IPP-Report

Max-Planck-Institut
für Plasmaphysik

Alexander Albrecht

Der Energiemarkt und dessen techno-ökonomische Modellierung – Potentiale zukünftiger Technologien

IPP 16/3
Oktober 2004

Der Energiemarkt und dessen techno-ökonomische Modellierung – Potentiale zukünftiger Technologien

Interdisziplinäre

Diplomarbeit

im Fach Innovationsökonomik

Themensteller: Prof. Dr. Horst Hanusch

Betreuer: Dr. Andreas Pyka

Dr. Thomas Hamacher

vorgelegt von: Alexander Albrecht
Matrikelnummer 648096
Marconistraße 10
86179 Augsburg
0821/ 8154492

alex_albrecht@arcor.de

Abgabetermin: 29. März 2004

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis IV
Abkürzungsverzeichnis VII
Abbildungsverzeichnis IX
Wirtschaftswissenschaftliches Symbolverzeichnis XI
Naturwissenschaftliches Symbolverzeichnis XII
Energieeinheiten und Umrechnungen XIII
1 Vorwort und Aufbau der Arbeit 2
2 Energie und ihre Facetten 3
2.1 Begriffsbestimmung und Formen von Energie 4
2.2 Energie aus naturwissenschaftliche Sicht – Erscheinungsformen der Energie 6
2.2.1 Die Hauptsätze der Thermodynamik 8
2.3 Energie aus technischer Sicht 9
2.4 Energie aus ökonomischer Sicht 12
2.5 Besonderheiten der Energiemärkte 13
2.6 Trends im Energiemarkt und wichtige Ergebnisse 15
3 Energieträger und Umwandlungssektoren 16
3.1 Fossile Primärenergieträger 17
3.1.1 Primärenergieträger Kohle 18
3.1.2 Primärenergieträger Erdöl 22
3.1.3 Primärenergieträger Erdgas 26
3.1.4 Schlussfolgerungen Fossile Energieträger 30
3.2 Kernenergie 31
3.2.1 Kernspaltung 32
3.2.2 Kernfusion mit magnetischem Einschluss 35
3.3 Erneuerbare, regenerative Energien 39
3.3.1 Windkraft 40
3.3.2 Wasserkraft 42
3.3.3 Biomasse 44
3.3.4 Solare Energie 45
3.3.4.1 Photothermik (Solarwärme) 46
3.3.4.2 Photovoltaik (Solarstrom) 49
3.4 Schlussfolgerungen: erneuerbare Energien 53
3.5 Neue Konzepte: Wasserstoff und die Brennstoffzelle 55
4 Energieökonomik 60
4.1 Energiesysteme – Ein Vergleich mit Blick auf die Kostenstrukturen 61
4.1.1 Investitionskosten 62
4.1.2 Stromgestehungs- und Grenzkosten 63
4.1.3 Erntefaktoren 65
4.2 Energiesysteme – Ein Vergleich mit Blick auf die Nachhaltigkeit 66
4.2.1 Nachhaltige Entwicklung 66

4.2.2 LCA - Emissionen der unterschiedlichen Energiesysteme 68
4.2.2.1 Gesundheitsgefährdende Emissionen und Strahlungen.....68
4.2.2.2 Klimaschädliche Emissionen und der Treibhauseffekt 70
4.2.3 Externe Kosten im Energiesektor.....73
4.2.4 Technische Optionen zur Minderung der Kohlendioxidemissionen.....76
4.2.5 Schlussfolgerungen 78
4.3 Energie aus Sicht der Innovationsökonomik – Der technische Fortschritt.....80
4.3.1 Technischer Fortschritt und Nachhaltigkeit 80
4.3.2 Energieinventionen.....83
4.3.3 Energieinnovationen aus Sicht der Evolutorik/ Neo-Schumpeterianik.....84
4.3.4 Backstop-Technologien und die Hotelling-Regel 85
4.3.5 Technologie-Diffusion im Energiemarkt 88
4.4 Substitutionsmechanismen im Energiemarkt 91
4.5 Energie, technischer Fortschritt und Wirtschaftswachstum 92
5 Energieökonomik - Die Energienachfrage 95
5.1 Energienachfrage, wirtschaftliche Entwicklung und Energiepreise.....95
5.2 Energienachfrage und Strukturwandel 97
5.3 Determinanten der Energienachfrage 98
5.3.1 Der Energiepreis.....98
5.3.2 Globales Wirtschaftswachstum 99
5.3.3 Bevölkerungswachstum 100
5.4 Schlussfolgerungen.....101
6 Energiemodelle 103
6.1 Energiemodellarten: Top-down vs. bottom-up.....103
6.2 Weitere Unterscheidungen.....105
6.3 Umfassende Energiemodelle und Fazit 106
7 TIMES 108
7.1 Einleitung und Einordnung des Modells 108
7.2 Vorgehensweise und Abbildung des Energiesystems 110
7.3 Beschreibung des Energiesystems: Das RES und seine Komponenten 111
7.3.1 Processes und Commodities.....112
7.3.2 Input: Sets und Parameter 113
7.3.3 Zeithorizont, zeitliche Auflösung und Indexierung 115
7.3.3.1 Zeitfenster.....116
7.3.3.2 Alterungsprozesse (Vintaging).....117
7.3.4 Regionale Aufteilung 118
7.3.5 Commodities und Prozesse – eine genauere Betrachtung.....119
7.3.6 Einheiten und Diskontraten.....122
7.4 Output 124
7.4.1 Gleichungen 124
7.4.2 Variablen 125
7.5 Die (Neoklassische) Zielfunktion 126
7.5.1 Unterscheidung der Investitionsarten.....128
7.5.2 Güterpartialmarktgleichgewicht und elastische Nachfrage.....131
7.6 Zusammenfassung der techno-ökonomischen Implementierungen in TIMES .132
7.7 Grundlegende Annahme der Neoklassik in TIMES 133

8 TIMES – Eine kritische Würdigung 135
8.1 Marktstrukturen 136
8.2 Neoklassische Grundannahmen 137
8.2.1 Der homo oeconomicus und Risiko 137
8.2.2 Heterogene Akteure, Technologien und Energieträger 138
8.3 Die (Kosten-) Minimierung der Zielfunktion 141
8.4 Technischer Fortschritt und Innovationsprozess 142
8.4.1 Endogenous Technological Learning (ETL) 143
8.4.2 Diffusion und technologische Übergänge 145
8.5 Endogenisierung des technischen Fortschrittes in TIMES 146
9 Schlussfolgerungen und Fazit 150
Anhang 151
Literaturverzeichnis 155

Abkürzungsverzeichnis

AC	Durchschnittskosten (average costs)
ATP	Adenosin-Triphosphat
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BSZ	Brennstoffzelle
CDM	Clean-Development-Mechanism
CG	Commodity Group
CNG	compressed natural gas
COM	commodity
CUR	currency
DECT	Digital Enhanced Cordless Telecommunications
dwl	dead weight loss
EFOM	Energy Flow Optimisation Model
ELIFE	Ökonomische Lebensdauer
ETL	Endogenous Technological Learning
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme's
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
GAMS	General Algebraic Modelling System
GDP	Gross domestic product
GSM	Global System for Mobile Communications
GuD	(Kombinierte) Gas- und Dampf (-kraftwerke)
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
IAEA	Internationale Atomenergieagentur
IEA	International Energy Agency
IKS	Informations- und Kommunikationssysteme
IMF	International Monetary Fund
KI	Künstliche Intelligenz
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment
LNG	Liquified Natural Gas
LPG	Liquified Petroleum Gas
MARKAL	MARKet ALlocation

MC	Grenzkosten (marginal costs)
MESAP	Modular Energy System Analysis and Planning
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PCG	Primary Commodity Group
PEM	Protonen leitende Membranen
PPP	purchasing power parity
PRC	process
PV	Photovoltaik
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
REG	region
RES	Referenzenergiesystem
REV	Rationelle Energieverwendung
ROZ	Research-Oktanzahl
SKE	Steinkohleeinheiten
tce	tonnes of coal Equivalent
TIMES	The Integrated MARKAL EFOM System
TLIFE	Technische Lebensdauer
toe	tonnes of Oil Equivalent
TS	Time Slice
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UN	United Nations
W-LAN	Wireless Local Area Network

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1 Schema für ein mögliches Energieflussbild 4
Abb. 2.2 Reserven und Ressourcen 5
Abb. 2.3 Frequenzspektrum mit zugehörigen Wellenlängen 7
Abb. 2.4 Verfahren der technischen Energieumwandlung 10
Abb. 2.5 Energieverluste in der Wertschöpfungskette 11
Abb. 3.1 Anteile der Energieträger am Weltenergiekonsum 16
Abb. 3.2 Aufteilung in Sektoren 17
Abb. 3.3 Regionale Verteilung 17
Abb. 3.4 Kohlekraftwerk 19
Abb. 3.5 Anteil der Kohle an der Stromerzeugung 20
Abb. 3.6 Reserven der Kohle 21
Abb. 3.7 Funktionsweise Raffinerien 22
Abb. 3.8 Entwicklung der Rohölpreise 23
Abb. 3.9 Aufteilung der weltweiten Erdölreserven 25
Abb. 3.10 Weltergasreserven 29
Abb. 3.11 Reichweiten der konventionellen (fossilen) Energieträger in Jahren 30
Abb. 3.12 Weltweite Nachfrage nach Kernenergie für die Elektrizitätsversorgung 31
Abb. 3.13 Kernenergiepolitik europäischer Länder 33
Abb. 3.14 Vergleich des Transportaufkommens für unterschiedliche Energieträger 37
Abb. 3.15 Various forms of renewable energy 39
Abb. 3.16 Horizontalachsenkonverter 40
Abb. 3.17 Laufwasserkraftwerk 42
Abb. 3.18 Wasserspeicherkraftwerk 42
Abb. 3.19 Turbinen für die Wasserkraft 43
Abb. 3.20 Potentiale der Wasserkraft nach Kontinenten 44
Abb. 3.21 Flachkollektoren 46
Abb. 3.22 Röhrenkollektoren 46
Abb. 3.23 Deckungsgrad eines Einfamilienhauses bei der Warmwassererzeugung 47
Abb. 3.24 Solarturmkraftwerk 48
Abb. 3.25 Aufbau einer Solarzelle (Wafer) 49
Abb. 3.26 Diode 50
Abb. 3.27 Schema zukünftiger PV-Kraftwerke 52
Abb. 3.28 Weltweite Potentiale an erneuerbare Energien 54
Abb. 3.29 Brennstoffzelle 57
Abb. 3.30 PEM-Brennstoffzelle 58
Abb. 4.1 Veränderung der Anteile der Primärenergieträger am Weltenergiekonsum 60
Abb. 4.2 Veränderung der Einsatzverhältnisse in der Elektrizitätswirtschaft 60
Abb. 4.3 Weltweite Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 61
Abb. 4.4 Investitionskosten 62
Abb. 4.5 Stromgestehungskosten 63
Abb. 4.6 Kurzfristige Grenzkosten im deutschen Strommarkt 64
Abb. 4.7 Erntefaktoren und kumulierter Primärenergieaufwand 65
Abb. 4.8 Kumulierte Emissionen 68
Abb. 4.9 Gesundheitsrisiken verschiendener Stromerzeugungstechnologien 69
Abb. 4.10 Treibhauseffekt 71
Abb. 4.11 Entwicklung der CO_2-Emissionen in ausgewählten Regionen 72
Abb. 4.12 Direkte CO_2-Emissionen bei fossilen Brennstoffen in kg pro GJ 73
Abb. 4.13 Externe Kosten bei der Stromerzeugung (BRD) 74

