Weltbank auf Anfrage von EVN mit der Entwicklung eines Planes zur Integration erneuerbarer Energiequellen, dem Renewable Energy Action Plan (REAP). Der REAP ist ein 10-Jahres Plan und stellt die Grundlage für die vietnamesische Regierung zur Entwicklung erneuerbarer Kapazität dar. Der REAP wurde im Jahr 2002 verabschiedet und für die Umsetzung in zwei Phasen unterteilt. In der ersten Phase (0 – 5 Jahre) steht die Nutzung erneuerbarer Technologien zur Versorgung nicht elektrifizierter Haushalte und Gemeinden im Mittelpunkt. Wie bereits im Kapitel 4.3 beschrieben, kommen für diesen Zweck vorwiegend Kleinwasserkraftanlagen zum Einsatz. Die zweite Phase hat den umfangreichen Aufbau netzgebundener erneuerbarer Technologien zum Ziel. Insgesamt sollen nach den 10 Jahren 206 bis 289 MW Leistung an das Netz angeschlossen sein, wovon 5 – 13 MW durch EVN-Kleinwasserkraftwerke und 198 bis 270 MW durch SPPs erzeugt werden sollen. In diesem Zusammenhang gewinnt die Energieerzeugung aus Biomasse, speziell Bagasse und Reishülsen große Bedeutung. Der REAP hebt besonders hervor, dass erneuerbare Energien nur dann in das nationale Erzeugungsportfolio aufgenommen werden, wenn sie die Erzeugung zu minimalen wirtschaftlichen Kosten gewährleisten. Umweltaspekte spielen demnach eine untergeordnete Rolle, was bedeutet, dass erneuerbare Energien im unmittelbaren Wettbewerb zu konventionellen Wasserkraftwerken und fossilen Erzeugungsanlagen stehen. (ESMAP 2002)

Der REAP orientiert sich an Ländern wie Thailand, Indien und Sri Lanka, in denen erneuerbare Technologien bevorzugt durch SPPs integriert werden. Die Erfahrungen dieser Länder dienen Vietnam bei der Umsetzung des Ausbauziels erneuerbarer Energien. So betont der REAP die Notwendigkeit geeigneter gesetzlicher Rahmenbedingungen für die Einspeisung durch SPPs, die Transparenz der SPP-Verträge, die Vereinbarung von Langzeitverträgen und die Festlegung adäquater Tarife. Jedoch existieren bis zum heutigen Zeitpunkt keine einheitlichen Richtlinien, welche die Verhandlungsposition der SPPs gegenüber EVN stärken und somit Vertrags- und Preisrisiken für die Projektentwickler mindern. Derzeitig müssen alle Bedingungen für jedes Projekt neu ausgehandelt werden, was eines der schwerwiegendsten Hemmnisse bei der Einbindung erneuerbarer Erzeuger ist. Bei den Verhandlungen um die Höhe der Einspeisevergütungen ist EVN daran interessiert die Tarife anhand der vermiedenen ökonomischen Kosten zu bemessen. Dies würde der Bedingung des REAP Rechnung tragen, erneuerbare Technologien als kostengünstigste Erzeugungsoption zu integrieren. Der von EVN vorgeschlagene energiebasierte Tarif (Arbeitspreis) in Höhe von 420 VND (2,9 USct/kWh) reflektiert in etwa die vermiedenen wirtschaftlichen Kosten von 427 VND (siehe Tabelle 24). Der Vergütungstarif auf Basis von Leistungspreis (LP) plus Arbeitspreis (AP) hingegen entspricht nur 80% der vermiedenen Kosten. Einige wenige Erfahrungen mit der Einspeisung von Biomasseenergie können aus drei bestehenden Anlagen gewonnen werden. Verträge mit kleineren Zuckermühlen enthalten Tarife auf Arbeitspreisbasis zwischen 400 und 440 VND, wohingegen die Bourbon Sugar Mill zusätzlich eine Prämie für die Leistungsbereitstellung gewährt wird und Strom mit insgesamt 609 VND (4,35 USct/kWh) vergütet wird. Bei der Erstellung von generellen Rahmenbedingungen für SPPs muss eine allgemein gültige Regelung über den Vergütungssatz getroffen werden. Hiebei favorisiert EVN den Einpeisetarif auf Arbeitspreisbasis, da das Unternehmen nicht davon überzeugt ist, dass SPPs zur Leistungsbereitstellung beitragen können. (ESMAP 2002, S. 47 ff.) Analog zur thailändischen Situation sollten auch in Vietnam Anstrengungen unternommen werden, das Leistungspotenzial von Biomasseanlagen durch einen adäquaten Tarif anzuerkennen.

Tabelle 24: Einspeisetarife für SPPs in Vietnam

	Durchschnittstarif	
	in VND/kWh	in USct/kWh[107]
Vermiedene wirtschaftliche Kosten (nur AP)	427	2,9
Vermiedene wirtschaftliche Kosten (AP + LP)	750	5,1
Vorgeschlagener Tarif für SPPs (nur AP)	420	2,9
Vorgeschlagener Tarif für SPPs(AP + LP)	602	4,1
Vietnam Bourbon Sugar Mill (max. 12 MW)	609	4,35
andere Verträge mit Zuckermühlen	400 – 440	2,8 – 3,0
Kleinwasserkraftwerk	351	2,4

Quelle: (ESMAP 2002)

Im Vergleich zu Thailand bzw. Sri Lanka[108], welches ebenfalls einen hohen Anteil Wasserkraft an der Stromerzeugung hat, sind die vietnamesischen Vergütungspreise relativ niedrig. Bei einem Tarifniveau (AP + LP) von 4,35 USct/kWh lohnt die Einspeisung nur für Anlagen mit einer spezifischen Investitionssumme von maximal 1000 US$ je kW und einer Mindestauslastung von 60%. An dieser Stelle soll auf das Kapitel 2.2.1 verwiesen sein, in dem thailändische Biomasseanlagen mit Investitionssummen in Höhe von 1100 bis 1200 US$ je kW aufgeführt worden sind. Es wird demnach nur für sehr große und effiziente Biomasseanlagen möglich sein, Elektrizität zu vergleichbaren Kosten zu erzeugen und Strom in das Netz zu exportieren. Die Vergütung auf Arbeitspreisbasis (2,9 USct/kWh) stellt für erneuerbare Erzeuger einen äußerst unattraktiven Tarif dar, welcher kaum zum Zuwachs erneuerbarer Kapazität führen wird. Der REAP bestimmt für Zuckermühlen maximale spezifische Investitionskosten von 500 US$ je kW für die Aufrüstung bestehender Prozesse zur zusätzlichen Stromgenerierung. Reismühlen mit ihrer längeren Betriebssaison und dem zusätzlichen Nutzen aus dem Verkauf der Asche sind bis zu einer Höhe von 1500 US$ finanziell realisierbar. (ESMAP 2002; RIET 2003)

Die Ausgestaltung der Rahmenverträge für die Integration erneuerbarer Erzeuger wirft neben der Frage nach der Höhe des Vergütungstarifs eine Reihe weiterer Probleme auf. Die Laufzeit des Stromabnahmevertrags soll nach Ansicht von EVN für Kleinwasserkraftanlagen 10 Jahre und für thermische Anlagen (u.a. Biomassetechnologien) 5 Jahre betragen. Dabei wäre zu klären, ob es nicht sinnvoller ist, die Laufzeit an die Art des Tarifs (AP+LP oder nur AP) zu binden, da die Höhe des Tarifs entscheidenden Einfluss auf die Amortisationszeit der Anlage hat. Vertragslaufzeiten kürzer als die Amortisationsdauer implizieren für den Investor ein erhöhtes Risiko. Ebenfalls Klärungsbedarf liefert die räumliche Differenzierung der Vergütungspreise. Der von EVN bestimmte Tarif entsprechend der vermiedenen Kosten ist landesweit einheitlich und basiert auf Stromgestehungskosten (plus einen Gewinnanteil) an Wasserkraftanlagen außerhalb der Spitzenlastzeiten. Aufgrund von Netzengpässen zwischen dem Norden und dem Süden[109] sind die vermiedenen Kosten regional unterschiedlich, was die Differenzierung des Tarifs ökonomisch rechtfertigt. Das bedeutet im biomassereichen Süden (Reishülsen) konkurrieren erneuerbare Energien mit dem Rohstoff Erdgas. Wie bereits erläutert wurde, sind Biomasseanlagen an begünstigten Standorten gegenüber Erdgasanlagen bei entsprechend hohem Erdgaspreis wettbewerbsfähig. Da Vietnam von Rohstoffimporten unabhängig ist, ist unklar, inwieweit diese regionale Differenzierung die Marktstellung von Biomasseanlagen verbessert. Weiterhin äußert EVN die Befürchtung, dass durch die Verpflichtung zur Stromabnahme von erneuerbaren Erzeugern ein erhöhter Regelaufwand notwendig

[107] Währungsverhältnis: 1 US$ = 14.522 VND (ESMAP 2002)

[108] Einspeisetarif (AP-Basis) in Sri Lanka für SPPs: 534 VND (ESMAP 2002, S. 48)

[109] Im Norden überwiegen Wasserkraftanlagen, wohingegen im Süden Strom vorwiegend aus Erdgas erzeugt wird.

ist und unter Umständen keine optimale Systemauslastung erreicht wird. In Anbetracht der geringen Menge erneuerbarer Energien (2% der EVN Gesamtleistung), die durch SPPs erbracht werden soll, werden auch die Auswirkungen auf das System dementsprechend gering sein. Generell ist eine Abnahmeverpflichtung für erneuerbare SPPs essenziell, da EVN die Monopolstellung inne hält und es keine weiteren Abnehmer für den Strom gibt. (ESMAP 2002, S. 75)

Allgemein ist festzuhalten, dass die Integration privater Erzeuger durch bürokratische Hindernisse und unzureichende Rahmenbedingungen sehr zögerlich stattfindet, was insbesondere für netzgebundene erneuerbare Erzeuger gilt. Größere erneuerbare Erzeugungsanlagen wurden bislang kaum errichtet (ausgenommen Wasserkraftanlagen durch EVN), so dass keine Erfahrungsberichte über mögliche nationale und lokale Finanzierungsquellen bestehen. In Bezug auf Investitionszuschüsse, wie sie als Förderinstrument für erneuerbare Energien in Tabelle 21 auf Seite 72 genannt wurden, sind keine detaillierteren Informationen verfügbar. Es ist anzunehmen, dass Vietnam stärker als Thailand auf ausländische finanzielle Unterstützung angewiesen ist. Finanzielle Hilfe leistet die Weltbank und die GEF im Rahmen des System Efficiency Improvement, Equitization and Renewables Project, welches auf Basis des REAP durch EVN implementiert wird. Mit einer Summe von 4,5 Mio. US$ ist es Ziel der GEF, den Leistungszuwachs an erneuerbaren Technologien in Vietnam zu fördern und entsprechende Finanzierungsmodelle zu entwickeln. Dazu gehören Maßnahmen wie Unterstützung bei der Umsetzung des REAPs, Ausbildung und Schulung politischer Entscheidungsträger und Regulierungsinstanzen, Informationskampagnen für die Nutzung erneuerbarer Ressourcen, technische Unterstützung bei der Einführung der Technologien in den Markt und Hilfe bei der Entwicklung geeigneter Marktmechanismen (GEF 2001, S. 16). Wie im REAP vorgesehen, ist die Biomassenutzung erst in der zweiten Phase von Bedeutung (frühestens ab 2004).

7.3 Fazit

Die Liberalisierung der Energiemärkte ist für Entwicklungs- und Schwellenländer bedeutsam, da sie neue Möglichkeiten zur finanziellen Sanierung des Elektrizitätssystems bietet. Traditionell sind Energieversorger Staatsmonopole, welche der Integration erneuerbarer Energieträger eher skeptisch gegenüberstanden. Durch die Liberalisierung werden zum einen Chancen für erneuerbare Erzeuger geboten aber auch Marktbarrieren aufgebaut. Neue private Akteure am Markt (IPPs) verhalten sich eher kostenorientiert, und bevorzugen daher meist fossile Erzeugungsanlagen. Viele der erneuerbaren Anlagenbetreiber sind jedoch IPPs, so dass die Zulassung dieser Unternehmensform am Energiemarkt als wichtige Voraussetzung für die Einbindung erneuerbarer Energien erscheint. Ohne regulierende politische Maßnahmen werden sich erneuerbare Technologien im liberalisierten Markt aufgrund höherer Anlagen-Amortisationszeiten und höherer Risiken kaum etablieren. Förderinstrumente sollten gleichzeitig mit den Restrukturierungsmaßnahmen implementiert werden, da mit zunehmender Liberalisierung der Einfluss der Politik schwindet.