Abb. 4.14 Externe Kosten bei Stromerzeugung (EU) in €-Cent/ kWh 74
Abb. 4.15 Ökobilanzierung von Fahrzeugantrieben.....77
Abb. 4.16 Innovationsaktivität im Energiemarkt 82
Abb. 4.17 Strukturwandel des weltweiten Primärenergiesytems.....89
Abb. 5.1 Entwicklung des Ölpreises im Vergleich zum Wirtschaftswachstum.....98
Abb. 5.2 GDP top 20 Ranking 2002.....99
Abb. 5.3 (Reales) GDP Wachstum 99
Abb. 5.4 Weltbevölkerung 2000 und 2300 100
Abb. 6.1 Energiemodelle.....106
Abb. 7.1 Arbeitsweise TIMES 110
Abb. 7.2 Referenzenergiesystem.....111
Abb. 7.3 RES für die Energienachfrage privater Haushalte.....112
Abb. 7.4 Investitionen vor dem Modellzeitraum.....115
Abb. 7.5 SETs der Modellierung des Zeithorizontes 116
Abb. 7.6 Time Slices 116
Abb. 7.7 Zubauperioden und Alterung.....117
Abb. 7.8 Regionale Austauschprozesse.....118
Abb. 7.9 Wirkungsgrade in TIMES 121
Abb. 7.10 Modellierung der Verfügbarkeit von NCAP 125
Abb. 7.11 Verteilung der Investitionskosten bei kleinen Investitionen 128
Abb. 7.12 Verteilung der Investitionskosten bei großen Investitionen.....130
Abb. 7.13 Gütermarktgleichgewicht und elastische Nachfrage 131
Abb. 8.1 Monopol.....136
Abb. 8.2 Erfahrungskurve (ETL) 144

Tabellenverzeichnis

Tab. 8.1: Determinanten der Energiepreise 147
Tab. 8.2: Technologiekennzahlen.....148

Wirtschaftswissenschaftliches Symbolverzeichnis

A	Produktionsfaktor Arbeit
A_t	Ausgaben in t
B	Produktionsfaktor Boden
c	Stückkosten
C_0	Kapitalwert
E	Energie (-nachfrage); Produktionsfaktor Energie
E_t	Einnahmen in t
f	Produktionsfunktion
i	Kalkulationszinsfuß/ Diskontierungsfaktor
K	Produktionsfaktor Kapital
n	Nutzungsdauer/ Planungszeitraum
Pop	Bevölkerung
p_t	Preis für fossilen Energieträger im Zeitpunkt t
r_f	risikoloser Zinssatz
r_s	soziale Diskontrate
$sh(t)$	Marktanteil in t
t	Zeit
Y	(Volks-) Einkommen; BIP / GDP; Wertschöpfung
y	Menge
α	Produktionselastizität Kapital
β	Produktionselastizität Arbeit
γ	Produktionselastizität Energie
δ	Substitutionselastizität
ε	Preiselastizität
η	Einkommenselastizität
θ	Veränderungsrate der Energienachfrage
π	Gewinn/ Knappheitsrente
φ	Kreuzpreiselastizität

Naturwissenschaftliches Symbolverzeichnis

${}^{2}_{1}D$	oberer Index: Anzahl Nukleonen (Neutronen + Protonen); unterer Index: Anzahl Protonen
A	Ampere
a	Jahr
c	Vakuumlichtgeschwindigkeit
e	Elektron
E_{kin}	Kinetische Energie
E_{pot}	Potentielle Energie
eV	Elektronenvolt
g	Erd-/ Fallbeschleunigung (≈9,81 m/s^2)
H	Höhe
h	Stunde
J	Joule
kcal	Kilokalorien
kg	Kilogramm
kWh	Kilowattstunden
m	Meter
m_i	Masse von i
n	Neutron
p	Proton
Q	Wärme
s	Sekunde
t	Zeit
tmp	Temperatur in Celsius
TWa	Terrawattjahre
u	Atomare Masseneinheit
v	Geschwindigkeit
V	Volt
W	Watt
ω	Wirkungsgrad
ω_{max}	Carnot'scher Wirkungsgrad

Energieeinheiten und Umrechnungen

Zeichen	Joule	kcal	kWh	TWa	toe	eV
1 J =	1	2,39E-04	2,78E-07	3,17E-20	2,39E-11	6,24E+18
1 kcal =	4,19E+03	1	1,16E-03	1,33E-16	1,00E-07	2,61E+22
1 kWh =	3,60E+06	8,60E+02	1	1,14E-13	8,60E-05	2,25E+25
1 TWa =	3,15E+19	7,53E+15	8,76E+12	1	7,53E+08	1,97E+38
1 toe =	4,19E+10	1,00E+07	1,16E+04	1,33E-09	1	2,61E+29
1 eV =	1,60E-19	3,82E-23	4,45E-26	5,08E-39	3,82E-30	1

1 u = 1,660540E-27 kg 1kg = 6,022136E+26 u

1 t Erdöl = 1 toe = 7,35 bbl = 1,50 t SKE = 1270 Nm^3 Erdgas = 44,0 x 10^9 J

1 t SKE = 0,67 toe = 850 Nm^3 Erdgas = 29,3 x 10^9 J

1Gt SKE ≈ 53.000 t Natururan

exa (E)	E+18	atto (a)	E-18
peta (P)	E+15	femto (f)	E-15
tera (T)	E+12	pico (p)	E-12
giga (G)	E+09	nano (n)	E-09
mega (M)	E+06	micro (µ)	E-06
kilo (K)	E+03	milli (m)	E-03

m_e=9,109E-31 kg m_n=1,67493E-27 kg m_p=1,67262E-27 kg

1 Vorwort und Aufbau der Arbeit

Die Themenstellung für diese Diplomarbeit stellte die Universität Augsburg in Kooperation mit dem Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) in Garching bei München. Ziel der Arbeit ist es, in der ersten Hälfte (Kapitel 2 bis 5) den Energiemarkt in seinen realen Charakteren darzustellen. Im zweiten Teil (Kapitel 6 bis 8) wird der Energiemodellgenerator TIMES präsentiert. Diese Abbildung der Realwelt soll auf Konsistenz und auf ökonomische Grundannahmen analysiert werden.

Im nachfolgenden Kapitel werden die physikalischen Grundlagen, der Begriff „Energie“ und zentrale Ergebnisse bzw. Trends im Energiemarkt vorgestellt. Im dritten Kapitel folgen die fossilen und erneuerbaren Energieträger sowie Umwandlungstechnologien, die das Energieangebot repräsentieren. Die physikalischen und ökonomischen Ausführungen bilden die Grundlage für die nachfolgenden Kapitel. Das vierte und fünfte Kapitel widmet sich der Energieökonomik. Im ersten Part wird die Umwelt- und Innovationsökonomik im Energiesektor genauer dargestellt. Dabei werden die einzelnen Energietechnologien in verschiedenen Kontexten genauer analysiert, sowie der technische Fortschritt und Innovationen im Energiesektor hinterleuchtet. Im fünften Kapital bzw. zweiten Part werden die Energienachfrage und ihre Einflussfaktoren wie Bevölkerungswachstum und Sozialprodukt aufgezeigt. Der Fokus liegt durchgehend auf weltweiter Ebene. Wenn die Daten für eine globale Erfassung nicht zugänglich waren, wurde auf supranationale oder deutsche Daten zurückgegriffen.

Im sechsten Kapitel werden Energiemodelle und ihre Anforderungen generell dargestellt. Das siebte Kapitel ist dem Modellgenerator TIMES gewidmet. Der Aufbau, die Funktionsweise und ausgewählte Features werden erläutert. Im Anschluss werden die ökonomischen Annahmen, die dem Modell zugrunde liegen, aufgezeigt und im achten Kapitel mit Aspekten der evolutorischen/ Neo-Schumpeterainischen Ökonomik abgeglichen. Der Schwerpunkt liegt in der Marktstruktur, in den grundlegenden Annahmen der Neoklassik und in der Modellierung des technischen Fortschritts. Das neunte und letzte Kapitel rundet die Diplomarbeit mit Fazit und Ausblick ab.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Dr. Andreas Pyka und Herrn Prof. Horst Hanusch (Univ. Augsburg, Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre), die mir das Thema gestellt und mir von Anfang an beratend und fördernd zur Seite gestanden haben. Außerdem danke ich Herrn Dr. Thomas Hamacher (MPG IPP), der mich bei der Analyse und Interpretation des Modells TIMES als auch bei naturwissenschaftlichen Fragestellungen stets unterstützte und mir neue Denkimpulse gab. Ebenfalls bin ich Herrn Dr. Christian Eherer für seine Einführung in und Unterstützung bei TIMES sehr verbunden.

2 Energie und ihre Facetten

Und Gott sprach: Es werde Licht! Und es ward Licht.

Und Gott sah, daß das Licht gut war.