Für eine erfolgreiche Entwicklung erneuerbarer Energien müssen in erster Linie transparente und stabile Rahmenbedingungen existieren. In Thailand besteht ein solches Regelwerk, welches einerseits Kleinerzeugern (SPPs) den Netzzugang zu festgelegten Preisen zusichert und andererseits Subventionen im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens für erneuerbare Erzeuger gewährt. Das thailändische Ausschreibungsverfahren differenziert nicht nach unterschiedlichen Technologien, so dass alle erneuerbaren Erzeuger im unmittelbaren Wettbewerb stehen. Konsequenz dieses Verfahrens ist, dass von 31 erneuerbaren Projekten 28 Biomasseanlagen (davon 12 Reishülsen und 8 Bagasseanlagen) gefördert werden, was wiederum

beweist, dass Biomasse in Thailand eine der günstigsten erneuerbaren Erzeugungsalternativen ist. Der durchschnittliche Fördersatz für die Anlagen liegt bei 0,18 Bath/kWh (ca. 0,45 USct/kWh), hinzu kommt die SPP Einspeisevergütung in Höhe von 1,61 Bath/kWh (3,7 USct/kWh). Kritikpunkt richtet sich an die Höhe der SPP Vergütung, die in den meisten Fällen nur die Lieferung von Elektrizität (in Form eines Arbeitspreises) honoriert, nicht jedoch die bereitgestellte Kraftwerksleistung (Leistungspreis). Thailand verfügt zusätzlich über ein Programm, welches sehr kleine erneuerbare Erzeuger fördert (VSREPP-Programm). In ihm ist der „net metering"-Preismechanismus festgelegt. Dieser basiert nicht wie gewöhnlich auf Endkunden-Strompreisen, sondern auf Großhandelspreisen und ist demnach in der Regel für kleine dezentrale Biomasseanlagen zu niedrig. Einziger Spielraum bleibt den Anlagenbetreibern durch die Ausnutzung von "time-of-use"Tarifen, durch die zu Spitzenlastzeiten höhere Vergütungspreise erzielt werden können.

In Vietnam bestehen die alten monopolistischen Strukturen noch immer, allerdings sollen am geplanten Kraftwerkszubau zunehmend private Erzeuger partizipieren. Dabei steht der Ausbau zu geringst möglichen Kosten im Mittelpunkt, unter Vernachlässigung von Umweltkriterien. Im Gegensatz zu Thailand existieren in Vietnam keine allgemein gültigen Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien. Private Kraftwerksbetreiber müssen individuell mit dem Staatsunternehmen EVN Konditionen für die Stromeinspeisung aushandeln, was aufgrund der geringen Verhandlungsmacht der IPPs ein Hindernis für die Einbindung neuer Erzeuger darstellt. Die zukünftige Vergütung soll auf Basis der vermiedenen Kosten bestehender Kraftwerksanlagen (hauptsächlich Wasserkraft) kalkuliert werden, wodurch kostenintensive erneuerbare Technologien diskriminiert werden. Das von EVN angestrebte Preisniveau der Vergütung erneuerbaren Stroms liegt allgemein unter dem Thailands. Es bleibt festzuhalten, dass in Vietnam bis auf die Elektrifizierung ländlicher Gemeinden durch kleine dezentrale Wasserkraftanlagen kaum Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energieerzeugung unternommen werden. Erst in der zweiten Phase des REAP (frühestens ab 2004) ist die Unterstützung netzgebundener erneuerbarer Technologien (und damit Biomasse) vorgesehen.

8 Clean Development Mechanism

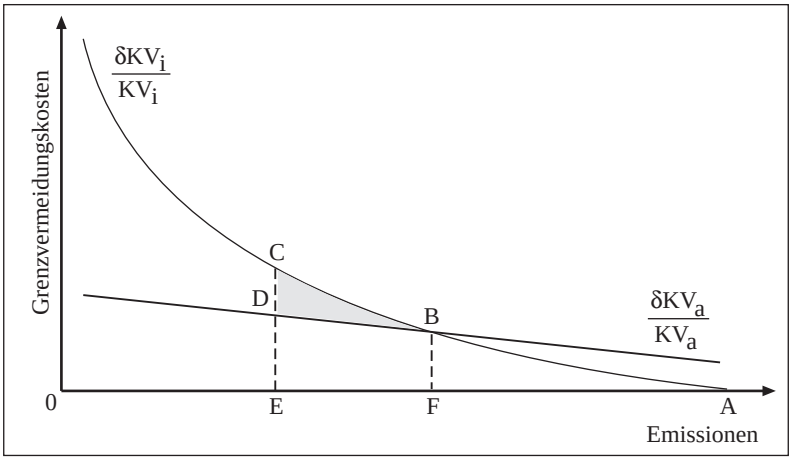
8.1 Allgemeine Grundlagen

Mit der Unterzeichnung Russlands Anfang 2005 tritt das Kyoto-Protokoll nun nach langem Streben in Kraft. In ihm verpflichtet sich die Annex-B Staatengemeinschaft ihre Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 um 5,2% gegenüber 1990 zu reduzieren. Das individuelle Reduktionsziel der einzelnen Annex-B Staaten (vorwiegend Industrieländer) ist dabei unterschiedlich hoch. Der Hauptanteil der Reduktionen soll primär durch inländische Maßnahmen in den jeweiligen Annex-B Staaten erbracht werden. Um die Staaten bei der Umsetzung ihrer Reduktionsziele zu unterstützen, erlaubt das Kyoto-Protokoll die Verwendung der drei flexiblen Mechanismen Joint Implementation, Clean Development Mechanism (CDM) und den Emissionszerftifikatehandel. Ziel aller drei Mechanismen ist die Erreichung von Emissionsminderungen zu reduzierten Kosten. Verankert in Artikel 12 des Kyoto-Protokolls, sieht der CDM den Einbezug von Nicht-Annex-B Staaten vor. Durch den CDM können sich Industriestaaten Emissionreduktionen anrechnen lassen, die sie durch Maßnahmen in Entwicklungs- oder Schwellenländern erreicht haben. (UNEP 2004a, S. 10 ff.) Das durch CDM Projekte erreichbare Reduktionspotenzial (inkl. USA) wird auf 0,2 bis 2,6 Mrd.t CO_2 geschätzt. (WBGU 2003, S. 67ff.)

Hintergrund für die Anwendung des CDM ist das globale Wirken von Treibhausgasen.

Da es für den Einfluss von Treibhausgasen auf die Atmosphäre unerheblich ist, in welcher Region der Erde die Gase emittiert wurden, spielt demnach der Ort der Vermeidung für die ökologische Zielerreichung keine Rolle (vergleiche Kapitel 5.1). Vielmehr sind ökonomische Gesichtspunkte der Schadensvermeidung von Bedeutung. Diese erschließen sich aus den unterschiedlichen Verläufen der Grenzvermeidungskosten in Geberland (Annex-B Staat) und Empfängerland (Nicht-Annex-B Staat). Effizienzgewinne ergeben sich aus der Kombination von Vermeidungsmaßnahmen im In- und Ausland, je nach dem, wo Treibhausgase zu minimalen Kosten eingespart werden können. Abbildung 20 veranschaulicht diesen Zusammenhang. Das Geberland hat sich gemäß des nationalen Allokationsplanes verpflichtet die CO_2 Menge AE zu reduzieren. Die Grenzvermeidungskosten (GVK) im Inland sind durch $\delta KV_i/KV_i$ beschrieben. Die Reduktion im Inland erfolgt zu Kosten in Höhe der Fläche ACE. Für ausländische Projekte zur Emissionsminderung wird die Grenzvermeidungskurve $\delta KV_a/KV_a$ angenommen. Zunächst verläuft diese Kurve oberhalb der inländischen GVK. Grund hierfür sind hohe zu erwartende Transaktionskosten. Der weitere Verlauf der ausländischen GVK Kurve ist relativ flach, da eine große Anzahl potenzieller Vermeidungsmaßnahmen zu geringen GVK im Ausland anzunehmen ist. Bis zum Schnittpunkt der beiden Grenzvermeidungskurven reduziert das Geberland im eigenen Land zu Kosten ABF. Danach ergreift es CO_2 Minderungsmaßnahmen im Empfängerland zu Kosten BDEF. Daraus ergibt sich ein Effizienzgewinn für das Geberland von BCD. (Oberheitmann u. a. 2002, S. 25 ff.)

Abbildung 20: Effizienzgewinn aus CDM Projekten



Quelle: (Oberheitmann u. a. 2002)

Für Entwicklungs- und Schwellenländer ist der CDM ein wichtiges Finanzierungsinstrument für kostenintensive Umweltprojekte. (Babu u. Michaelowa 2003, S. 13) Er hilft private und staatliche Investoren aus dem Ausland zu mobilisieren und unterstützt den Technologietransfer. CDM Projekte werden beispielsweise auf den Sektoren Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Landwirtschaft, Abfallmanagement und Forstwirtschaft durchgeführt. Anliegen aller Projekte muss es sein, Treibhausgase (vorwiegend Kohlendioxid und Methan) einzusparen. Jede eingesparte Tonne an Treibhausgasen wird in Form von Tonnen CO_2-Äquivalenten als CDM-Emissionszertifikate (Certified Emission Reduction – CER) dem Projekt bzw. dem Investor gutgeschrieben. Das CDM Projekt muss generell zwei Kriterien entsprechen. Zum einen darf die Maßnahme nicht im Widerspruch zu einer nachhaltigen Entwicklung stehen und zum anderen muss das Projekt das Kriterium der „Zusätzlichkeit“ erfüllen. Das bedeutet, die aus dem Projekt resultierenden Emissionsminderungen würden ohne die Unterstützung des CDMs nicht erbracht werden.

Die Umsetzung von CDM Projekten unterliegt einem festgelegten Projektzyklus. Neben den Projektteilnehmern sind die Designated National Authority (DNA), die Designated Operational Entity (DOE) und der Executive Board involviert. Die DNA ist die jeweilige staatliche Institution, die für die CDM Angelegenheiten des Gastgeberlandes verantwortlich ist. DOEs sind unabhängige Einrichtungen (z.B. TÜV), welche vom Executive Board zertifiziert sind. Die Aufgabe der DOEs ist die Überprüfung der Projektunterlagen und die Validierung des Projektes. Weiterhin führen sie die Nachweisprüfung des „Monitoring Reports“ durch, der Grundlage für die Ausgabe der Zertifikate durch den Executive Board ist. (UNEP 2004a, S. 29 ff.) Auf eine detailiertere Beschreibung des Prozesses soll in dieser Arbeit verzichtet werden.

Fundamentales Dokument für die Anerkennung des CDM Projektes ist das Project Design Document (PDD), welches von den Projektteilnehmern verfasst wird. In ihm werden alle Auswirkungen des Projektes beschrieben und Einflüsse auf Umwelt und Stakeholder erörtert. Zentrale Bedeutung kommt dabei der Berechnung der Basisemissionen zu, da auf ihrer Grundlage die Menge der generierbaren CERs ermittelt wird. Anhand des PDD wird die Konformität mit den beiden CDM Kriterien „Zusätzlichkeit“ und „Nachhaltigkeit“ festgestellt.(UNEP 2004a, S. 50 ff.)

Der Anrechnungszeitraum eines CDM Projektes[110] beträgt entweder sieben Jahre und kann maximal zweimal verlängert werden auf insgesamt 21 Jahre oder der Zeitraum ist auf 10 Jahre festgeschrieben, ohne Verlängerungsoption. Die Generierung von CERs ist nur im Anrechnungszeitraum möglich. Die Feststellung der Menge und die Ausgabe der CERs erfolgt jährlich. (UNEP 2004b, S. 63 f.) Die ersten CDM Zertifikate werden für die Periode 2005 generiert und werden vermutlich Anfang 2006 emittiert. Die CERs können auf folgende unterschiedliche Weise Verwendung finden:

- Verbleib bei der projektdurchführenden Einheit
- Weitergabe / Verkauf an einen Klimaschutzfonds (KfW, CERUPT, Prototype Carbon Fund)
- Handel am Zertifikatemarkt

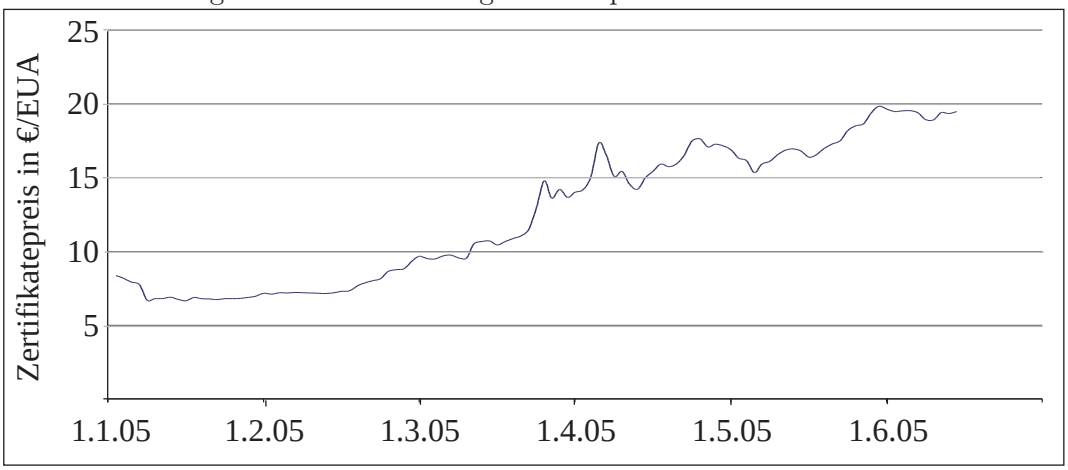
Wie in der Graphik 20 dargestellt, ist es für einen Projektentwickler aus einem der Annex-B Staaten durchaus sinnvoll die CERs im eigenen Unternehmen zu belassen und somit seinen Reduktionsverpflichtungen nachzukommen. Diese Variante betrifft hauptsächlich Elektrizitätserzeuger und größere industrielle Energieerzeuger, die in das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) eingebunden sind bzw. ab 2008 am Kyoto Emissionszertifikatehandel teilnehmen. Fonds werden üblicherweise in einer frühen Phase des CDM Projektes involviert. Sie übernehmen wichtige Aufgaben bei der Finanzierung des Projektes. Im Gegenzug erhalten sie eine definierte Menge der erwirtschafteten CERs, meist zu einem Festpreis zwischen 3 und 5 Euro. Da über den zukünftigen Wert einer CER weitestgehend Unsicherheit herrscht, bietet die Einbindung eines Klimaschutzfonds eine gewisse finanzielle Sicherheit. Mit der Eröffnung des EU-ETS Anfang 2005 besteht eine weitere Verwendungsmöglichkeit für die Zertifikate aus CDM Projekten. Die so genannte „Linking Direktive“ ermöglicht die vollständige Übertragung der CERs auf den europäischen Emissionzertifikatemarkt, d.h eine CER hat den gleichen Wert wie ein europäisches Emissionszertifikat (European Union Emission Allowance – EUA).[111] Reduktionen aus Joint Implementation können erst ab dem Jahr 2008 übertragen werden. Schätzungen gehen von Kostenreduktionen durch Anrechnung

[110] nicht für LULUCF (Land Use and Land Use Change and Forest) Projekte

[111] Ausgenommen sind CERs generiert aus Kernkraftprojekten, LULUCF (Land Use and Land Use Change and Forest) Maßnahmen und aus Wasserkraftprojekten größer 20 MW, die nicht den Bestimmungen der World Commission on Dams, der Weltbank und der OECD entsprechen.

von CDM und Joint Implementation Maßnahmen zur Erfüllung der europäischen Emissionsreduktionsziele von bis zu 80% aus. (EPRI 2004, S. 2-22) Betrachtet man die bisherigen Entwicklung des CO_2 Zertifikatepreises in Europa (Abbildung 21) so ist ein starker Anstieg der Preise für eine EUA erkennbar. Inwieweit sich diese Preise in den kommenden Jahren entwickeln ist unklar und sehr spekulativ. Jedoch würde sich ein derart hoher Zertifikatepreis beim Verkauf von CERs sehr positiv auf die interne Verzinsung des CDM Projektes auswirken und die Attraktivität von CDM Projekten erhöhen.

Abbildung 21: Preisentwicklung der europäischen Emissionszertifikate



Quelle: (EEX 2005)

Vorteilhaft sind Projekte, welche Klimagase mit einem hohen Treibhausgaspotenzial (Global Warming Potential – GWP) vermeiden, wodurch eine große Menge an CERs je vermiedener Emissionseinheit generiert werden kann. Biomasseprojekte, die biogene Reststoffe verwerten sind in diesem Zusammenhang begünstigt, da einerseits Methanemissionen organischer Abfallstoffe vermieden werden und andererseits durch die Stromerzeugung CO_2 Emissionen fossiler Kraftwerke eingespart werden. Tabelle 25 zeigt den Einfluss der CDM Erträge auf den Projekterfolg unterschiedlicher Technologien. Es ist zu erkennen, dass die Generierung von CERs an Biomasseanlagen von größerer Auswirkung ist, als beispielsweite für Wind- oder Wasserkraftanlagen. (Thomas 2002, S. 65) Zu Beginn 2005 existierten weltweit 97 CDM Projekte. Davon waren 28 Projekte Wasserkraftwerke, weitere 28 nutzen Biomasse, 14 Deponiegas und 4 Biogas.[112] Der große Anteil von Biomasseprojekten verdeutlicht die Attraktivität dieser Technologie als CDM Maßnahme. Problematisch sind Biomasseprojekte zu bewerten, die Energiepflanzen als Rohstoff verwenden. Durch den Anbau von Energiepflanzen wird die Landnutzung stark verändert, was schwer abschätzbare sozioökonomische und ökologische Auswirkungen zur Folge haben kann. Veränderte Landnutzung bedeutet, dass bestehende pflanzliche CO_2 Speicher durch neu Pflanzen ersetzt werden, die unter Umständen vollkommen andere Speichereigenschaften haben. Diese Art von Projekten müsste für die Durchführung im Rahmen des CDM einer umfangreichen Prüfung unterzogen werden. (Johansson u. Goldemberg 2002, S. 26)

[112] Die übrigen Projekte entfielen auf andere erneuerbare Energieprojekte, Energieeffizienzmaßnahmen, Abfallverwertungsanlagen, Emissionsreduktion im Agrarbereich und weitere Treibhausgas-senkende Projekte.

Tabelle 25: Einfluss von CO_2 Zertifikaten auf die IRR verschiedener CDM Projekte

Technologie	Änderung der IRR
Energie effiziente Fernwärme	<1,0
Wind	0,9 – 1,3
Wasser	1,2 – 2,6
Bagasse	0,5 – 3,5
Biomasse	<5,2
Methan (Reststoffmanagement)	<5,0

Quelle: (Thomas 2002)

8.2 Biomasseprojekte als Klein-CDM-Projekte

Biomasseprojekte fallen gewöhnlich in die Kategorie der Klein-CDM-Projekte. In den Bestimmungen für Klein-CDM-Projekte sind folgende Größenrestriktionen festgelegt. Werden erneuerbare und konventionelle Technologien kombiniert (z.B. Biomasse/Dieselanlagen), so darf die von der erneuerbaren Einheit installierte elektrische Leistung nicht mehr als 15 MW betragen. Biomasse KWK Anlagen, die sowohl Elektrizität als auch Wärme liefern, dürfen die maximale Leistung von 45 MW_{th} nicht übersteigen. Typische Reishülsen- oder Bagasseanlagen, auch Biogasanlagen überschreiten diese Größe nicht und können demnach als Klein-CDM-Projekt geführt werden. Sie profitieren dadurch von entsprechenden Vorteilen wie:

- vereinfachter Projektdokumentation,
- vereinfachte Methoden für die Feststellung der Basisemissionen,
- Möglichkeit des Zusammenfassen mehrerer Projekte für die Projektdokumentation sowie das Registrierungs- und Prüfverfahren zur Reduzierung der Verwaltungskosten,
- vereinfachte Regelung zur Bestimmung der Umweltauswirkungen,
- geringere Gebühren für die Registrierung und
- Möglichkeit der Überprüfung und Zertifizierung der Emissionsreduktionen durch die gleiche DOE.

Diese Sonderregelungen verhelfen kleinen CDM Projekten zu reduzierten Transaktionskosten, auf die in einem späteren Abschnitt näher eingegangen wird. Großen Wert haben die vereinfachten Vorschriften zur Bestimmung der Basisemissionen. Die Basisemissionsmenge ist die Menge an Treibhausgasen, die ohne das Bestehen des CDM Projektes emittiert würde. (UNEP 2004b, S. 43)

Basisemissionen für Biomasseanlagen zur Verwertung von (landwirtschaftlichen) Reststoffen enthalten zum einen die Methanemissionen der Ernteabfälle und zum anderen die zu vermiedenden Emissionen bestehender Kraftwerke. Für die Basisemissionen aus der Energieerzeugug, also aus der Substitution (fossiler) Energie, bestehen zwei Berechnungsmöglichkeiten (Tuyen u. Michaelowa 2004):

1. Der Durchschnitt aus den überschlägigen Emissionen des Betriebs („Operating Margin“ – OM) und des Kraftwerkszubaus („Build Margin“ – BM)

$$Basisemissionsfaktor = \frac{OM + BM}{2}$$

- Der „Operating Margin“ ist die durchschnittliche Emissionsmenge je kWh aller Erzeugungsquellen des Elektrizitätsverbundes, ausgenommen Wasserkraft, Solar-, Wind-, Geothermie-, Biomasse- (Kleinanlagen) und Kernkrafterzeugung.

$$E(t_{CO_2}/Jahr) = \sum_j E_j = \sum_j Q_j \cdot F_j$$

E_j – Emissionen pro Jahr in Tonnen je Brennstoff j
Q_j – Menge Brennstoff j pro Jahr
F_j – CO_2 Emissionen je Einheit Brennstoff j

$$OM(t_{CO_2}/MWh) = \frac{\sum_j E_j}{\sum_j K_j}$$

K_j – erzeugte Elektrizität je Brennstoff j

- Der „Bulid Margin“ ist die durchschnittliche Emissionsmenge je kWh der jüngsten Kraftwerkszubauten des Energiesystems. Der Kraftwerkszubau muss sich auf mindestens 20% des bestehenden Kraftwerksparks oder die fünf zuletzt ans Netz angeschlossenen Anlagen beziehen.

$$BM(t_{CO_2}/MWh) = \frac{\sum_i^m e_i \cdot G_i}{\sum_i^m G_i} = \frac{e_1 \cdot G_1 + e_2 \cdot G_2 + ... + e_m \cdot G_m}{G_1 + G_2 + ...G_m}$$

G_i – erzeugte Energie je Einheit i
e_i – spezifische Emissionsmenge (in t_{CO_2}/MWh) je Einheit i
i – jeweilige Erzeugereinheit der repräsentativen Auswahl an Anlagen

. ODER

2. Die gewichteten durchschnittlichen Emissionen des derzeitigen Energiemixes

Der Antragsteller des CDM Projektes kann entscheiden nach welcher Methode er die Basisemissionen berechnet. Für das Beispiel Vietnam sollen die beiden Berechnungsmöglichkeiten kurz gegenüber gestellt werden. Der „Operating Margin“ aller vietnamesischen thermischen Kraftwerke im Jahr 2003 betrug 717 Tonnen CO_2 je MWh. Die fünf zuletzt gebauten Kraftwerke im Jahr 2003[113] zählen zusammen 2112 MW, was mehr als 20% des bestehenden Kraftwerksparks repräsentiert. Somit kann die durchschnittliche Emissionsmenge dieser Kraftwerke als Referenz dienen, und der „Build Margin“ für 2003 mit 483 kg_{CO_2}/MWh bestimmt werden. Aus „Operating Margin“ und „Build Margin“ ergibt sich eine durchschnittliche Emissionsmenge von 600,0 kg_{CO_2}/MWh. Wird die Emissionsmenge entsprechend der zweiten Methode berechnet, also nach den durchschnittlichen Emissionen aller am Netz installierten Kraftwerke, so erhält man für das Jahr 2003 eine Durchschnittsmenge von 399,1 kg_{CO_2}/MWh. (Tuyen u. Michaelowa 2004) Für einen Projektentwickler wäre es in diesem Fall offensichtlich vorteilhafter, die Basisemissionen nach der ersten Methode zu berechnen, was in einer größeren Menge generierbarer CERs resultieren würde. Zurückzuführen ist dieser Unterschied auf den großen Anteil von Wasserkraft am gesamten vietnamesischen Kraftwerkspark und den verstärkten Zubau durch fossile Erzeugungsanlagen.

[113] Ba Ria, 312 MW Gas; Can Don, 72 MW Wasserkraft, Phu My 4 und Phu My 2.1, 1008 MW Gas und Phu My 3, 720 MW Gas

Für die Ermittlung der jährlichen vermiedenen Emissionen für eine Biomasseanlage sollen die technischen Parameter einer Biomasse-Direktverbrennungsanlage (ähnlich wie in Kapitel 2.2.1) zu Hilfe gezogen werden. Diese entstammen einer Machbarkeitsstudie für die Anlage der Rajburi Sugar Co., Ltd. in Thailand. Die Biomasseanlage hat eine Leistung von 10 MW und ist an eine Zuckerfabrik angeschlossen. Außerhalb der Erntezeit dienen Reishülsen als Rohstoff. Die Anlage speist während der Spitzenzeiten (tagsüber) 8 MW in Netz und nachts 6 MW in das Netz. Auf diese Weise wird eine jährliche Strommenge von 54810 MWh erzeugt. (KEEC 2004) Würde sich diese Anlage in Vietnam befinden, so könnten entsprechend der vorangegangenen Berechnungen 600 kg_{CO_2} je MWh aus fossiler Energieerzeugung eingespart werden. In Summe würden jährlich knapp 33.000 Tonnen CO_2 weniger emittiert. Bei einer spezifischen Emissionseinsparung von 600 kg_{CO_2} je MWh und einem angenommenen CER Preis in Höhe von 5 US\$/t_{CO_2} würden sich die Erträge aus der Veräußerung der CERs auf 3 US\$/MWh (0,3 USct/kWh) belaufen. Im Vergleich, die Vergütungstarife für vietnamesische Biomasseanlagen lagen bei 4,34 USct/kWh (AP+LP) und 2,8 USct/kWh (nur AP). Der Vergleich zeigt, dass die CDM Erträge unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen maximal 10% der Einnahmen aus dem Stromverkauf repräsentieren. Dieser Anteil wird reduziert, berücksichtigt man die Transaktionskosten des CDM Projektes.