Altes Testament, Das Erste Buch Mose (Genesis), Die Schöpfung

Was ist eigentlich „Energie“? Jeder benutzt sie täglich – ist sich aber ihrer wahren Bedeutung kaum bewusst. Viele sehen „Energie“ als etwas Selbstverständliches. Ist es aber nicht. Ein Großteil der Menschheit hat nur einen beschränkten Zugang zu nutzbarer, nutzenstiftender Energie. „Energie ist Leben“. Schon das alte Testament erklärt Energie in Form von Licht als Ursprung und Ausgangspunkt der Schöpfungsgeschichte. In der griechischen Mythologie beginnt die menschliche Entwicklungsgeschichte mit dem Raub des Feuers durch Prometheus. Eine moderne Formulierung dieser Vorstellung gab Boltzmann im Jahre 1886. Jede Form des Lebens ist demnach auf die Zufuhr und Nutzung von Energie angewiesen.[1]

Energie ist eine grundlegende Ressource für Wohlstand, Sicherheit und Unabhängigkeit. Energie treibt Maschinen an, befördert Menschen, ermöglicht die Zubereitung von Nahrung, spendet Wärme und Licht, unterstützt den Zugang und die Aufbereitung von Informationen und erspart somit Zeit. Die heutige Dienstleistungs-, Informations- und Kommunikationsgesellschaft hätte sich ohne die edelste Form von Energie, der Elektrizität, nicht entwickeln können. Dies ist ein entscheidender Aspekt in einer hoch industrialisierten Welt. Energie kann daher als essentielles Gut oder essentieller Produktionsfaktor gesehen werden. Der Energiemarkt ist ein Multi-Milliarden-Markt. Der US-Elektrizitätsmarkt alleine ist mit einem jährlichen Umsatz von 220 Mrd. US-$ größer als die gesamte Telekommunikationsbranche. Der Markt für Treibstoffe, Brennstoffe oder Batterien tätigt einen jährlichen weltweiten Umsatz von 1400 Mrd. US-$. Kaum ein anderer Markt weist so hohe Wachstumsraten aus wie der Energiemarkt. Dabei ist der Energiemarkt sehr ineffizient: Durch die Umwandlung bis hin zum Transport gehen etwa 70 Prozent der Primärenergie verloren – Energie im Wert von jährlich rund einer Billion US-$ weltweit. Auch ist die heutige Nutzung von Energie mit erheblichen negativen Einwirkungen auf die Natur verbunden.[2]

[1] Vgl. Erdmann (1995, 1)
[2] Vgl. SAM (2002, 5)

2.1 Begriffsbestimmung und Formen von Energie

Energie (vom griechischen en-ergon = innere Arbeit) ist die Fähigkeit oder Möglichkeit eines Systems, Arbeit zu verrichten (mechanische Energie) oder Wärme abzugeben (thermische Energie). Gemessen wird Energie in der Einheit Joule [J] als Produkt von Zeit und Leistung. Ein Joule entspricht einer Wattsekunde (J = Ws). Nach der Reihenfolge ihres Einsatzes lässt sich Energie in vier Stufen einteilen: *Primärenergieträger* sind die in der Natur in ihrer ursprünglichen Form vorkommenden Energieträger wie die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl oder Erdgas sowie erneuerbare, regenerative Energiequellen wie Wind, Wasser oder solare Energie Der Großteil der Primärenergie muss durch Umwandlung in Kraftwerken, Raffinerien etc. in *Sekundärenergieträger* umgeformt werden (wie Strom, Fernwärme, Heizöl oder Benzin), so dass sie direkt nutzbar sind. Die Energie am Ort des Verbrauchs nennt man *Endenergie*. Einen direkten „Nutzen“ stiftet sie aber in dieser Form nur selten. Sie muss durch Endgeräte (bspw. Elektrogeräte) in *Nutzenergie* (Kraft, Wärme, Licht) umgewandelt werden. Die Energie verendet nach dem Gebrauch durch den Menschen i.d.R. in Form einer „Energiesuppe“. Energie kann nach dem Energieerhaltungssatz nicht vernichtet, sondern nur von einer Energieform in eine andere überführt werden.[3]

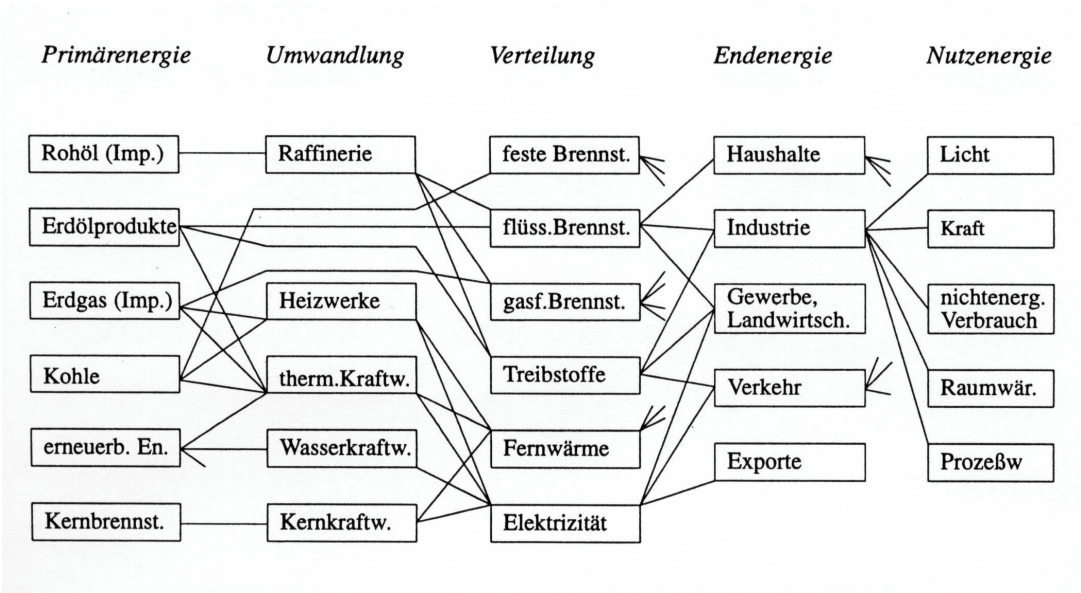


Abbildung 2.1 Schema für ein mögliches Energieflussbild[4]

Der kommerzielle Weltenergiekonsum von 400 EJ beruht auf 80 Prozent fossiler, erschöpfbarer Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas. 20 Prozent fallen auf erneuerbare Energien und die Kernenergie.

[3] Vgl. IWP (2003), Mineralölwirtschaftsverband (2001, 7), Erdmann (1998, 205)
[4] aus: Erdmann (1995, 119)

Fossile Energieträger sind endlich. Man kann die vorhandenen Mineralien klassifizieren in Reserven und Ressourcen. *Reserven* sind bekannte Vorkommen, die mit großer Genauigkeit erfasst und zu heutigen Preisen mit aktueller Technik wirtschaftlich gewinnbar sind (technisch und ökonomisch verfügbare Energiemengen). *Ressourcen* sind nachgewiesene oder mit gewisser Unsicherheit als vorhanden eingeschätzte Vorkommen, die aber derzeit mit heutiger Technologie und/ oder unter den heutigen ökonomischen Verhältnissen noch nicht förderbar sind, die jedoch als potenziell förderbar gelten. Auch nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen („yet to find“) zählen zu den Ressourcen. In die Gruppe der Ressourcen gehören also die insgesamt vorhandenen Mineralien.

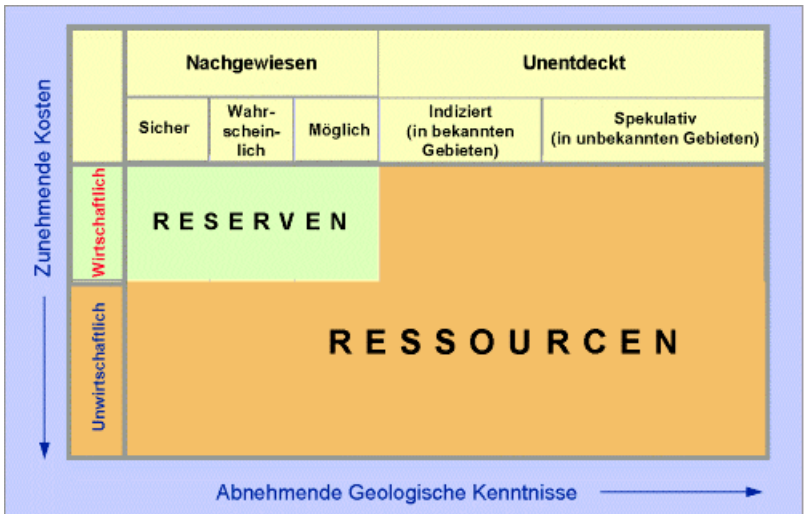


Abbildung 2.2 Reserven und Ressourcen

Ressourcen werden zu Reserven bei verbesserten Fördertechnologien, die wiederum vom technischen Fortschritt (und Innovationen) im Energiemarkt abhängen. Der Vergrößerung der Reserven steht aber auch eine Verringerung durch deren Abbau und Konsum gegenüber. In den letzten Jahren sind die Reserven stetig gestiegen. Die Reichweite (Nutzungsdauer) gibt an, in wie vielen Jahren die Reserven oder Ressourcen des jeweiligen fossilen Energieträgers bei dem aktuellen Verbrauch erschöpft sein werden. Die statische $\text{Reichweite} = \frac{\text{Reserven/Ressourcen}}{\text{Jahresförderung}}$ ist eine Momentaufnahme in einem dynamischen System. Sie ist insbesondere vom technischen Fortschritt und der Nachfrage abhängig. In den nächsten 40 Jahren ist mit keinem Engpass zu rechnen. Allerdings ist jede Tonne Erdöläquivalent (toe), die wir heute nutzen, unwiederbringlich verloren.[5]

[5] Vgl. Stahl (1998, 4-5), WBGU (2003, 47), Hirschberg, Voß (1999, 3), Voß (2002,4), Erdmann (1995, 31- 34); Abbildung 2.2 aus Stahl (1998, 4)

2.2 Energie aus naturwissenschaftliche Sicht – Erscheinungsformen der Energie

Energie tritt im naturwissenschaftlichen Kontext in verschiedenen Formen auf. Die physikalische Grundeinheit für Energie ist das Joule [J]:

1 Joule = 1 Newton · 1 Meter = 1 kg · m^2/s^2 = 1 Watt · Sekunde

Dahingegen wird die pro Zeiteinheit verrichtete Arbeit als „Leistung“ bezeichnet und in Watt [W] oder Kilowatt [kW] gemessen.

1 kW = 1000 J/s 1 W = 1 V·A 1 kWh = 3600 kWs = 3,6E+06 J

Ein Kilowattjahr [kWa] entspricht 365·24 = 8760 kWh, ein Terrawattjahr [TWa] 1E+09 kWa oder 31,54E+18 J.

Für die einzelnen Erscheinungsformen der Energie haben sich jeweils typische Einheiten eingebürgert. Als *Wärme* Q (thermische Energie; J, kWh, cal) bezeichnet man die Energie der untergeordneten Bewegung der Moleküle bzw. Atome aller Aggregatzustände (fest, flüssig, gasförmig). Bei -273°C befinden sich alle Atome in Ruhe – mit zunehmender Temperatur (zunehmender Zuführung von Energie) geraten sie mehr und mehr in Bewegung. Die *mechanische Bewegungsenergie (kinetische Energie*; J, eV) $E_{kin} = ½·m·v^2$ beschreibt die Bewegung von Körpern der Masse m und der Geschwindigkeit v. Die Energie des Windes oder fallenden Wassers wären ein Beispiel für kinetische Energie. Die *mechanische Ruheenergie* $E_{pot} = m·g·h$ (*potentielle Energie*; J, eV) ist eine Energie, die ein Körper durch Bewegung entgegen anziehender Kräfte in einem Gravitations- oder elektromagnetischen Feld angenommen hat und so zur „Rückumsetzung“ bereitsteht. Ein Beispiel hierfür ist die fast unendliche potentielle Energie der Wassers der Ozeane, wenn am sie zusammen als riesigen Stausee betrachtet. Als *Energie des elektrischen Stroms* [Ws, kWh] bezeichnet man das Produkt aus Stromstärke (Ampere), Spannung (Volt) und Zeit. So verbrauchen 10 Glühbirnen à 100 W bei 220 Volt (1000/220 ≈ 4,5 Ampere) bei einer Stunde Betrieb eine „elektrische“ Energie von 1 kWh bzw. 3,6E+06 J. Elektrizität hat die Entwicklung im 20. Jahrhundert revolutioniert. Strom ist eine Energieform, die leicht und effizient in andere Energieformen umgewandelt werden kann. Der Nachteil ist die schlechte Speichermöglichkeit für Elektrizität. Die *Energie der elektromagnetischen Strahlung* ist den elektromagnetischen Wellen zugeordnet. Ein Beispiel hierfür wären Radiowellen (Anwendungen wie Rundfunk), Infrarot (Anwendungen wie Fernbedienungen, Datenkommunikation) oder Mikrowellen (Standards wie UMTS, GSM, DECT, Bluetooth, W-LAN oder Anwendungen wie Handys, Autoschlüssel, Mikrowellengeräte, mobile Geräte, Netzwerke, etc.).

Energie der elektromagnetischen Strahlung ist eine Schlüsselenergie des menschlichen Lebens, da die Sonnenenergie in dieser Form auf die Erde gelangt (vgl. Abschnitt 4.2.2.2).

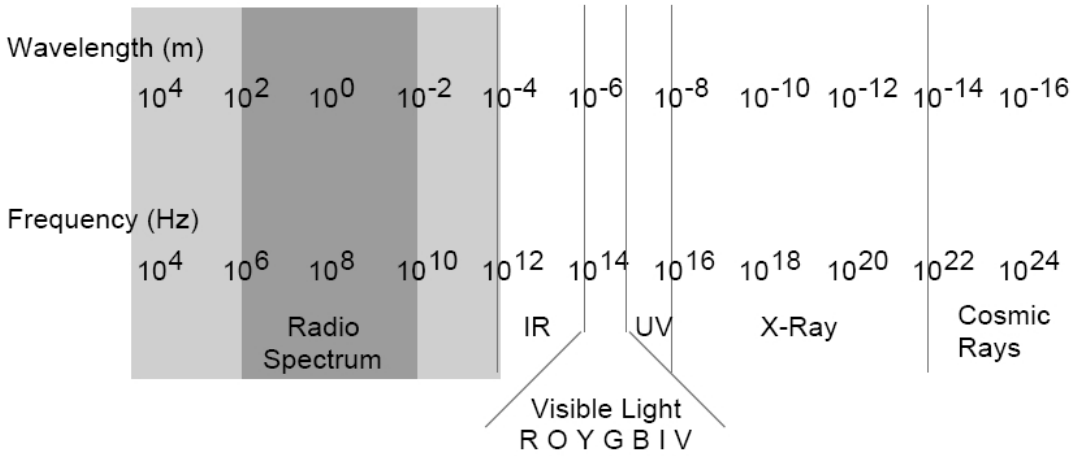


Abbildung 2.3 Frequenzspektrum mit zugehörigen Wellenlängen[6]

Als Bindungsenergie allgemein versteht man eine Energie, die aufgebracht werden muss, um ein gebundenes System wieder in ihre einzelnen Konstituenten zu trennen. Die *chemische Bindungsenergie* tangiert die Bindungsenergie von Atomen zu Molekülen. Zerlegt man beispielsweise CO_2 in seine Bestandteile C und O_2, so sind dafür 4,2 eV nötig. Für die biologische Sicht der chemischen Bindungsenergie spielen die Photosynthese und die Zellatmung eine zentrale Rolle. Durch Photosynthese wird die Energie der Sonneneinstrahlung für das Aufbrechen von CO_2 und H_2O genutzt, um diese zu Kohlenwasserstoff-Verbindungen (wie Kohlehydrate) mit einer höheren Bindungsenergie unter Sauerstoff-Freisetzung umzuwandeln.[7] Pflanzen wandeln so die Lichtquanten in chemische Energie um und speichern sie als Zucker. Bei Mensch und Tier ist der Atmungsprozess die Umkehrung der Photosynthese: Die vom Zucker gespeicherte Sonnenenergie wird wieder frei gesetzt. Dabei wird Adenosin-Triphosphat (ATP), ein *energie*reiches Molekül gebildet, die Grundlage allen irdischen Lebens.[8] Diese Vorgänge in Lebewesen wiederholt der Mensch mittels Wissenschaft und Technik in anderer Form zur Produktion von Gütern und Dienstleistungen, indem er die von Sonne und Photosynthese erzeugten Brennstoffe wie Biomasse, Kohle oder Erdöl benutzt. Analog beschreibt die *nukleare Bindungsenergie* die Bindung von Kernbestandteilen (Protonen und Neutronen) unter dem Einfluss der starken Wechselwirkungen zu Atomkernen. Die Bindungsenergie für mittelschwere Kerne (wie Eisen) ist am höchsten.

[6] aus: Katz (1997, 6)
[7] Vgl. Erdmann (1995, 5- 6)
[8] Vgl. Kümmel (1998, 10)

Durch die Spaltung eines schweren Kerns in zwei mittelschwere (Kernspaltung) oder durch die Verschmelzung zweier leichter Kerne zu einem schwereren (Kernfusion) wird folglich Energie frei.

Die aufgeführten Energieformen können durch Umwandlungsprozesse (meist verbunden mit Energieverlusten) in Arbeit transformiert werden. So kann durch einen Stausee die potentielle Energie in Rotationsarbeit einer Turbine umgesetzt werden, durch Wind (kinetische Energie) ein Rotorblatt in Bewegung gesetzt werden, das einen Generator antreibt, u.v.m.[9]

2.2.1 Die Hauptsätze der Thermodynamik

1. Hauptsatz der Thermodynamik

Obige Beispiele und Ausführungen können auch ein wesentliches physikalisches Grundgesetz veranschaulichen: das Gesetz der Energieerhaltung. Innerhalb eines abgeschlossenen Systems kann Energie weder erzeugt, noch vermindert werden. Die Gesamtenergie bleibt konstant, auch wenn sich die Energieform dabei ändert. Bei offenen Systemen treten Verluste ein, die allerdings wiederum Energie (z.B. in Form von Wärme) enthalten.

Der Physiker James Joule entdeckte die Beziehung zwischen mechanischer („ordentlicher“) und thermischer („unordentlicher“) Energie: erstere kann vollständig in letztere umgewandelt werden (1J = 0,2388 cal.); umgekehrt ist diese Vollständigkeit nicht gegeben. Bezeichnet man die arbeitsfähige Energie mit Exergie, den Rest mit Anergie, so kann der erste Hauptsatz verstanden werden, dass die Summe aus Exergie und Anergie die Gesamtenergie ist und immer konstant bleibt.

Im Gegensatz zum Sprachgebrauch handelt es sich eigentlich nicht um einen Energie*verbrauch*, sondern vielmehr um eine Umwandlung. So wird die chemische gebundene (potentielle) Energie in fossilen Primärenergieträgern in kinetische umgewandelt. „Verbraucht“ wird dabei nur der Träger, in dem die potentielle Energie gespeichert ist.

[9] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 18- 22), Erdmann (1995, 3-6)

2. Hauptsatz der Thermodynamik

Für den zweiten Hauptsatz der Thermodynamik gibt es viele unterschiedliche Versionen in der Literatur. Er besagt allgemein, dass Exergie in einem geschlossenen[10] System tendenziell abnimmt. Der Tendenz nach wird alle kinetische und potentielle Energie (mechanische Energie) in thermische Energie (Wärme) umgewandelt (Gesetz der Entropiezunahme). Der zweite Hauptsatz verbietet die vollständige Umwandlung von Wärme in Arbeit. In anderen Worten: Exergie geht bei jedem Prozess zumindest partiell in Anergie über. Die Unordnung (Entropie) nimmt dabei in Form von Emissionen (Wärme- und Stoffströme) zu und die Nutzbarkeit der Energie nimmt ab. Durch die Wärmeabstrahlung in den Weltraum wird die produzierte Entropie entsorgt, solange unser Ökosystem nicht gestört wird (vgl. Treibhauseffekt Abschnitt 4.2.2.2).[11]

Die wesentliche Aussage des zweiten Hauptsatzes ist also, dass Leben und die dafür notwendige Befriedigung von Bedürfnissen unumgänglich mit der Entwertung von arbeitsfähiger Energie und verfügbarer Materie (Stoffdissipation) verbunden ist.[12] Dabei wird die Entropie erhöht – die Unordnung nimmt zu. Lebewesen erhalten oder erhöhen ihren Ordnungszustand durch arbeitsfähige Energie aus ihrer Umgebung, z.B. durch die Aufnahme von Nahrung.[13] Die durch Umwandlung von Energie entstehenden Energieverluste verursachen demnach eine Zunahme der Entropie (im geschlossenen System). Beide Hauptsätze können zusammengefasst werden: „Alle natürlichen und technischen Prozesse sind mit Energieumwandlung und Entropieproduktion verbunden.“[14]

2.3 Energie aus technischer Sicht

„Die technische Betrachtungsweise der Energie besteht darin, ein in der Natur vorkommendes Energiepotential zu erschließen, es gegebenenfalls zu manipulieren und schließlich zur Verrichtung nützlicher Dinge einzusetzen.“[15] Somit ist Energie aus technischer Sicht an zwei Voraussetzungen gebunden: zum einen muss umwandelbare Energie vorhanden, zum anderen müssen Verfahren beherrschbar sein, um die Energie freisetzen zu können.