8.3 Transaktionskosten von CDM Projekten

Einer der wohl schwerwiegendsten Kritikpunkte an CDM Projekten sind die hohen Projektbegleitenden Kosten. Transaktionskosten fallen in allen Projektstufen der CDM Maßnahme an, Tabelle 26 veranschaulicht dies. „Transparente“ Kosten sind bereits im Vorfeld abschätzbar, da sie für einen speziell vorgesehenen Output (beispielsweise ein PDD) aufgewendet werden müssen oder da ihre Höhe durch das Reglement der UNFCCC festgelegt ist. Für mittlere bis große Projekte können diese Kosten zwischen 50.000 und 150.000 € betragen (siehe Tabelle 26). „Versteckte“ Kosten hingegen sind projekt- und standortspezifisch und unterliegen einem hohen Unsicherheitsfaktor. Je nach Bedingungen kann dieser Kostenblock eine Höhe bis zu 100.000€ erreichen, wobei sehr großer Spielraum bei gesetzlichen Gebühren und Kosten für Vertragsverhandlungen besteht. Vor Beginn des CDM Projektes entstehen Aufwendungen für die Auswahl der umzusetzenden Maßnahme, für die Suche potenzieller Partner in den Gastgeberländern sowie Verhandlungskosten. Die nationale Zulassung des Projektes bei der DNA ist besonders aufwendig, wenn keine klaren gesetzlichen Richtlinien im Gastgeberland bestehen und langwierige behördliche Prozeduren die Genehmigung verzögern. Hohe Aufwendungen verursacht die Überprüfung und Bewilligung des Projektes durch die DOE. Kosten für die DOE fallen auch bei der Verifizierung und der Zertifizierung der tatsächlich reduzierten Emissionen an. Wie die Tabelle zeigt, können die Ausgaben für die DOE mehr als die Hälfte der gesamten Projektkosten einnehmen. Kosten für die Ausgabe der CERs, sozusagen die Bearbeitungsgebühr der UNFCCC, werden anteilig von der Menge der CERs berechnet (3%). Fast alle Transaktionskosten stehen in einem fixen Verhältnis zur Projektgröße. Größerer Projektumfang bedeutet eine ebenso hohe Zunahme der Kosten. Ausnahme bilden die Kosten für Verifizierung und Zertifizierung, sie steigen degressiv mit der Zunahme der Projektgröße an, d.h. je größer das Projekt, desto geringer ist der Anteil der Kosten je für Verifizierung und Zertifizierung an den Gesamtprojektkosten. In Summe werden die Transaktionskosten auf ca. 150.000 € je Projekt geschätzt. (Thomas 2002, S. 67 ff.) Der Prototype Carbon Fund der Weltbank prognostiziert Transaktionskosten zwischen 200.000 und 400.000 US\$ über die Projektlebensdauer. Bei einem Preis von 4 US\$ je CER ist eine vermiedene Menge von 50.000 – 100.000 Tonnen CO_2 notwendig, um die Transaktionskosten zu decken. (Straßburg 2002, S. 83 f.)

Die vereinfachten Regelungen für Klein-CDM Projekte tragen zur Reduktion der Trans-

Tabelle 26: Transaktionskosten von CDM Projekten

Ursache der Transaktionskosten	Höhe in €
Transparente Kosten	
Anfertigung des PDD (Berechnung der Basisemissionen, Projektbeschreibung, Bewertung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien usw.)	12.000 – 20.000
Überwachung und Überprüfung der PDD Entwicklung	5.000 – 20.000
Registrierung durch DOE	10.000 + 2% des Wertes der CERs
Validierung durch DOE	7.000 – 35.000
Überwachung der Emissionsreduktionen und Erstellen des „Monitoring Reports“	3.000 – 15.000 per anno
Überprüfung der Emissionsreduktionen durch DOE	7.000 –35.000
Zertifizierung der CERs durch DOE und Ausgabe durch Executive Board	3 – 10% des Wertes der CERs
Versteckte Kosten	
Verhandlung zur Anerkennung des Projektes und Genehmigungsverfahren durch DNA	5.000 – 15.000
Suche von potenziellen Projekten und Investoren	8.000 – 12.000
Gesetzliche Gebühren und Verhandlung mit Investoren	20.000 – 60.000
Projektdurchführung	1– 3% der CER Werte
Maßnahmen zur Minderung der Risiken	1 –3% des Wertes der CERs per anno

Quelle: (Thomas 2002)

aktionskosten bei und erleichtern somit die Durchführung dieser Projekte. Die Transaktionskosten für kleinere CDM Projekte liegen wesentlich unter den soeben aufgeführten Werten. Einen Überblick gibt Tabelle 27. Die Summe der Transaktionskosten umfasst eine Spanne von ca. 8.000 bis 78.000 US$. In der Tabelle variieren die Transaktionskosten entsprechend verschiedener Durchführungsvarianten der CDM Projekte. Option 1 und Option 2 unterscheiden sich in folgenden Punkten:

- In Option 1 bearbeitet der Projektentwickler das Vorhaben allein, wohingegen Option 2 die Einbindung eines lokalen Beraters im Gastgeberland vorsieht.
- Verwendung vereinfachter Verfahren für Klein-Projekte, zum Beispiel vereinfachte PDD oder vorgefertigte Onlinedokumente in Option 1
- In Option 2 erfolgt eine permanente Erneuerung der Formalitäten, z.B. Basisemissionen, wohingegen in Option 1 die Daten über den Akkreditierungszeitraum beibehalten werden.
- Häufigkeit der Berichterstattung zur Ausgabe der CERs („Monitoring Reports“) unter Option 1 aller 7 Jahre und unter Option 2 jedes Jahr

Des weiteren wurde die Möglichkeit der Beauftragung einer internationalen DOE mit einer DOE im Gastgeberland verglichen. Diese unterscheiden sich durch die Höhe ihres Tagessatzes (internationale DOEs 1000 US$/Tag, lokale DOEs 200 US$/Tag). Wie bereits beschrieben übt die DOE eine zentrale Funktion bei der Überprüfung und Genehmigung des Projektes und der Emissionsreduktionen aus. Die Ergebnisse in Tabelle 27 betonen den starken Einfluss der Ausgaben für die DOE auf die Gesamtheit der Transaktionskosten. In Option 1 halbieren sich die Kosten bei der Beauftragung einer DOE im Gastgeberland und in Option 2 können die Kosten sogar um 70% reduziert werden. Darüber hinaus geht aus dem Kostenvergleich hervor, dass häufige Überprüfungs- und Zertifizierungsverfahren für einen starken Anstieg der Transaktionskosten verantwortlich sind. (de Gouvello u. Coto 2003, S. 12 ff.)

Tabelle 27: Variantenrechnung für Transaktionskosten für kleine CDM-Projekte

	Option 1 - kein lokaler Berater - „Monitoring“ aller 7 Jahre		Option 2 - lokaler Berater - „Monitoring“ jedes Jahr	
Vorbereitung der Projektanmeldung bei der DNA	799 US$		1079 US$	
PDD Erstellung	2819 US$		3337 US$	
„Monitoring“ der Emissionsreduktionen	750 US$		3885 US$	
	Option 1a lokale DOE	Option 1b intern. DOE	Option2a lokale DOE	Option 2b intern. DOE
Validierung, Verifikation und Zertifizierung durch DOE	3800 US$	16.000 US$	14.600 US$	70.000 US$
Summe	8168 US$	20.368 US$	22.900 US$	78.300 US$

Quelle: (de Gouvello u. Coto 2003)

Die Attraktivität einer CDM Investition ist ab Transaktionskosten in Höhe von 10 bis 12% des Barwertes der erwarteten Erlöse des Projektes bereits gefährdet. Es ist demnach notwendig Kostenreduktionspotenzial aufzudecken. Die Kosten für die Suche potenzieller Projekte und Partner kann durch die Einrichtung nationaler CDM Projektverzeichnisse erleichtert werden. Projektentwickler würden durch die Bereitstellung von spezifischen Daten durch das Gastgeberland unterstützt werden. Bereits berechnete Basisemissionen in einem bestimmten Gebiet sind auf andere Projekte übertragbar. Die Einrichtung einer zentralen Projektdatenbank könnte den Austausch dieser Daten vereinfachen. Bedenken, dass den Projektentwicklern der Verlust vertraulicher Informationen durch eine solche Datenbank droht können ausgeräumt werden, da die Projektdokumente in jedem Fall durch die UNFCCC veröffentlicht werden. Weiterhin stiftet die Standardisierung von Verträgen einen Nutzen für die Vertragsparteien, indem Zeit- und Beratungsaufwand gemindert werden. Die Vereinfachung von Richtlinien der UNFCCC zur Durchführung von CDM Projekten ist ein seht umstrittenes Thema, da die Vereinfachung im Kontrast zu den hohen Qualitätsanforderungen der Bewertung sozioökonomischer und ökologischer Auswirkungen von CDM Maßnahmen stehen. Trotzdem ist die UNFCCC bestrebt standardisierte Verfahrensweisen für Klein-Projekte weiter zu entwickeln. (Thomas 2002, S. 67 ff.) Die Beauftragung lokaler DOEs verspricht ebenfalls hohes Kostensenkungspotenzial, wie die Verlängerung der Zeiträume für die Überprüfung und Zertifizierung der Emissionsreduktionen. (de Gouvello u. Coto 2003) Allerdings existieren bislang keine DOEs in Gastgeberländern, da Institutionen einen aufwendigen und kostenintensiven Prozess durchlaufen müssen, um vom Executive Board als DOE zertifiziert zu werden.

8.4 Risiken für CDM Projektentwickler

Zusätzlich zu den hohen Transaktionskosten stehen die Investoren bzw. Entwickler von CDM Projekten einer Vielzahl von Risiken gegenüber. Wie Tabelle 26 zeigte, belaufen sich die Risikokosten auf 1 bis 3% der CER-Werte jährlich. Diese Risiken sind sowohl allgemeiner Natur, von denen jedes Projekt betroffen sein kann, als auch CDM-spezifisch. Generell können politische Risiken, allgemeine CDM Projektrisiken und Kyoto-Protokoll Risiken unterschieden werden, die nachfolgend basierend auf den Ausführungen der UNEP (UNEP 2004b, S. 80 ff.) kurz geschildert seien.

Politische Risiken betreffen in erster Linie erhöhte Unsicherheiten in den Gastgeberländern. Änderungen der Gesetzgebung, Währungsrisiken, administrative Hürden und Beschränkungen bei der Kreditvergabe können in diesem Zusammenhang auftreten. Beispielsweise könnte das Gastgeberland beschließen eine Steuer auf CERs zu erheben oder vom CDM Projekt involvierte Einheiten privatisieren oder verstaatlichen. Je mehr Hoheitsrechte der Staat innehält und je höher das politische Risiko ist, desto wahrscheinlicher ist es, dass sich Gesetze oder politische Strategien wandeln. Es kann durchaus von Vorteil sein, wenn staatliche Organe des Gastgeberlandes selbst in das CDM Projekt eingebunden sind, da in diesem Fall politische Risiken besser kontrolliert werden können. Währungsrisiken sollten über multilaterale Finanzinstitute abgesichert werden, wie die Asian Development Bank.

Allgemeine CDM Projektrisiken richten sich an die ökonomische Performance des Projektes. Technologische Unsicherheiten bei der Prognose sowie bei der tatsächlichen Erfassung der Emissionsreduktionen können sich negativ auf die Menge an CERs auswirken. Wie bereits geschildert ist der Marktpreis für die Zertifikate sehr variabel und in hohem Maße unsicher. Gerade, wenn die Verkaufserlöse der CERs für die Wirtschaftlichkeit des CDM-Projektes ausschlaggebend sind, so stellt der CER Preis ein sehr großes Risiko für das Projekt dar.