[10] bei offenen Systemen tritt an die Stelle des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik die Theorie offener dynamischer Systeme
[11] Vgl. Erdmann (1995, 5), Kümmel (1998, 11-12), Diekmann, Heinloth (1997, 21-24)
[12] Aussage gilt nur dann, wenn man das Universum als ein abgeschlossenes System sieht
[13] Vgl. Voß (2002, 2-3)
[14] Kümmel (1998, 11)
[15] Erdmann (1995, 6)

So wird ein Stoff (bspw. Uran) erst dann ein Energieträger, wenn das Know-how und die Bereitschaft gegeben sind, die darin gespeicherte Energie (bspw. nukleare Bindungsenergie) nutzbar zu machen (bspw. durch Kernspaltung). Für die technische Nutzung muss Energie in transienter Form vorliegen, wie bei Wasser- oder Windkraft. In den meisten Fällen – wie bei fossilen Energieträgern – sind oft mehrere Umwandlungsschritte notwendig (bspw. Raffinerien).

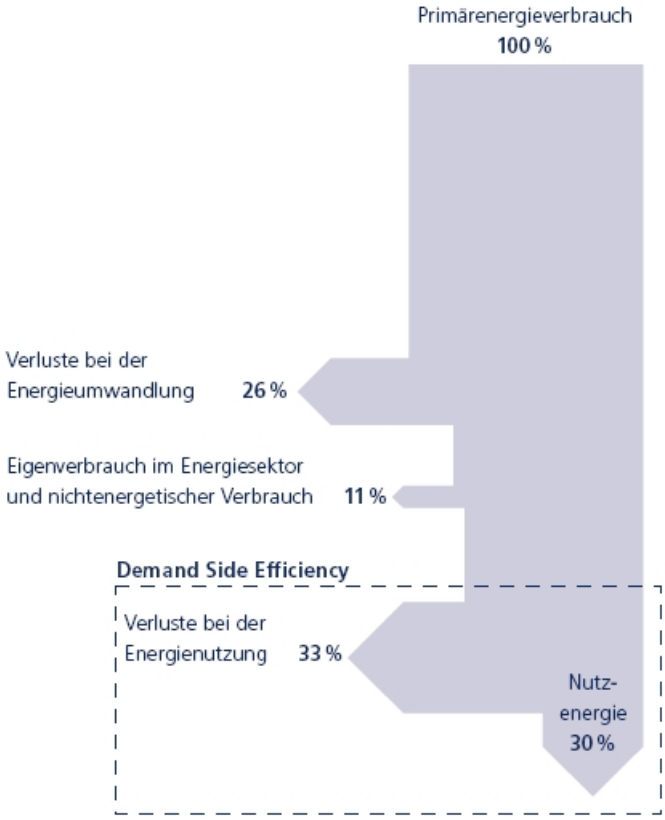
Input \ Output	mechanische Energie	thermische Energie	chemische Energie	elektrische Energie	Strahlungs-energie
mechanische Energie		Reibungs-wärme		elektrischer Generator	
thermische Energie	Wärme-maschine		Thermo-chemie	Gas-turbine	
chemische Energie	Explosions-maschinen	Verbrennungs-maschinen		Brennstoff-zelle	Gaslampe
elektrische Energie	Elektro-motor	Induktions-heizung	Elektrolyse		elektrisches Licht
Strahlungs-energie	Laser-strahlung	Mikro-wellenofen	Solarchemie	photovoltaische Solarzellen	
Kern-energie		Kernkraft-werk			Radio-aktivität

Abbildung 2.4 Verfahren der technischen Energieumwandlung[16]

Hierbei treten gemäß des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik Energieverluste auf. Die verbleibende Energie nach der Umwandlung ist also geringer als die eingesetzte Energie. Ein Maß für Umwandlungsverluste stellt der energetische Wirkungsgrad dar: $\omega = \frac{Energie - Output}{Energie - Input}$. Der Wirkungsgrad einer Anlage gibt an, zu wie viel Prozent die eingesetzte in die gewünschte Energie umgewandelt wurde. In Kraftwerken werden ca. 40 Prozent der in Form von Kohle, Öl oder Gas eingesetzten Energie in Strom umgewandelt, der Rest geht als Abwärme verloren. Beim Stromtransport vom Kraftwerk zum Haushalt treten weitere Verluste in Höhe von etwa 5 Prozent auf. Eine Glühbirne setzt beispielsweise 5 Prozent des verbrauchten Stroms in Licht um.[17] Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich als Produkt der einzelnen Umwandlungswirkungsgrade: 0,35 x 0,95 x 0,05 ≈ 1,7 Prozent. Im Beispiel werden demnach nur 1,7 Prozent der eingesetzten Primärenergie wirklich genutzt.

[16] aus: Erdmann (1995, 8)
[17] Vgl. Umweltlexikon (2004)

Bessere Wirkungsgrade sind unter anderem durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und technische Maßnahmen (durch technischen Fortschritt) zu erreichen.[18]



Sieht man sich die gesamte Nutzenergie im Verhältnis zur eingesetzten Primärenergie an, so stellt man fest, dass etwa ⅔ der Primärenergie bei der Umwandlung in Form von Abwärme verloren geht.

Abbildung 2.5 Energieverluste in der Wertschöpfungskette[19]

Aus thermodynamischen Gründen gibt es bei bestimmten Formen der Energieumwandlung erhebliche Verluste. Dazu gehören Carnotsche Wärmekraftmaschinen, bei denen thermische in mechanische Energie umgesetzt wird.

Carnot'scher Wirkungsgrad ω_{max} = geleistete Arbeit / Wärmezufuhr bei hoher Temperatur bzw. $\omega_{max} = \frac{Tmp_1 - Tmp_0}{Tmp_1}$ = 1 – Tmp_0/ Tmp_1, wobei Tmp_0 die Ausgangstemperatur, Tmp_1 die Dampf-Eingangstemperatur in °Kelvin ist.

[18] praktisches Beispiel: Pro Tag kann ein Pferd eine Leistung von drei bis sechs kWh leisten, wofür es bei einer Durchschnittsleistung von 600 bis 700 Watt Nahrung mit einem Energiegehalt von knapp 30 kWh fressen muss. Der energetische Wirkungsgrad liegt demnach zwischen 10 und 20 Prozent. Die Durchschnittsleistung eines Menschen hingegen liegt bei 50- 100 Watt, allerdings kann er diese aufgrund seiner Intelligenz und Kreativität effektiver einsetzen. Zur Fortbewegung und zur Erbringung mechanischer Arbeit beträgt der menschliche Energiebedarf etwa 120 W. Für kurzfristige Leistungspitzen (200 W) steigt der Energiebedarf auf knapp 600 W (energetischer Wirkungsgrad ähnlich wie beim Pferd): vgl. Kümmel (1998, 17), Erdmann (1995, 6)

[19] aus: SAM (2002, 22); vgl. auch Kümmel (1998, 74)

Beispielsweise beträgt bei einem thermischen Kraftwerk die Eingangstemperatur 300°C und die Ausgangstemperatur hinter dem Generator 20°C. So ergibt sich ein maximal möglicher Wirkungsgrad $\omega = 1 - (293°K / 573°K) \approx 49$ Prozent. Heutige (Kohle-) Kraftwerke erreichen aber durchschnittlich global nur 32 Prozent.[20]

2.4 Energie aus ökonomischer Sicht[21]

Bei der Betrachtung der Energie aus ökonomischer Sicht steht der Energiepreis im Vordergrund – insbesondere seit den beiden Ölpreisschocks der 70er Jahre. Er unterscheidet sich nicht nur zwischen Energieträgern, sondern auch zwischen Abnehmern. Haushalte und Kleinverbraucher zahlen gewöhnlich mehr als (industrielle) Großabnehmer. Des Weiteren beschäftigt sich die Energieökonomik mit weitergehenden Fragen wie a) der Wirtschaftlichkeit von Energietechnologien und b) den Preisbildungsregeln auf den Energiemärkten.

Wirtschaftlichkeit von Energietechnologien

Die Höhe der Produktionskosten der einzelnen Energietechnologien bestimmen, ob die Technik eine Chance hat bzw. (bei vollkommenem Wettbewerb) konkurrenzfähig ist. Diese Diskussion ist vor allem bei neuen regenerativen Energien aktuell, die es derzeit schwer haben, sich gegen die billigen fossilen Energieträger (bei unvollkommenem Wettbewerb[22]) durchzusetzen. Für eine derartige Wirtschaftlichkeitsrechnung müssen Daten wie Investitionskosten und Kapitalkosten, technische/ wirtschaftliche Nutzungsdauer, Finanzierungsart, Abschreibungsmethoden- und möglichkeiten, fixe und variable Betriebskosten, Steuern, Subventionen, Gewinnverteilung, etc. eruiert werden. Auch der Erntefaktor spielt eine wichtige Rolle. Er gibt die energetische Amortisationszeit eines Kraftwerkes in Jahren oder Monaten an. Er besagt demnach, wie lange es dauert, bis die Energie, die für den Bau eines Kraftwerkes oder einer Technologie allgemein benötigt wurde, wieder durch das neue Kraftwerk erzeugt wird.

Preisbildungsregeln auf den Energiemärkten

Diese industrieökonomische Disziplin der Energieökonomik versucht aus den beobachteten Preisbildungsregeln Aussagen über die zukünftige Entwicklung der Energiepreise, der Energienachfrage und der Technologien aufstellen zu können.

[20] Vgl. Erdmann (1995, 9-10)
[21] Vgl. Erdmann (1995, 12-17)
[22] Statische Allokationseffizienz ist in den Energiesektoren kaum anzutreffen.

Hierfür müssen zentrale Aspekte geklärt werden, wie die Fragen, wie viele knappe Ressourcen oder Produktionsfaktoren für die Erschließung neuer respektive für die Förderung alter Lagerstätten aufgewendet, wie viele Energiereserven für zukünftige Generationen reserviert, wie viele Ressourcen für den Umweltschutz eingesetzt oder wie viele knappe Produktionsfaktoren zur Substitution von Energieträgern durch neue effizientere Technologien und erneuerbare Energien verwendet werden sollen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind alle Energieträger knappe Güter im doppelten Sinne. Zum einen sind fossile Energieträger endlich, zum anderen ist deren Erschließung mit Kosten durch den Einsatz der knappen Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital, Energie (und Humankapital) verbunden. Aufgrund der Endlichkeit besteht der Marktpreis neben den Kosten auch aus der so genannten Knappheitsrente (vgl. Abschnitt 4.3.4).

Die Energienachfrage hängt allgemein primär vom Nutzen, den die Energie beim Konsum stiftet, ab. Solange der Vorteil der Energienutzung höher bewertet wird als die Opportunitätskosten des Energiebezugs, tritt eine Nachfrage nach Energie überhaupt in Erscheinung. Diese Überlegung ist wohl aufgrund des hohen Energieverbrauchs, insbesondere der Industrienationen, stets gegeben. Die Nachfrage kann im ökonomischen Sinne durch Preiserhöhungen reduziert werden. Im Energiemarkt sind allerdings Veränderungen der Gewohnheiten langfristiger Natur – die kurzfristige Preiselastizität ist daher sehr gering (vgl. Kapitel 5). Das Energieangebot kann verknappt oder auch ausgedehnt werden. Ersteres beispielsweise durch die Drosselung der Ölförderung durch die OPEC, letzteres unter anderem durch den beschleunigten Abbau vorhandener oder durch die Erschließung neuer Lagerstätten. Auch Wirkungsgradverbesserungen bei der Erschließung und Umwandlung können das aggregierte Energieangebot ausweiten, ebenso langfristig das (zusätzliche) Angebot an erneuerbaren Energien.

2.5 Besonderheiten der Energiemärkte

Es würde wohl keine eigenständige Disziplin „Energieökonomik“ geben, wenn die Märkte perfekt wären. Statische Allokationseffizienz und Pareto-Optimalität sind in der Energiebranche selten gegeben. Die Tendenz zu (natürlichen) Monopolen und Oligopolen ist im Energiemarkt sehr häufig. Insbesondere bei leitungsgebundenen Dienstleistungen sind die Markteintrittsbarrieren für Newcomer und alternativen Energiesystemen (wie erneuerbare Energien) sehr hoch. Fehlender Konkurrenzdruck birgt die Neigung zu überhöhten Kosten und ineffizienter Allokation. Investitionen im Energiemarkt sind stets langfristiger Natur.

Lange Vorlauf- und Nutzungszeiten schränken die Flexibilität ein. Da keine perfekte Voraussicht herrscht und Investitionen meist sehr kapitalintensiv und irreversibel sind, können auch Unter- und Überkapazitäten aufgrund von langfristigen Lieferverträgen die Folge sein. Andererseits ist die Nachfrage relativ träge gegenüber makroökonomischen Schocks. Energiemärkte besitzen den Charakter von Infrastruktureinrichtungen. Ein Versorgungsengpass oder gar ein Zusammenbruch wie etwa der Stromausfall in den USA hat weitreichende Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft. Dies wird verschärft durch die ungleichmäßige Verteilung der fossilen Energieträger, was viele Industrienationen meist abhängig von ölreichen Staaten macht. Eine weitere Besonderheit des Energiemarktes ist die Endlichkeit einer „Produktpalette" – der fossilen Energieträger. Dies wirft die Frage auf, wie viel zukünftigen Generationen reserviert werden sollte, um der intertemporalen Generationengerechtigkeit nachzukommen. Auch Schadstoffemissionen sind im Kontext der nachhaltigen Entwicklung zu sehen. Keine andere Branche hat derart negative Einflüsse auf die Umwelt. Das Energieproblem besteht nicht vorrangig in der Versorgung, sondern in der Entsorgung von Abfällen und Emissionen. Durch die Inanspruchnahme von Energie und der daraus meist resultierenden Emissionen (Entropiezunahme) nimmt der Mensch Einfluss auf das Ökosystem. Energie, insbesondere durch den Ausstoß von Kohlendioxid, ist mutmaßlich hauptverantwortlich für den anthropogenen Treibhauseffekt. Auch Wasserverunreinigungen, Umweltbelastungen des Bodens, Lärm oder Landschaftszerstörungen sind die Folge der (technischen) Energienutzung. Gefahren für Mensch, Tier, Pflanzen und Klima sind das Resultat und belasten zukünftige Generationen. Die Umweltpolitik plädiert daher seit längerem für eine Internalisierung dieser negativen externen Effekte durch beispielsweise einen Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen oder durch fiskalpolitische Instrumente wie Steuern oder Abgaben. Das größte Problem hierbei ist, dass die zentrale Voraussetzung die Kenntnis über die Höhe der externen Kosten – also der Preis für die Umweltbelastung – ist. In der Theorie gibt es hierfür mehrere Ansätze, um diese Kosten zu eruieren. In der Praxis allerdings sind diese Werte sehr kritisch zu sehen, da sich ein Ökosystem nun mal schlecht monetär bewerten lässt. Nicht zu vernachlässigen sind in diesem Kontext Unfälle mit zum Teil katastrophalen Folgen (wie Tschernobyl). Aufgrund der derzeit niedrigen Energiepreise wird Energie weder sparsam, noch rationell eingesetzt. Das heutige Wohlstandniveau könnte auch durch weniger Energieeinsatz (und somit weniger Umweltbelastung) erreicht werden.

Aus den vorstehenden Argumenten wird klar, dass Energiemärkte zu Pareto-ineffizienten Strukturen neigen. Man spricht daher von Marktversagen. Der Staat könnte dieses korrigieren, indem er sich für eine ausgewogene, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung einsetzt.

Instrumente wie Preisaufsicht, Genehmigungen, Steuern & Subventionen sowie Eingriffe bei Absprachen wären geeignete Instrumente. Das Einschreiten des Staates setzt allerdings voraus, dass er über die erforderlichen Informationen verfügt. Daher muss hierbei auch auf die Theorie des Staatsversagens hingewiesen sein. Der Trend der Deregulierung und Liberalisierung der Energiemärkte mag ein erster Schritt sein, Ineffizienzen zu minimieren.

2.6 Trends im Energiemarkt und wichtige Ergebnisse

Heute werden weltweit jährlich 400 EJ an Energie verbraucht. Dabei unterscheidet sich der Pro-Kopf-Verbrauch zwischen Industrienationen (insbesondere in den USA) und Entwicklungsländern enorm. Heute geht nicht nur 70 Prozent an Energie bei Umwandlungsprozessen verloren, auch wird mit ihr (insbesondere mit Strom) verschwenderisch umgegangen. Energie könnte effizienter eingesetzt und genutzt werden.[23] Der Gesamtenergieverbrauch gemessen an Primärenergie ist in den letzten Jahren stetig gestiegen, insbesondere durch die Verlagerung der Wertschöpfung in den tertiären Sektor. Mit ihm auch die Emissionen – insbesondere CO_2. In Entwicklungsländern ist wegen des zu erwartenden starken Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums mit einer starken Zunahme der Energienachfrage zu rechnen. Aufgrund der ansteigenden klimaschädlichen Emissionen ist in letzter Zeit ein zunehmender politischer Druck entstanden. Klimapolitik und Sensibilisierung der Bevölkerung hinsichtlich ökologischer Aspekte waren in vielen westlichen Industrienationen[24] oftmals erfolgreich. Seit den Ölpreisschocks der 70er Jahre hat sich die Energieeffizienz gesteigert, da innovative Energieprodukte eingeführt wurden. Im Elektrizitätssektor sind fallende, aber volatile Strompreise zu verzeichnen. Ausschlaggebend ist die zunehmende Deregulierung und Liberalisierung nach EU-Richtlinien, was zur Erhöhung der Flexibilität und Transparenz der Märkte beiträgt. Aufgrund der dadurch sinkenden Markteintrittsbarrieren können vor allem im Gas- und Strommarkt Konsolidierungstendenzen/ Fusionen beobachtet werden.

Eine ausführliche Darstellung bieten die Kapitel drei, vier und fünf dieser Arbeit.

[23] aufgrund der ineffizienten Nutzung der Energie liegt ein „Marktversagen“ vor
[24] ohne die USA

3 Energieträger und Umwandlungssektoren

Alle Energieträger lassen sich auf vier Grundformen zurückführen: (a) die Gravitation zwischen Erde, Sonne und Mond, die die Gezeiten hervorruft, (b) die Wärme aus dem Erdinneren, die zum größten Teil aus dem laufenden Zerfall radioaktiver Atome stammt, (c) die Kernenergie in Form von Kernspaltung und -fusion und (d) die Sonnenenergie, die wieder in zwei Gruppen geteilt ist: (i) die im Laufe von vielen Millionen Jahren gespeicherten Energien in Form von Kohle, Öl und Gas und (ii) die sich laufend aus dem Energiestrom der Sonne zur Erde erneuernden Energien: Photovoltaik, Wasser, Wind, Biomasse, Wellen, Umgebungswärme, etc.. Regenerative Energien sind grundsätzlich alle Formen der Sonnenergie [ii], Gezeitenenergie und Erdwärme. Nicht regenerativ sind Kohle, Öl, Gas („fossile Energien“) und Kernenergie, obwohl letztere für unsere Bedürfnisse ebenfalls praktisch unerschöpflich ist.[25]

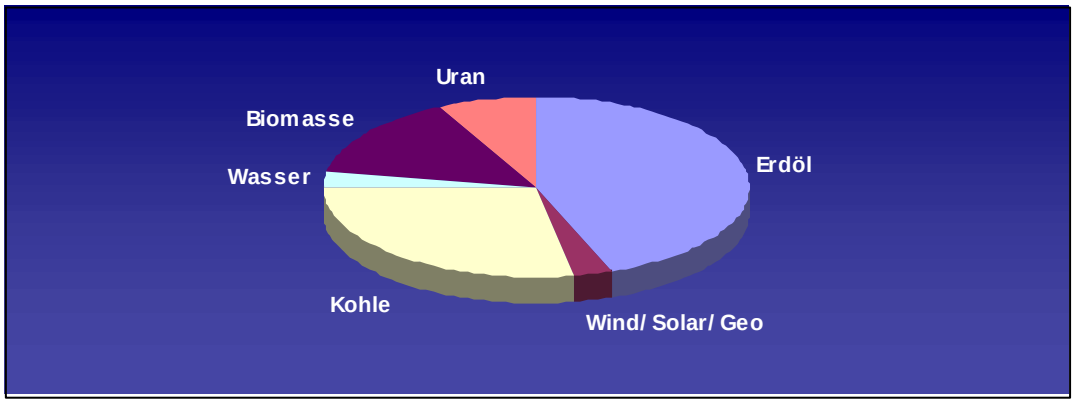


Abbildung 3.1: Anteile der Energieträger am Weltenergiekonsum[26]

Der globale konventionelle und unkonventionelle Primärenergiebedarf beträgt jährlich etwa 10.000 Mtoe (≈ **400 EJ** ≈ 1,1E+14 kWh ≈ 13 TWa);[27] circa 50 EJ davon für Elektrizität, 80 EJ für Verkehr[28]. Dominant ist weiterhin Erdöl (35 Prozent), Kohle und Gas (beide jeweils 22 Prozent). Diese fossilen Energien haben einen Anteil von etwa 80 Prozent, die Kernenergie von etwa 6 Prozent, die erneuerbaren etwa 12 Prozent. Bei einer Weltbevölkerung von 6,3 Milliarden Menschen ergibt dies einen Wert von 1,5 toe (≈ **65 GJ**) pro Person jährlich (50 kWh täglich). Die regionale Verteilung verdeutlicht Abbildung 3.1. Den Anteil der Sektoren am Primärenergieverbrauch spiegelt Abbildung 3.2. wider.