Kyoto-Protokoll Risiken erwachsen aus der unvollständigen Ausgestaltung bzw. Umsetzung von Kyoto- und CDM-Richtlinien. Sollte es beispielsweise im Jahr 2008 nicht zur Einrichtung eines internationalen Zertifikatehandelssystem kommen und das europäische System scheitern, so gäbe es keine Handelsplattform für CERs und die bisher geleisteten CDM Aufwendungen könnten nicht amortisiert werden. Risiko besteht auch in der unzureichenden Überwachung der Emissionsreduktionen, was dazu führen kann, dass eine geringere Menge an CERs durch die DOE und den Executive Board anerkannt wird, als erwartet.

8.5 Ausbau der nationalen CDM Kapazität in Entwicklungsländern

Die Ausführungen der vorangegangenen Kapitel zeigten, welche finanziellen Hindernisse und Risiken Projektentwicklern die Realisierung von CDM Maßnahmen erschweren können. Um ein signifikantes Niveau an CDM Kapazität aufzubauen, was wiederum Lerneffekte bei der Anwendung dieses Instrumentes hervorrufen kann, müssen auf staatlicher Ebene Initiativen geschaffen werden und Interessenkonflikte vermieden werden. Wichtig es es ebenfalls, „perverse“ Anreizmechanismen zu beseitigen, die sowohl den Zuwachs erneuerbarer Technologien als auch die Mobilisierung von CDM Kapital behindern.

„Perverse“ Anreizmechanismen erwachsen aus dem Konflikt der CDM-Maßgabe der Zusätzlichkeit des Projektes mit den nationalen Förderbestrebungen für erneuerbare Energien. Das Ziel des CDMs ist es, Treibhausgas-mindernde Maßnahmen zu unterstützen, die ohne CDM nicht durchgeführt würden. Streng genommen dürften somit erneuerbare Energie Projekte, die nationale Förderungen, wie feste Einspeisetarife oder Investitionssubventionen in Anspruch nehmen, nicht als CDM Projekt anerkannt werden, da die Fördermechanismen theoretisch genügend Anreiz für Investoren bieten sollten. Um jedoch den CDM als Finanzierungsinstrument nutzen zu können, hätte die Regierung des Gastgeberlandes Interesse, nur ein Minimum an Fördermaßnahmen anzubieten. Der CDM kann auf diese Weise die Einführung von umweltfreundlichen Gesetzen in Entwicklungsländern verzögern. Es muss also in den Bestrebungen der UNFCCC liegen, diese gegenläufigen Anreize zu vermeiden und die Bewertung des Zusätzlichkeits-Kriteriums hinsichtlich der nationalen Bemühungen zum Aufbau erneuerbarer Kapazität zu lockern. Eine Möglichkeit wäre die Verrechnung von nationalen Subventionen und CDM-Erträgen. Auf diese Weise würden einerseits nationale Förderinstrumente akzeptiert und andererseits Mitnahmeeffekte verringert, die aus der dop-

pelten Unterstützung der Projekte resultieren. (Babu u. Michaelowa 2003; Müller-Pelzer 2004)

Die Erschließung von CDM-Maßnahmen muss in allen Ländern vorangetrieben werden. Vermutungen basierend auf den bisherigen „Activities Implemented Jointly“ Projekten gehen davon aus, dass CDM-Projekte meist in den Ländern durchgeführt werden, in die auch ein Großteil der Auslandsdirektinvestitionen fließt. Mögliche Ursachen sind das Bestehen vertraglicher Rahmenbedingungen und eine bessere Abschätzbarkeit des Risikos in diesen Staaten. Damit auch andere strukturschwache und wirtschaftlich weniger begünstigte Länder in CDM Projekte integriert werden, bestände die Möglichkeit den Least Developed Countries Fund zur Finanzierung hinzuzuziehen. Durch ihn könnten die notwendige Infrastruktur und der institutionelle Rahmen entwickelt werden und somit die Grundvoraussetzungen für CDM-Projekte geschaffen werden. Ebenfalls wäre eine höhere Vergütung der CO_2 Reduktionsmaßnahmen für Projekte in diesen Ländern denkbar, was allerdings Verzerrungen und eine verminderte ökologische Effektivität des globalen Klimaschutzes bedeuten kann. (WBGU 2003, S. 67)

Die Gastgeberländer haben primär Verantwortung für die Mobilisierung einheimischer Kapazitäten und die Gewährleistung der notwendigen Rahmenbedingungen, welche die Kooperation mit ausländischen Investoren erleichtern. Hierfür müssen auf Staatsebene Barrieren analysiert und abgebaut werden. Anhaltspunkte für Barrieren auf nationaler Ebene liefert eine Studie über die Integration von erneuerbaren Energieprojekten im Rahmen des CDM in Indien, die folgende Hindernisse identifizierte (Babu u. Michaelowa 2003, S. 24):

- keine staatliche Politik und Kapazitätsplanung, die auf CDM Projekte ausgerichtet ist
- fehlende institutionelle Bündelung der Verantwortlichkeiten für CDM Projekte und deren Förderung
- fehlendes Bewusstsein der Interessengruppen für erneuerbare Energieprojekte bezüglicher der Möglichkeit der Durchführung als CDM Maßnahme
- mangelhafte Förderung des CDMs in den entsprechenden Medien
- keine Stimulierung privater Unternehmen durch Verbände und Vereinigungen zur Förderung von CDM Maßnahmen
- keine Strategie der Finanzierungsinstitutionen zur CDM Finanzierung

Um diese Hindernisse zu überwinden müssen zuerst die wichtigsten Interessengruppen des CDM Prozesses identifiziert werden. Es werden vier Ebenen von Interessengruppen unterschieden. Auf politischer Ebene treffen Ministerien und staatliche Institutionen strategische CDM-Entscheidungen. Unterstützt werden diese durch die zweiten Ebene, zu der Forschungseinrichtungen, nicht-staatliche Organisationen, Gemeindeverbände und Massenmedien zählen. Die dritte Ebene stellen die öffentlichen und privaten Finanzinstitute dar. Vierte Gruppe sind die Projektentwickler und die umsetzenden Einheiten, wie private Industrieunternehmen und Industrievereinigungen. Auf jeder dieser Ebenen ist der Aufbau einer starken CDM-Leistungsfähigkeit erforderlich, letztendlich ist jedoch das Zusammenwirken aller Interessengruppen maßgeblich für den CDM-Erfolg ausschlaggebend. Nach der Herausbildung der Interessengruppen erfolgt die Umsetzung wichtiger Schritte zum Aufbau einer nationalen CDM-Kapazität. Welche Schritte zu ergreifen sind, stellt der Aufgabenkatalog in Tabelle 28 dar. (Babu u. Michaelowa 2003, S. 27 ff.) An dieser Stelle seien zwei Punkte besonders hervorgehoben, die Schaffung nationaler DOEs und die Erstellung der Projektdokumentation im Inland. Beide Aktivitäten richten sich an die Haupttreiber der Transaktionskosten. Gelingt

es der Regierung des Gastgeberlands durch geeignete monetäre Förderung und Ausbildungsprogramme Institutionen für die Aufgabe des DOEs bzw. eines CDM-Beraters zu etablieren, so wird dieser Staat einen entscheidenden Kostenvorteil gegenüber anderen Gasgeberländern haben und CDM-Projekte eher für sich gewinnen.

Tabelle 28: Aufgabenkatalog für den Aufbau nationaler CDM Kapazität

Angelegenheit	**Hauptaufgabe**
Gesetzlicher-/ Institutioneller Rahmen	– Gründung einer DNA – Kooperation zwischen staatlichen Organisationen – Ausbildung und Vorbereitung nationaler DOEs
Projekt-Entwicklungs-Rahmen	– Aktivierung nationaler CDM Projektentwickler – Erstellung der PDDs im Inland
Sicherung der Nachhaltigkeit der CDM Kapazität	– Öffentlich-private Gesellschaften zum Daten- und Wissensmanagement für die Erleichterung der PDD Erstellung – Lösen finanzieller Probleme von CDM Strukturen

Quelle: (Babu u. Michaelowa 2003)

8.6 CDM in Vietnam und Thailand

Vietnam gründete 2003 die DNA mit Unterstützung des CD4CDM Fonds und initiierte ein weitreichendes Informationsprogramm zur Bekanntmachung des CDM bei potenziellen Interessengruppen. Derzeitig verfügt Vietnam über zwei konkrete CDM Projekte, welche sich beide in der Validierungsphase befinden (UNFCCC 2005). Eines dieser beiden Projekte ist ein Großprojekt zur Reduktion der Emissionen bei der Gasabfackelung am Rang Dong Ölfeld, von dem eine jährliche durchschnittliche Reduktionsmenge von 677 Mio.t_{CO_2} erwartet wird. Das Projekt wurde bereits im Jahr 2001 begonnen, was Grund für Verzögerungen des Validierungsprozesses durch die DOE ist, da das Projekt im Konflikt mit Kriterium der Zusätzlichkeit steht. Das zweite Projekt ist ein Klein-CDM-Projekt an einer Kautschukfabrik zur anaeroben Abwasserbehandlung und der anschließenden Biogas-Energiegewinnung. Diese Maßnahme vermeidet jährlich ca. 9500 Tonnen CO_2. Weitere Projekte sind in Planung, für die teilweise schon PDDs erstellt worden sind. (Point Carbon 2005a) Ein Katalog potenzieller CDM Projekte wurde vom vietnamesischen Ministerium für Natürliche Ressourcen und Umwelt angefertigt, welcher neben 9 Wasserkraftanlagen ebenfalls zwei Biomasse-Direktverbrennunsanlagen (jeweils 3 MW aus Reishülsen) und eine Biogasanlage beinhaltet (MONRE 2005). Laut Einschätzung von Analysten wird das vietnamesische CDM Potenzial auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien als mittelmäßig eingestuft (Point Carbon 2005a).

In Thailand verlief die Entwicklung der nationalen institutionellen Instanzen eher zögerlich. Nach anfänglichen Einwänden gegen die Teilnahme am CDM änderte die Regierung ihren Standpunkt und gründete im Jahr 2004 die DNA. Aus Sicherheitsgründen hat die thailändische Regierung ein aufwendiges Verfahren für die nationale Bewilligung der Projekte erlassen, welches die Anmeldung der Projekte relativ komplex gestaltet. Das erste CDM Projekt, welches derzeitig zur Genehmigung beim CDM Executive Board vorliegt, ist eine 22 MW Biomasseanlage (Reishülsen). Darüber hinaus sind weitere CDM Projekte geplant, die sich hauptsächlich auf Biomassenutzung konzentrieren. (Point Carbon 2005b; CD4CDM 2005) Hinsichtlich der thailändischen Fördermaßnahmen für erneuerbare Technologien könnte der Konflikt zur Maßgabe der Zusätzlichkeit bestehen. Dies betrifft in erster Linie SPP Projekte zur Bagasse- und Reishülsenverwertung sowie kleinere Wasserkraftanlagen, die durch den ENCON Fonds gefördert werden (vergleiche Kapitel 7.2.1). Diese Anlagen können unter den gewährten Einspeisetarifen wirtschaftlich betrieben werden. Nach dem derzeitigen Reglement steht somit

der CDM für diese Projekte nicht zur Verfügung. Andere erneuerbare Anlagen (z.B. VS-REPPs) könnten den CDM als Finanzierungsmittel nutzen, jedoch sind Transaktionskosten und CDM Nutzen gegeneinander aufzuwiegen.

8.7 Fazit

Der CDM stellt für erneuerbare Energieprojekte in Entwicklungsländern eine zusätzliche Finanzierungsquelle dar. Biomasseanlagen sind besonders vorteilhaft, da sie zum einen Methangasemissionen biogener Reststoffe (z.B. Klärschlämme und Bagasseabfälle) vermeiden und zusätzlich durch Elektrizitätserzeugung CO_2 Emissionen an fossilen Kraftwerken einsparen. Biomasseprojekte sind vorzugsweise Klein-CDM-Projekte, welche von einem vereinfachten Reglement profitieren. Die Attraktivität von CDM Projekten richtet sich entscheidend nach dem Preis für die generierbaren Zertifikate. Werden Fondsgesellschaften eingebunden, liegt der Zertifikatepreis zwischen 3 und 5 US$, wohingegen durch den Verkauf am europäischen Emissionshandelssystem zu derzeitigen Stand bis zu 17 € je Zertifikat erlöst werden können. Im Vergleich zu den Einnahmen aus der Elektrizitätserzeugung sind die Erlöse aus dem Verkauf der Zertifikate eher gering (7 bis 10%)[114]. Haupthindernis auf Projektebene sind hohe CDM-spezifische Transaktionskosten, die für Klein-Projekte auf hohe Kosten für die Erstellung der Projektunterlagen und die Überprüfung und Zertifizierung des Projektes durch externe Gutachter zurückzuführen sind. Die Erbringung der PDDs und der Gutachten im Gastgeberland (also im Entwicklungsland) ist eine Möglichkeit diese Kosten zu senken. Konfliktpotenzial besteht in der methodischen Ausgestaltung der CDM Richtlinien. CDM Projekte müssen das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllen, was theoretisch impliziert, dass (staatlich) geförderte Umweltprojekte keine CDM Zulassung erhalten dürften. Dies kann den Ausbau nationaler Förderinstrumente in Entwicklungsländern behindern. Dieser „perverse“ Anreizmechanismus muss durch entsprechende Korrekturen im CDM Reglement aufgehoben werden. Trotz aller Vorteile, die CDM mit sich bringen kann, entscheiden die Marktzugangsvoraussetzungen für erneuerbare Energien über den Erfolg der neuen Technologien; Staaten, die ihren Markt für neue Erzeuger geöffnet haben, schaffen damit auch optimalere Bedingungen für CDM-Projektentwickler (Rogat u. a. 2003).

9 Zusammenfassung

Diese Arbeit zeigte ein breites Spektrum an Barrieren für die Integration erneuerbarer Energien, speziell Biomasse, im südostasiatischen Raum. Es wurden technische und institutionelle Probleme identifiziert sowie Marktbarrieren für erneuerbare Energien in den betrachteten Staaten aufgezeigt.

Der Rohstoff Biomasse stellt sowohl für Thailand als auch für Vietnam zweit wichtigste erneuerbare Ressource dar, nach der Wasserkraft. Großes Potenzial besteht in der Nutzung von Ernterückständen (Bagasse, Reishülsen und Reste aus der Ölpressung). Die Verfügbarkeit von fester Biomasse wird durch hohe Kosten des Transports eingeschränkt, welche die Ursache für eine bevorzugte Ansiedlung von Biomassekraftwerken an der nahrungsmittelproduzierenden Industrie (Zucker- und Reismühlen) ist. Weiteres Potenzial besteht in der Nutzung gasförmiger Biomasse an Tierfarmen und Kläranlagen. In Summe könnten in Thailand 1400 MW und in Vietnam 400 MW in Form von Biomasseanlagen installiert werden.

[114] bei einem Zertifikatepreis von 5 US$, einem Stromvergütungspreis von 3 bis 4,4 USct/kWh und einer vermiedenen Emissionsmenge von 600 kg_{CO-2}/MWh

Technische Hindernisse können in Entwicklungs- und Schwellenländern existieren, wenn Kraftwerksanlagen nicht im eigenen Land hergestellt werden und Kraftwerksequipment aus dem Ausland bezogen werden muss, was nicht zuletzt zu einer hohen Kostenbelastung führt. Für die Verwertung von Ernterückständen kommen in erster Linie Biomasse-Direktverbrennungsanlagen zum Einsatz. Diese Erzeugungsanlagen sind technisch ausgereift und werden von Anlagenherstellern in Thailand und Vietnam angeboten. In Zukunft wird die Vergasung von Biomasse und die anschließende Verbrennung in Biogas-Gasturbinen an Bedeutung gewinnen. Zur Zeit befinden sich diese Systeme noch in der Entwicklungsphase. Derzeitig wird gasförmige Biomasse hauptsächlich in Dieselmotoren verbrannt.

Bis auf wenige Ausnahmen sind Biomasseanlagen, und allgemein erneuerbare Technologien, durch hohe Investitionskosten gekennzeichnet, wodurch im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken hohe Stromgestehungskosten verursacht werden. Darin liegt der Hauptgrund für die eher zögerliche Integration erneuerbarer Energien. Ausnahme bilden Anlagen an äußerst begünstigten Standorten mit Investitionskosten von maximal 1100 US$ und sehr geringen Biomassebezugspreisen (z.B. an der Nahrungsmittelindustrie). Ökonomisch vorteilhaft ist außerdem die Substitution von Diesel durch Gas aus Biomasse, woraus ein hoher Wert bei der netzunabhängigen Energiebereitstellung erwächst. Weder in Thailand noch in Vietnam bestehen größere Potenziale nicht elektrifizierte Gemeinden auf diese Weise mit Strom zu versorgen.

Barrieren für erneuerbare Technologien existieren ebenfalls durch Verzerrungen der Stromgestehungskosten konventioneller Erzeuger, einerseits durch staatliche Subventionen fossiler Brennstoffe und andererseits durch Vernachlässigung von Umweltaspekten bei der Kostenerhebung. Ein Anstieg der Preise fossiler Rohstoffe wie in den vergangenen Jahren begünstigt die ökonomische Vorteilhaftigkeit erneuerbarer Energien, vorausgesetzt die Gestehungskosten konventioneller Erzeuger spiegeln diesen Preisanstieg wider. Der überragende Wert erneuerbarer Energieträger gegenüber konventionellen Kraftwerken liegt in ihren geringen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt. Umweltkosten werden heutzutage vom Energiepreis nur ungenügend reflektiert, so dass eine umweltfreundliche Energieerzeugung kaum gewürdigt wird. Die Berücksichtigung von Umwelteffekten in der Kostenrechnung auf dem Energiesektor würde die Position erneuerbarer Technologien gegenüber älteren fossilen Anlagen entscheidend verbessern. Wie jedoch in dieser Arbeit festgestellt wurde, können modernste Kohlekraftwerke und Gas- und Dampfturbinenanlagen im Vergleich zu Biomasse-Direktverbrennungsanlagen auch im neuen Preissystem (auf Basis gesellschaftlicher Kosten) Strom zu geringeren Kosten erzeugen. Obwohl die Biomasse-Energieerzeugung CO_2 neutral erfolgt, resultieren aus dem Ausstoß von Feinstaub Umweltkosten, die zusätzlich zu den hohen Investitionskosten Ursache für hohe gesellschaftliche Stromgestehungskosten sind.

Ziel der Umweltpolitik muss es nun sein, den Umweltnutzen auf den Elektrizitätsmarkt zu übertragen und umweltfreundliche Technologien mit geeigneten Instrumenten zu fördern. Bestrebungen der Internalisierung der externen Kosten existieren derzeitig in den Staaten der EU. Breite Anwendung fanden in der Vergangenheit auch Umweltgutschriften für Energie aus erneuerbaren Quellen. Instrumente zur Unterstützung wurden bislang nur in fortschrittlichen Entwicklungs- und Schwellenländern angewandt. Dieser Mangel an notwendigen Fördermaßnahmen beschränkt die Marktdurchdringung erneuerbarer Technologien. Ebenso wichtig wie eine adäquate Förderung ist Schaffung von Rahmenbedingungen, die erneuerbaren Erzeugern den Marktzugang gewährleisten. Der Wandel von einer monopolistischen zu einer liberalisierten Marktstruktur reduziert einerseits staatliche Einflussmöglichkeiten und motiviert andererseits neue private Erzeuger, die bei entsprechenden Fördermitteln erneuerbare Technologien nutzen. Die verstärkte Kostenorientierung und das Interesse der privaten

Erzeuger an kurzen Anlagenamortisationszeiten stellen jedoch einen Nachteil der Liberalisierung in Bezug auf einen umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energien dar.

In Thailand existiert ein festes Reglement für die Einbindung privater Kleinerzeuger (SPPs), welches auch für erneuerbare Erzeuger gilt. Durch das Regelwerk wird für die SPPs der Netzzugang gesichert sowie ein Vergütungstarif für die Stromeinspeisung festgeschrieben. Die Höhe des Tarifs erlaubt nur äußerst begünstigten Biomasseanlagen die Einspeisung in das Netz. Zur Förderung erneuerbarer Energien werden Subventionen je erzeugter Energiemenge gewährt, die im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens vergeben werden. Dabei stehen alle erneuerbaren Erzeuger im gegenseitigen Wettbewerb, was zur Folge hat, dass die Technologien gefördert werden, welche die geringsten Stromgestehungskosten erzielen können. Biomasse-Direktverbrennungsanlagen waren bei diesem Verfahren die bevorzugte erneuerbare Technologie. Kritik an den thailändischen SPP Rahmenbedingungen ist anzubringen, da Biomasseanlagen meist nur einen energiebasierten Vergütungspreis erhalten, wohingegen auch der Bereitstellung von Kraftwerksleistung in Form eines Leistungspreises Rechnung getragen werden sollte. Großes Risiko für Betreiber von Biomasseanlagen besteht in der Absicherung einer kontinuierlichen Rohstoffbeschaffung. Biomasse-Großlieferanten sollten durch Eigenkapitalanteile an die Biomasseanlage gebunden werden, da sie somit Anreiz zu einer stetigen Rohstoffversorgung erhalten. In Vietnam stehen erneuerbare Anlagenbetreiber bürokratischen Hindernissen gegenüber. Standardisierte Rahmenverträge existieren nicht, so dass aufwendige individuelle Verhandlungen mit dem Staatsunternehmen EVN notwendig sind. Die Integration erneuerbarer Energien ist auf Basis vermiedener Kosten anderer netzgebundener Erzeuger geplant, ohne dass externe Kosten der Elektrizitätserzeugung berücksichtigt werden. Für erneuerbare Technologien bedeutet dies ein sehr unvorteilhaftes Preisniveau für die Stromeinspeisung, da auch derzeitig keine allgemein gültigen Förderrichtlinien bestehen.

Für erneuerbare Energieprojekte in Entwicklungsländern stellt der Clean Development Mechanism eine zusätzliche Finanzierungsquelle dar, besonders für Biomasseprojekte, da diese neben CO_2 Emissionen fossiler Kraftwerke auch Methangasemissionen biogener Reststoffe vermeiden. Die Erträge aus CDM Projekten sind verglichen mit den Einnahmen aus dem Stromverkauf eher gering. Der Wert für ein CDM Emissionszertifikat beträgt zwischen 3 US$ bei Finanzierung durch einen Fonds und ca. 17 US$ beim Handel am Europäischen Emissionszertifikatemarkt. Beschränkungen bei der Durchführung bestehen durch hohe bis sehr hohe Transaktionskosten. Entwicklungsländer können zur Reduktion dieser Kosten beitragen, indem sie ausländische Partner bei der Suche nach potenziellen CDM Projekten unterstützen, behördliche Genehmigungsverfahren vereinfachen und die Etablierung von CDM Gutachtern im eigenen Land fördern, durch welche das Gros der Transaktionskosten verursacht wird. Der CDM kann jedoch den Ausbau erneuerbarer Energien in Entwicklungsländern behindern. Da streng genommen CDM Projekte durch keine anderen Maßnahmen gefördert werden dürfen, könnte die Implementierung nationaler Förderinstrumente für erneuerbare Energien gehemmt werden, um einheimischen Projekten die Teilnahme am CDM nicht zu verwehren. Auch wenn der CDM eine Reihe von Vorteilen in Bezug auf Finanzierung und Technologietransfer mit sich bringt, entscheiden letztendlich die Marktbedingungen über den Erfolg der erneuerbaren Technologien.

Weiterer Analysebedarf liegt auf dem Gebiet der Energiepflanzen, durch die weniger intensiv genutzte Landflächen bewirtschaftet werden könnten und gegebenenfalls auch im südostasiatischen Raum ein weiteres Biomassepotenzial erschlossen werden kann. Zudem wäre die Frage interessant, ob es ökonomisch sinnvoll ist, anfallende Biomasse als Pellets zu verarbeiten und über eine geeignete und kostenminimale Infrastruktur an Kohlekraftwerken als Kohlesubstitut einzusetzen.