[25] Vgl. Roth (2001, 2); Unerschöpflichkeit der Kernenergie insbesondere bei der Kernfusion
[26] konventionell und unkonventionell (Biomasse); vgl. Boyle (2003, 67) ergänzt und abgeglichen um BP (2003), WBGU (2003, 40); Roth (2001, 1), Forschungszentrum Karlsruhe (2003), Stahl (1998, 1), Kümmel (1998, 83); Erdmann (2001, 2); Kohle: Steinkohle und Braunkohle
[27] Stand 2002; BRD etwa 15EJ (aus Kümmel (1998, 73)
[28] Vgl. Kümmel (1998, 84); Energie-Spiegel (2002, 1), Mineralölwirtschaftsverband (2001, 21)

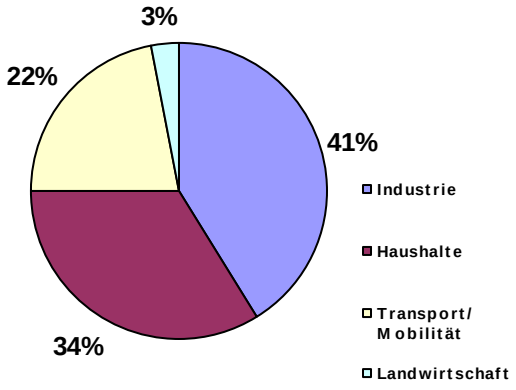


Abbildung 3.2: Aufteilung in Sektoren[29]

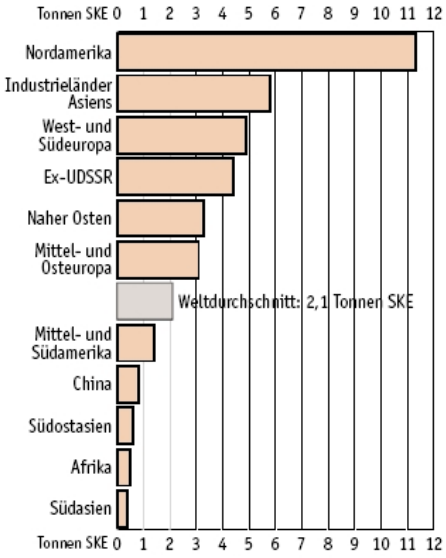


Abbildung 3.3: Regionale Verteilung[30]

60 Prozent der weltweit konsumierten Energie entfällt auf die OECD-Staaten.[31]

3.1 Fossile Primärenergieträger

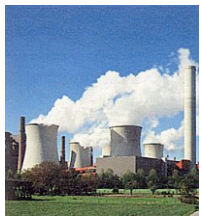
Kohle, Erdöl und Erdgas sind Produkte der Natur. Sie lagern unter der Erdoberfläche und werden durch Schürfen, Graben oder Bohren Zutage gefördert. Dort werden sie zur Energiegewinnung roh oder in veredelter Form verbrannt. Man nennt sie daher natürliche, fossile Brennstoffe (fossiles [lat.] = ausgegraben) oder nicht-erneuerbare/ nicht-regenerative Energien, denn die Vorräte sind endlich. Der konventionelle und unkonventionelle Weltenergiebedarf wird heute zu etwa 80 Prozent aus fossilen Energiequellen gedeckt; der konventionelle zu über 90 Prozent.[32] Im Verkehrssektor (individuelle Mobilität) haben fossile Energieträger ein Anteil von knapp 100 Prozent.

Seit Anfang des 20. Jahrhunderts ist der prozentuale Anteil der fossilen Energierohstoffe am Energieverbrauch zwar geringfügig, aber stetig zurückgegangen. Zunächst bedingt durch Strom aus Wasserkraft, seit den 60er Jahren auch wegen Strom aus Kernkraft. Der Anteil und die Zusammensetzung der Energieträger am Energieverbrauch (Energiemix) haben sich im Laufe der Zeit deutlich verändert. Kohle beherrschte bis Mitte des letzten Jahrhunderts den Energiemarkt; sie wurde in den 50er Jahren durch Erdöl und später auch durch Erdgas abgelöst.[33]

---

[29] Vgl. WBGU (2003, 18)
[30] aus: Mineralölwirtschaftsverband (2001, 7): Stand 2000: 2,1 tSKE = 1,47 toe pro Kopf p.a.
[31] Vgl. SAM (2002, 8)
[32] Vgl. WBGU (2003, 40), Forschungszentrum Karlsruhe (2003), Stahl (1998, 1); beim unkonventionellen Energiebedarf ist der Anteil von Biomasse sehr hoch.
[33] Vgl. Stahl (1998, 1-3)

3.1.1 Primärenergieträger Kohle



Die älteste Technik der Energiegewinnung im kommerziellen Sinn ist Kohleverbrennung. Kohle – die Ressource des Nordens[34] – ist die zusammenfassende Bezeichnung für alle kohlenstoffreichen festen Brennstoffe, die durch (thermische) Zersetzung („Verkohlung“) organischer Stoffe entstanden sind. Abgeschlossen von Luft und unter hohem Druck wurde aus abgestorbenem organischen Material im Laufe der Jahrmillionen erst Torf, dann Braun-, später Steinkohle. Braunkohle ist etwa 40-50 Mio. Jahre alt (60- 70 Prozent C-Gehalt). Aus der im Tagebau abgebauten Braunkohle werden durch Vergasen und Verschwelen die wertvollen Bestandteile gewonnen, die man zu Ölen oder Benzin weiterverarbeitet. Der übrig bleibende so genannte Schwelkoks gilt als wertvoller Brennstoff. Die Steinkohle mit einem Kohlenstoffanteil von 70- 90 Prozent ist ca. 250- 280 Mio. Jahre alt und entstand in den Epochen von Jura (vor 190 Mio. Jahren) bis Karbon (vor 345 Mio. Jahren). Je nach Kohlenstoffgehalt werden die verschiedenen Arten der Steinkohle unterschieden: Anthrazit gehört zur Gruppe der Steinkohle und besitzt einen Kohlenstoffanteil von 90- 99 Prozent; Diamant hat einen Anteil von 100 Prozent. Je höher der Gehalt an kohlenstoffartigen Verbindungen, desto höher der Brennwert. [35]

Die Entwicklung der Kohleindustrie begann im 18. Jahrhundert, als der Energieträger Holz der wachsenden Energienachfrage im Zeitalter de Industrialisierung nicht mehr gerecht werden konnte. Damalige Schlüsseltechnologien wie die Dampfmaschine wurden mit Kohle betrieben und lösten somit einen dynamischen Feedback-Prozess zwischen Technologien zur Energienutzung und Technologien zur Energiegewinnung aus. Mit dem Vordringen der Mineralölprodukte wurde die Kohle in den 50er Jahren aus den Energiemärkten der westlichen Welt verdrängt. Erst zu Beginn der 80er erlebte die Kohleindustrie wieder eine Renaissance: Bedingt durch die hohen Erdölpreise und den technischen Fortschritt in der Kohleförderung erfuhr Kohle als Energieträger einen Boom. Heute beschränkt sich ihr Einsatz auf die Stromerzeugung sowie auf die Stahl- und Eisenherstellung.[36] Seit 1920 hat sich der Einsatz von Kohle verdreifacht – der Anteil an der gesamten Energieerzeugung allerdings von 4/5 auf 1/4 reduziert.[37]

---

[34] Vgl. Erdmann (1995, 87)
[35] Vgl. Pohl (2003), Krefelder Schulen (o. J.)
[36] Vgl. Erdmann (1995, 85-87)
[37] Vgl. Boyle (2003, 157)

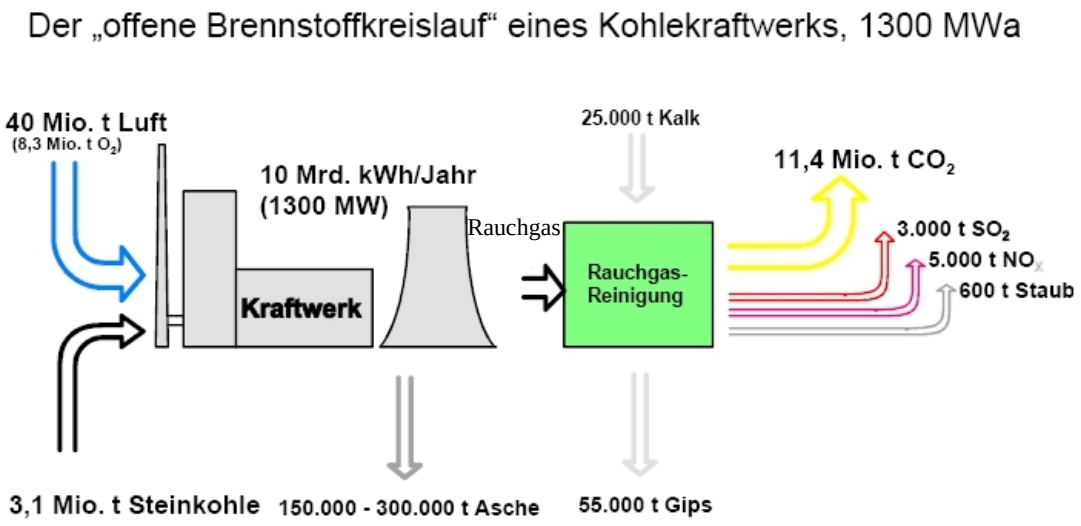


Abbildung 3.4: Kohlekraftwerk[38]

Zunächst wird die Kohle fein gemahlen, bevor sie zusammen mit vorgeheizter Luft in den Kessel eingeblasen und verbrannt wird. Der Kesselraum ist mit Rohren ausgekleidet, die mit reinstem demineralisierten Wasser gefüllt sind. Bei einer Verbrennungstemperatur von etwa 1600 °C entwickelt sich daraus in den Rohren Wasserdampf. Der Dampf trifft mit einer Temperatur von ca. 540 °C und einem Druck von 180 bar auf die Schaufeln der Turbine. Deren Rotationsenergie wird auf einen Generator übertragen, der elektrische Energie erzeugt. Die Turbine dreht sich mit 3000 Umdrehungen pro Minute, also 50 pro Sekunde (Frequenz des Wechselstroms (50 Hz)).