Literatur

ADB 2004a
ADB: *Key Indicators 2004*. Asian Develoment Bank, 2004

ADB 2004b
ADB: *The Mekong Region: An Economic Overview*. Asian Develoment Bank, 2004

ADRF 2004
ADRF: *6th ADRF General Meeting: Asian Cohesion through Development Research 7. – 8. Juni 2004 in Bangkok*. Version: 2004. `http://adrf.trf.or.th/Proceedings.asp`. – Online–Ressource, Abruf: 2. Mai 2005. – Asian Development Research Forum

Amatayakul u. Greacen 2002
Amatayakul, W. ; Greacen, C. S.: *Thailand's Experiences with Clean Energy Technologies: Power Purchase Programs*. Version: 2002. `http://www.palangthai.org/en/docs/ThailandsCaseStudyJuly22.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 18. Jan. 2005. – National Energy Policy Office

APEC 2002
APEC: *APEC Energy Demand and Supply Outlook 2002*. Tokyo : Asia Pacific Energy Research Centre, 2002

ASEAN 2000a
ASEAN: *Thailand Biomass: Current and Planed Utilisation*. Version: 2000. `http://www.aseanenergy.org/pressea/thailand/biomass/curren_and_planned_%utilisation.htm`. – Online–Ressource, Abruf: 11. Dez. 2004

ASEAN 2000b
ASEAN: *Vietnam Biomass Prospects*. Version: 2000. `http://www.aseanenergy.org/pressea/vietnam/biomass/prospects.htm`. – Online–Ressource, Abruf: 11. Dez. 2004

ASEAN 2004a
ASEAN: *ASEAN Pressea: Vietnam - Country Profile*. Version: 2004. `http://www.aseanenergy.org/pressea/vietnam`. – Online–Ressource, Abruf: 22. Nov. 2004

ASEAN 2004b
ASEAN: *The Power Development Plan in Vietnam*. Version: 2004. `http://www.aseanenergy.org/energy_sector/electricity/vietnam/power_dev_%vietnam.htm`. – Online–Ressource, Abruf: 30. Jan. 2005

ASEAN 2005
ASEAN: *Pressea - Thailand - Biomass - Suppliers*. Version: 2005. `http://www.aseanenergy.org/pressea/thailand/biomass/suppliers.htm`. – Online–Ressource, Abruf: 3. Juni 2005

Babu u. Michaelowa 2003
Babu, N Yuvaraj D. ; Michaelowa, Axel: *Removing Barriers for Renewable Energy CDM Projects in India and Building Capacity at the State Level*. Hamburg : Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv, 2003

Balce 2002a
Balce, G.: *Enhancing the Power Supply Infrastructure of Southeast Asia*. Version: 2002. `http://www.aseanenergy.org/download/papers/2002/enhancing_power-gr_balc%e.zip`. – Online–Ressource, Abruf: 21. Feb. 2005. – ASEAN

Balce 2002b
Balce, G.: *Renewable Energy Utilization in the ASEAN*. Manila : ASEAN, 2002

Balce 2003
Balce, G.: *Vietnam in Southeast Asia's Energy Scene*. Presentation at Asia Society's Asian Corporate Conference; Hanoi : ASEAN, 2003

BCSE 2004
BCSE: *Increasing Energy Access in Developing Countries: The Role of Distributed Generation*. Washington, DC : Business Council for Sustainable Energy, 2004

Beck u. Martinot 2004
Beck, F. ; Martinot, E.: *Renewable Energy Policies and Barriers*. Version: 2004. `http://www.martinot.info/Beck_Martinot_AP.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 3. Dez. 2004. – Academic Press/Elsevier Science

Bernstein u. a. 1999
Bernstein, M. ; Bromley, P. ; Hagen, J. ; Hassel, S. ; Lempert, R. ; Munoz, J. ; Robalino, D.: *Developing countries and Global climate change*. Version: 1999. `http://www.pewclimate.org/document.cfm?documentID=233`. – Online–Ressource, Abruf: 2. Nov. 2004. – Pew Center on Global Climate Change

BMU 2000
BMU: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2000

BMU 2001
BMU: *Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2001

BMU 2003
BMU: *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2003

BMU 2005
BMU: *Der globale Ausbau der erneuerbaren Energien - die internationalen institututionellen Rahmenbedungungen*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2005

CD4CDM 2005
CD4CDM: *CDM Pipeline Overview*. Version: 2005. `http://www.cd4cdm.org/Publications/CDMpipeline.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 12. Juni 2005

Chungsangunsit u. a. 2004
Chungsangunsit, Thipwimon ; Gheewala, Shabbir H. ; Patumsawad, Suthum: *Environmental Assessment of Electricity Production from Rice Husk: A Case Study in Thailand*. Version: 2004. `http://www.cogen3.net/doc/countryinfo/thailand/EnvironmentalAssessmentE%lectricityProduction.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 22. März 2005. – Cogen3

Coelho u. a. 2000
Coelho, Suani T. ; Bolognini, Marly F. ; Paletta, Carlos E. ; Guardabassi, Patricia M.: *Evaluation of Externalities in Sugarcane-origin Cogeneration Process in Brazil*. Version: 2000. `http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2000/TRABALHOS-EVENTOS-2000/S%uani2000-conference.PDF`. – Online–Ressource, Abruf: 31. März 2005. – IEE Sao Paulo

DOE 2004
DOE: *An Energy Overview of the Kingdom of Thailand.* Version: 2004. http://www.fe.doe.gov/international/Eastasia_and_Oceania/thaiover.html. – Online–Ressource, Abruf: 19. Nov. 2004. – Department of Energy of the Unites States

Drillisch 2004
Drillisch, Jens: *Energy-policy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies.* Eschborn : Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, 2004

EC 2003
EC: *External Costs - Research results on socio-environmental demages due to electricity and transport.* Version: 2003. http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/externe_en.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 12. März 2005. – Europäische Kommission

EC 2004
EC: *Eine neue Partnerschaft mit Südostasien.* Brüssel : Europäische Kommision, 2004

ECA 2002
ECA: *Emerging Lessons in Private Provisition of Rural Infrastructure Services.* London : Economic Consulting Associates / World Bank Institute, 2002

EEX 2005
EEX: *Terminmarktpreise für Europäische Emissionszertifikate.* Version: 2005. http://www.eex.de/co2_index/carbonindex.xls. – Online–Ressource, Abruf: 9. Juni 2005. – European Energy Exchange

EGAT 2003
EGAT: *Average Energy Sales Price.* Version: 2003. http://pr.egat.co.th/prweb/new/pdf/averageEnergy-2002.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 1. Juni 2005. – Electricity Generating Authority of Thailand

EIA 2004
EIA: *Country Analysis Briefs - Vietnam.* Version: 2004. http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/vietnam.html. – Online–Ressource, Abruf: 2. März 2005. – Energy Information Agency

EPRI 1998
EPRI: *Economic and Risk Evaluation of the Brazil Biomass Integrated Gasification-Gas Turbine Demonstration Project.* Version: 1998. http://www.worldbank.org/html/fpd/em/biomass/igcc_appendix.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 10. Mai 2005. – Electric Power Research Institute

EPRI 2004
EPRI: *The EU Emissions Trading Scheme.* Version: 2004. http://www.natsource.com/uploads/news/final%20EU%20ETS%20report.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 23. März 2005. – Electric Power Research Institute

ESMAP 2002
ESMAP: *Vietnam: Renewable Energy Action Plan.* Washington, DC : World Bank, 2002

EVN 2005
EVN: *Rural Electric Uses.* Version: 2005. http://www.evn.com.vn/Content_e.asp. – Online–Ressource, Abruf: 12. April 2005. – Electricity of Vietnam

EWEA 2004
EWEA: *Wind Energy - The Facts, Vol. 2.* Version: 2004. http://www.offshore-wind.de/media/article000311/ewea.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 15. Nov. 2004. – European Wind Energy Association

FAO 2004a
FAO: *Asia's women in agriculture, environment and rural production.* Version: 2004. http://www.fao.org/sd. – Online–Ressource, Abruf: 13. Dez. 2004. – Food and Agriculture Organization of the United Nations

FAO 2004b
FAO: *Major Food and Agricultural Comodities and Products.* Version: 2004. http://www.fao.org/es/ess/top/country.jsp. – Online–Ressource, Abruf: 13. Dez. 2004. – Food and Agriculture Organization of the United Nations

Fujitomi 2004
Fujitomi, Masaharu: *APEC Energy Outlook and Security Issues.* Version: 2004. http://www.ieej.or.jp/aperc/pdf/APERC_EMM.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 4. Juni 2005. – Asia Pacific Energy Research Centre

GEF 2000
GEF: *Thailand: Removal of Barriers to Biomass Power Generation and Co-generation in Thailand.* Version: 2000. http://www.gefweb.org/Documents/Project_Proposals_for_Endorsem/PP_Archi%ves/Thailand_Biomass.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 7. Mai 2005. – Global Environment Facility

GEF 2001
GEF: *Vietnam: System Efficiency Improvement, Equitization and Renewables (SEER) Project – Renewables Components.* Version: 2001. http://www.gefweb.org/Documents/Council_Documents/GEF_C18/Vietnam_Syste%m_Efficiency_Improvement.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 21. März 2005

GEF 2002
GEF: *GEF Roundtable on Sustainable Energy.* New York : Global Environment Facility, 2002

Goldemberg 2000
Kapitel 10 Rural Energy in Developing Countries. In: Goldemberg, José: *World Energy Assessment: Energy and the Callange of Sustainabliity.* New York : UNDP, 2000, S. 367–389

de Gouvello u. Coto 2003
Gouvello, Christohe de ; Coto, Oscar: *CDM Transaction Costs and Carbon Finance Impact on Small CDM Energy projects.* Washington, DC : Prototype Carbon Fund, 2003

Grover u. Mishra 1996
Grover, P. D. ; Mishra, S. K.: *Proceedings of the International Workshop on Biomass Briquetting (3.–6. April 1995 New Delhi, India).* Bangkok : Food and Agriculture Organization of the United Nations, 1996

GTZ 1999a
GTZ: *Biogas Digest - Volume I - Biogas Basics.* Version: 1999. http://www2.gtz.de/publikationen/isissearch/publikationen/details.aspx?%RecID=BIB-GTZ064283. – Online–Ressource, Abruf: 22. Feb. 2005. – Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit

GTZ 1999b
GTZ: *Biogas Digest - Volume III - Biogas Costs and Benefits and Biogas - Programme Iplementation.* Version: 1999. http://www.gtz.de/de/dokumente/en-biogas-volume3.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 13. Feb. 2005. – Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit

GTZ 2005
GTZ: *Fuel Prices in ASEAN Countries.* Version: 2005. http://www.zietlow.com/docs/fuel%20prices%20ASEAN.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 14. Feb. 2005. – Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit

Hai 2002
Hai, Luu Thanh D.: *The Organization of the Liberalized Rice Market in Vietnam*, University of Groningen, Diss., 2002

Heck u. a. 2003
Heck, Thomas ; Hirschberg, Stefan ; Dones, Roberto: *Externalities of Energy Systems for Comprehensive Cost-Benefit Analysis with Focus on China.* Version: 2003. http://www.iea.org/textbase/work/2003/beijing/11hirs.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 11. Feb. 2005. – International Energy Agency

Hirschberg u. a. 2004
Hirschberg, Stefan ; Heck, Thomas ; Ganther, Urs ; Lu, Yongqi ; Spadaro, Joseph V. ; Turkenmüller, Alfred ; Zhao, Yihong: Health and environmental impacts of China's current and future electricity supply, with assiciated external costs. In: *International Journal Global Energy Issues* Vol. 22 (2004)

Hohmeyer 1989
Hohmeyer, Olav: *Soziale Kosten des Energieverbrauchs.* Berlin : Springer-Verlag, 1989

IEA 1997a
IEA: *Asia Electricity Study.* Paris : International Energy Agency, 1997

IEA 1997b
IEA: *Key Issues in developing Renewables.* Paris : International Energy Agency, 1997

IEA 1998
IEA: *Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables.* Paris : International Energy Agency, 1998

IEA 2001
IEA: *World Energy Outlook 2001.* Paris : International Energy Agency, 2001

IEA 2003
IEA: *Natural Gas Information.* Paris : International Energy Agency, 2003

IEA 2004a
IEA: *Energy Outlook 2004.* Paris : International Energy Agency, 2004

IEA 2004b
IEA: *International Energy Agency - Statistics.* Version: 2004. http://www.iea.org. – Online–Ressource, Abruf: 16. Nov. 2004

IEA 2005
IEA: *IEA Monthly Oil Market Report.* Version: 2005. http:\\www.oilmarketreport.org. – Online–Ressource, Abruf: 6. April 2005. – International Energy Agency

Johansson u. Goldemberg 2002
Johansson, Thomas B. ; Goldemberg, José: *Energy for Sustainable Development.* New York : UNDP, 2002

Kaltschmitt u. Hartmann 2001
Kaltschmitt, Martin ; Hartmann, Hans: *Energie aus Biomasse.* Berlin : Springer, 2001

Kammen u. a. 2003
Kammen, D. ; Bailis, R. ; Herzog, A.: *Clean Energy for Development and Economic Growth: Biomass and other Renewable Energy Options to Meet Energy and Development Needs in Poor Nations.* New York : UNDP, 2003

Karekezi u. a. 2004
Karekezi, S. ; Lata, K. ; Coelho, S. T.: *Traditional Biomass Energy.* Bonn : International Conference for Renewable Energies, 2004

Kartha u. Larson 2000
Kartha, Sivan ; Larson, Eric D.: *Bioenergy Primer.* New York : UNDP, 2000

KEEC 2004
KEEC: *Feasibility Study on Cogeneration Business in Thailand Utilizing the Bagasse and Rise Husk.* Version: 2004. `http://www.kobi.de`. – Online–Ressource, Abruf: 14. Nov. 2004. – Kansai Environmental Engineering Center Co., Ltd. (KEEC)

Koppe u. Juchelková 2003
Koppe, Klaus ; Juchelková, Dagmar: *Nutzung der Biomasse.* Technische Universität Dresden, Technische Universität Ostrawa, 2003

Lackmann 2002
Lackmann, Johannes: *The German Market Promotion Initiatives for Renewable Energies.* Version: 2002. `http://www.world-council-for-renewable-energy.org/downloads/WCRE_Lackma%nn.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 13. Juni 2005

Lamy u. a. 2002
Lamy, Marie-Laure ; Menanteau, Philippe ; Finon, Dominique: *The dynamic efficiency of instruments for stimulating the dissemination of renewable energy technologies.* Version: 2002. `http://web.upmf-grenoble.fr/iepe/textes/MLL_Aberdeen_02.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 20. Juni 2004. – Institut d'économie et de politique de l'énergie

Langniß 2003
Langniss, Ole: *A regulation to forster bulk electricity generation from renewable energies in South Africa.* Lund : Lund University, 2003

Lohsomboon 2004
Lohsomboon, Pongvipa: *Biomass Utilization in Thailand.* Version: 2004. `http://www.unit.aist.go.jp/lca-center/lca-activity/symposium/04_sympo/0%41028_paper/lohsomboon_oral.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 23. Feb. 2005. – Thailand Environment Institute

Malakul 2004
Malakul, Pomthong: *Overview of the Biomass Utilization in Thailand.* Version: 2004. `http://unit.aist.go.jp/lca-center/lca-activity/symposium/04_sympo/04102%8_paper/thailand_oral.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 24. Feb. 2005. – Research Center for Life Cycle Assessment

Markandya 1998
MARKANDYA, A.: *The indirect costs and benefits of greenhouse gas limitations.* Roskilde : UNEP Riso Centre, 1998

Martinot 2002
MARTINOT, E.: *Grid-Based Renewable Energy in Developing Countries: Policies, Strategies, and Lessons from GEF.* Berlin : World Renewable Energy Policy and Strategy Forum, 2002

Martinot 2004
MARTINOT, E.: *Global Renewable Energy Markets and Politics.* University of Maryland, 2004

Martinot u. a. 2002
In: MARTINOT, E. ; CHAUREY, A. ; LEW, D. ; MOREIRA, J. M. ; WAMUKONYA, N.: *Renewable Energy Markets in Developing Countries.* Bd. 27. Palo Alto : Annual Reviews, 2002, S. 309–348

Masuhr u. a. 1992
MASUHR, Klaus P. ; WOLFF, Heimfrid ; KEPPLER, Jan: *Die externen Kosten der Energieversorgung.* Stuttgart : Prognos, 1992

Menanteau u. a. 2001
MENANTEAU, Philippe ; FINON, Dominique ; LAMY, Marie-Laure: *Prices versus quantities: Environmental policies for promoting the development of renewable energy.* Grenoble : Institut d'économie et de politique de l'énergie, 2001

MNRE 2003
MNRE: *Viet Nam - Initial National Communication - Under the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Ha Noi : Socialistic Republic of Viet Nam, Ministry of Natural Resources and Environment, 2003

MONRE 2005
MONRE: *Vietnam CDM Project Pipeline.* Ha Noi : Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE), 2005

Müller-Pelzer 2004
MÜLLER-PELZER, Felicia: Konsolidierung der Additionality-Prüfung von CDM-Methodologien der Methanrückgewinnung und Stromerzeugung. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 28* (2004)

NEPO 1998
NEPO: *Pricing Incentives in a Renewable Energy Strategy, Thailand: Assessment of Environmental Externalities and Social Benefits of Renewable Energy Programme in Thailand.* Version: 1998. `http://www.eppo.go.th/encon/encon-D13-ThaiRecommend.doc`. – Online–Ressource, Abruf: 12. April 2005. – National Energy Policy Office

NEPO 2000a
NEPO: *Handbook Development and Construction: Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries.* Bangkok : National Energy Policy Office, 2000

NEPO 2000b
NEPO: *Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries.* Bangkok : National Energy Policy Office, 2000

NEPO 2003
NEPO: *Implementation Achievement during the Fiscal Year 2001 - Energy Conservation Promotion Fund.* Version: 2003. http://www.eppo.go.th/encon/encon-fund2001.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 8. März 2005. – National Energy Policy Office

NetMeter 2005a
NetMeter: *Regulations for the Purchase of Power from Very Small Renewable Energy Power Producers.* Version: 2005. http://netmeter.org/en/regs/commercial. – Online–Ressource, Abruf: 1. Juni 2005

NetMeter 2005b
NetMeter: *Sample Tariff Calculation in case of using Net-energy calculation.* Version: 2005. http://www.netmeter.org. – Online–Ressource, Abruf: 1. Juni 2005

Oberheitmann u. a. 2002
Oberheitmann, A. ; Haupt, G. ; Oeljeklaus, G.: *Projektbezogene Instrumente des Kyoto Protokolls - Methodologische, technische und ökonomische Aspekte von JI und CDM.* VDI Berichte 1725, Düsseldorf : VDI, 2002

OECD 1998
OECD: *Projected Costes of Generating Electricity.* Paris : Organsisation for Economic Co-Operation and Development, 1998

OECD 2002a
Kapitel M. Vidris: How to Use Internalisation of Externalities in Policy Making? In: OECD: *Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach.* Paris : Organsisation for Economic Co-Operation and Development, 2002, S. 195–234

OECD 2002b
Kapitel F. Koch: Hydropower - Internalised Costs and Externalised Benefits. In: OECD: *Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach.* Paris : Organsisation for Economic Co-Operation and Development, 2002, S. 131 – 139

OECD 2002c
Kapitel A. Rabl, J. Spadaro: The ExternE Project: Methodology, Objectives and Limitations. In: OECD: *Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach.* Paris : Organsisation for Economic Co-Operation and Development, 2002, S. 47 – 62

OECD 2002d
Kapitel D. Pearce: Energy Policy and Externalities: An Overview. In: OECD: *Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach.* Paris : Organsisation for Economic Co-Operation and Development, 2002, S. 23–44

Oliver u. a. 2001
Oliver, Terry ; Lew, Debra ; Redlinger, Robert ; Prijyanonda, Chainuwat: Global energy efficiency and renewable energy policy options and initiatives. In: *Energy for Sustainable Development 2/2001* (2001)

Owen 2004
Owen, Anthony: Environmental Externalities, Market Distortions and the Economics of Rnewable Energy Technology. In: *The Energy Journal, Vol. 25 No.3* (2004)

Point Carbon 2005a
Point Carbon: *CDM Country Report: Vietnam.* Version: 2005. http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=4561&categoryID=291&pr%intMe=1. – Online–Ressource, Abruf: 12. Juni 2005

Point Carbon 2005b
Point Carbon: *Khorat, Thailand, Electricity from wastewater methane.* Version: 2005. http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=5602. – Online–Ressource, Abruf: 13. Juni 2005

Quyen u. a. 2003
Kapitel 13: Renewable Energy for rural areas: Viet Nam. In: Quyen, N. H. ; Khoi, P. H. ; Dan, N. Q. ; Minh, L. T.: *Sharing Innovative Experiences Vol. 8.* New York : UNDP, 2003, S. 96 – 106

Rafaj u. Kypreos 2003
Rafaj, Peter ; Kypreos, Socrates: *Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL Model.* Version: 2003. http://www.etsap.org/worksh_6_2003/2003P_rafaj.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 28. Jan. 2005. – Paul Scherrer Institut

Resch u. a. 2003
Resch, Gustav ; Auer, Hans ; Stadler, Michael ; Huber, Claus ; Nielsen, Lars H. ; Twidell, John ; Swider, Derk J.: *Dynamics and basic interactions af RES-E with the grid, switchable loads and storage, Work Package 1.* Version: 2003. http:\\www.greennet.at. – Online–Ressource, Abruf: 29. April 2004. – Energy Economics Group

RIET 2003
RIET: *New and Renewable Energy Opportunities for Electricity Generation in Vietnam.* Singapore : Regional Institute of Environmental Technology, 2003

Rogat u. a. 2003
Rogat, Jorge ; Pacudan, Romeo ; WilsonWasike: *The Clean Development Mechanism and Power Sector Reforms in Developing Countries.* Version: 2003. http://www.risoe.dk/konferencer/energyconf/presentations/rogat.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 12. Mai 2005. – Riso National Laboratory

RWE 2002
RWE: *World Energy Report 2002.* Essen : Energy Working Group of RWE, 2002

RWE 2003
RWE: *World Energy Report 2003.* Essen : Energy Working Group of RWE, 2003

Schiffer 2002
Schiffer, Hans-Wilhelm: *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland.* Köln : TÜV Rheinland, 2002

Schleisner 1998
Schleisner, L.: *Review of Externality Valuation.* Version: 1998. http://www.eppo.go.th/encon/encon-D04-ExternalityReview.doc. – Online–Ressource, Abruf: 13. Nov. 2004. – Riso National Laboratory

Sellers 2005
Sellers, Rick: *Leiter der Abteilung erneuerbare Energien der IEA, persönlicher Kontakt Carbon Expo Köln 12. Mai 2005.* 2005

Shrestha u. a. 2004
Shrestha, R. M. ; Kumar, S. ; Todoc, M. J. ; Shama, S.: *Institutional Reforms and their Impact on Rural Electrification: Case Studies in South and Southeast Asia.* Roskilde : Global Network on Energy for Sustainable Development, 2004

Shrestha u. Leferve 2001
SHRESTHA, Sameer ; LEFERVE, Thierry: *Estimation of External Cost associated with Electricity Generating Options in Thailand using simplified Methodologies.* Version: 2001. http://apec-egcfe.fossil.energy.gov/Thai%20Seminar_2000/3-2%20S_Shresth%a.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 23. April 2005. – APEC

Siebert 2000
SIEBERT, Horst: *The economics of international environmental problems.* Tübingen : Institut für Weltwirtschaft Kiel, 2000

Srisovanna 2002
SRISOVANNA, P.: Thailand Energy Situation. In: *Präsentation auf dem COGEN 3 Seminar am 20. August 2002 in Shangri* (2002)

Stoft 2002
STOFT, Steven: *Power System Economics.* New York : Wiley, 2002

Straßburg 2002
STRASSBURG, W.: *Ji- und CDM-Projekte eines EVU am Beispiel der RWE AG.* VDI Berichte 1725, Düsseldorf : VDI, 2002

Thomas 2002
THOMAS, F. C.: *Defining and Reducing Transaction Costs Associated with JI and CDM.* VDI Berichte 1725, Düsseldorf : VDI, 2002

Tjaroko 2004
TJAROKO, S.: *Instruments for Promoting RES in South East Asia Emphasized on RC-ASEAN Energy Facility (EAEF).* Version: 2004. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/tjaroko.pdf. – Online–Ressource, Abruf: 30. Mai 2005. – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Todoc u. a. 2003
TODOC, Jessie L. ; CAZELLES, Pierre ; ALEXANDRE, Jean-Marc ; LEFERVRE, Thierry ; SCHINDLER, Susanne: Project Structure and Financing of Green IPPs in SEA. In: *GrIPP-Net News 3/2003* (2003)

Turkenburg 2000
Kapitel 7 Renewable Energy Technologies. In: TURKENBURG, Wim C.: *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability.* New York : UNDP, 2000, S. 219 – 272

Tuyen u. Michaelowa 2004
TUYEN, Tran M. ; MICHAELOWA, Axel: *CDM Baseline Construction for Vietnam National Electricity Grid.* Hamburg : Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv, 2004

UBA 2000
UBA: *Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes.* Version: 2000. http://www.umweltdaten.de/luft/vorschriften/national/13BImSchV_Text.pdf%. – Online–Ressource, Abruf: 17. März 2005

UNEP 2004a
UNEP: *CDM Information and Guidebook.* Roskilde : UNEP Riso Centre, 2004

UNEP 2004b
UNEP: *Legal Issues Guidebook to the Clean Development Mechanism.* Roskilde : UNEP Riso Centre, 2004

UNFCCC 2005
UNFCCC: *Project Activities: Validation.* Version: 2005. `http://www.cdm.unfccc.int/Projects/Validation`. – Online–Ressource, Abruf: 29. Juni 2005

WBGU 2003
WBGU: *Über Kioto hinaus denken - Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert.* Berlin : Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung - Globale Umweltveränderungen, 2003

WEC 2001
WEC: *Pricing Energy in Developing Coutries.* London : World Energy Council, 2001

Williams u. Larson 1996
Williams, R. H. ; Larson, E. D.: *Biomass Gasifier Gas Turbine Power Generating Technology.* Princeton : Princeton University, 1996

Wohlgemuth u. Madlener 2000
Wohlgemuth, Norbert ; Madlener, Reinhard: *Financial Support of Renewable Energy Systems: Investment vs. Operating Cost Subsidies.* Version: 2000. `http://www.cepe.ethz.ch/download/staff/reinhard/madwoh_bergen2000_heade%r.pdf`. – Online–Ressource, Abruf: 3. Dez. 2004

Ehrenwörtliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe sowie die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken als solche kenntlich gemacht habe.

Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt noch in irgend einer Weise veröffentlicht.

Dresden, 11. Juli 2005 Tom Kober

Nutzungsrecht

Hiermit erteile ich der TU Dresden ein einfaches, zeitlich unbegrenztes, unwiderrufliches und übertragbares Nutzungsrecht für beliebige Medien, sowohl für schutzfähige Ergebnisse, als auch für urheberrechtliche schutzfähige Programme. Die Weiterreichung der Nutzung an Dritte bedarf der Zustimmung des betreuenden Hochschullehrers.

Dresden, 11. Juli 2005 Tom Kober