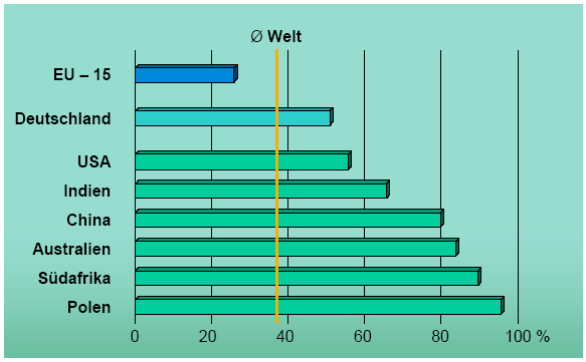
Der größte Nachteil der Kohle sind die mit ihr verbundenen Emissionen, die praktisch alle Bereiche des Ökosystems tangieren. Neben Staub, Schwermetallen, NO_x oder SO_2 ist es vor allem das CO_2, das maßgeblich für die globale Erwärmung verantwortlich ist. Kein anderer Energieträger emittiert derartig viel Kohlenstoffmonoxid wie Kohle: sie produziert zweimal soviel CO_2 wie Erdöl oder –gas bei gleicher Exergie.[39] 25 Prozent der gesamten globalen CO_2-Emissionen sind auf die Verbrennung von Kohle zurückzuführen.[40] Zwar wurden in den letzten Jahren enorme Fortschritte bei der Emissionsreduzierung gemacht, allerdings nicht in erster Linie bei CO_2. Handelbare Emissionszertifikate könnten hier Abhilfe schaffen.

Chemische Grundlagen der Kohlekraftwerke

NO_x	katalytische Reduktion:	$4\ NO_2 + 4\ NH_3 + O_2 \rightarrow 6\ H_2O + 4\ N_2$ (bei 300-400°C)
SO_2	REA:	$SO_2 + CaCO_3 \rightarrow CaSO_4 + CO$
CO_2	Lizenzhandel?	$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 4{,}2$ eV
		bei 1 kg SKE werden 2,68 kg CO_2 frei

[38] Vgl. Prasser (2003, 18); Rauchgasreinigung: Rauchgasentschwelen und -entsticken
[39] Vgl. Boyle (2003, 157), Erdmann (1995, 93-96)
[40] Vgl. IWP, Deutsches Energie Effizienz Institut (2003)

Die bei der Verbrennung anfallende Asche (7 % der Kohle) ist bei den hohen Temperaturen flüssig und wird zur Abkühlung in ein Wasserbecken geleitet. Zur Reinigung durchströmen die heißen Abgase zunächst eine Anlage zur Rauchgasentstickung, in der die Stickoxide (NO_x) mit Hilfe von Ammoniakluftgemisch (NH_3) vernichtet werden. Die anschließende Entstaubung[41] findet durch einen Elektrofilter statt. Dessen Filtergut geht, da es zu einem Teil aus Kohlenstaub besteht, in den Feuerraum zurück. Die Gase werden dann durch eine Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) geführt, wobei das Schwefeldioxid unter Mitwirkung von Kalkstein oder Calciumoxid sowie Restsauerstoff als Gips gebunden wird. Hierbei entstehen zusätzlich große Mengen an Abwasser, die ebenfalls gereinigt werden müssen.[42] Heutige Steinkohlekohlekraftwerke besitzen einen durchschnittlichen (globalen) Wirkungsgrad von 32 Prozent (moderne Anlagen sogar bis zu 44 Prozent) und produzieren dabei eine Leistung von 8,1 kWh pro kg Steinkohle[43], also eine Energie von **29 MJ** pro kg. Dabei werden jährlich etwa 2200 Mtoe Kohle weltweit verbraucht (~ 26000 TWh jährlicher Output; 22 Prozent des Weltenergieverbrauchs)[44]. Der Preis pro Tonne Steinkohle liegt bei etwa 40 US-$.[45] Weltweit ist die Kohle mit einem durchschnittlichen Anteil von 38 Prozent Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung:[46]



In vielen Ländern (USA, China, Indien u.a.) ist der Kohleanteil sogar deutlich höher. Die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs im Jahre 2002 basierte auf Strom aus Kohle.

Abbildung 3.5: Anteil der Kohle an der Stromerzeugung[47]

Der (europäische) Steinkohlemarkt ist geprägt durch Protektionismus: Zölle, Subventionen und Importkontingente verhindern einen gemeinsamen transparenten Weltmarkt. Neben vielen Industrienationen verfügen auch Entwicklungsländer über erhebliche Kohlevorkommen.[48]

---

[41] Reihenfolge kann auch umgekehrt sein
[42] Vgl. Blume (2001)
[43] bei Braunkohle 2 bis 6 kWh / kg
[44] Vgl. BP (2003, 32): Stein- und Braunkohle
[45] Vgl. Tagesschau vom 11.11.2003: BRD Kohle: 160 € / t
[46] Vgl. Reichel (2003, 3)
[47] aus: Reichel (2003, 4)
[48] Vgl. Erdmann (1995, 87f): insbesondere die Schutzpolitik der BRD

Am Energieinhalt gemessen ist Kohle der dominierende nicht-erneuerbare Energierohstoff mit Anteilen von ca. 80 Prozent an den fossilen Reserven und ca. 90 Prozent an den Ressourcen. Dabei haben Stein- und Braunkohle ähnliche Reserven und Ressourcen.[49] Die gesamten Kohlereserven betragen etwa 1 Ttce (0,7 Ttoe):

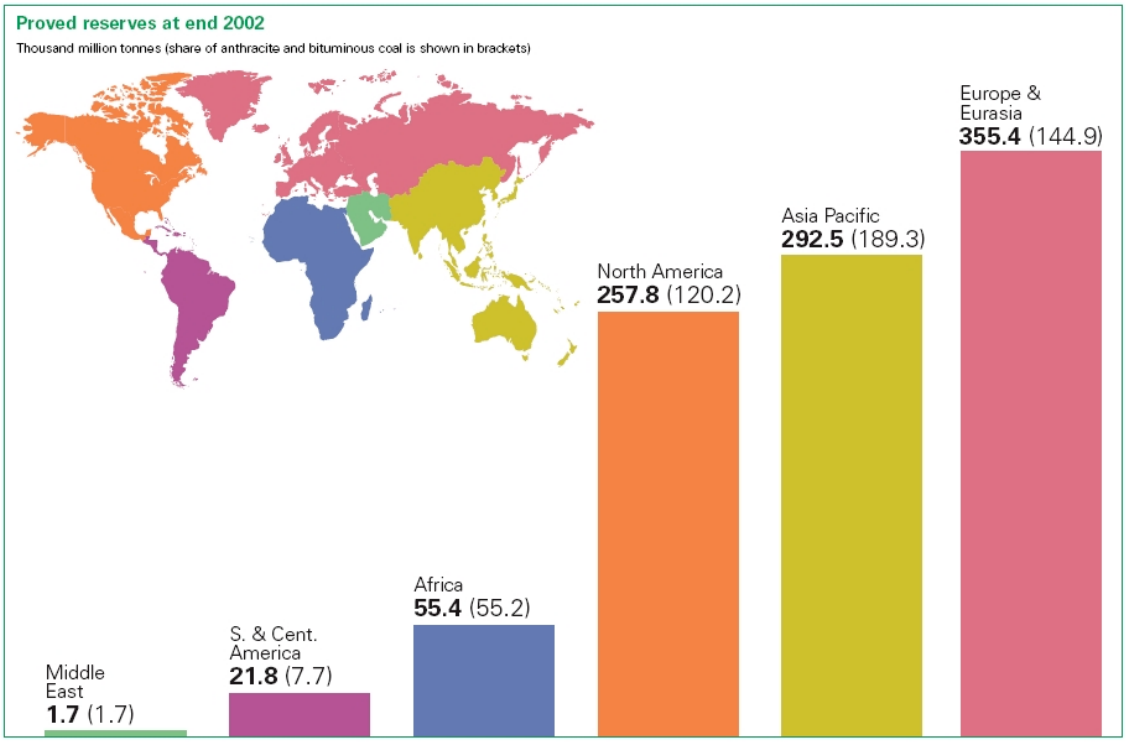


Abbildung 3.6: Reserven der Kohle[50]

Braun- und Steinkohle haben jeweils eine Reichweite von über 200 Jahren (Ressourcen von über 1200 Jahren). Daher wird wohl auch in Zukunft Kohle eine primäre Rolle bei der Energieversorgung spielen, obwohl Transport, Lagerung und Handhabung umständlicher sind als bei anderen fossilen Energieträgern. Eine Weiterentwicklung der herkömmlichen Kohlekraftwerke stellen Kombikraftwerke und Druckkohlenstaubfeuerung mit integrierter Kohlevergasung dar. Angestrebt sind Wirkungsgrade von 60 Prozent bei einer CO_2-Abscheidung von 90 Prozent. Außer Strom soll auch Wasserstoff für andere Verwendungen wie z. B. der Brennstoffzelle im Straßenverkehr erzeugt werden. Die Stromkosten der neuen Technologie sollen nur 10 Prozent über den der heutigen Techniken liegen.[51] Hoffnung setzt die Kohleindustrie immer noch in die Kohleveredelung: Durch Kohlevergasung oder –verflüssigung könnten Sekundärenergieträger entstehen, die das Erdöl substituieren.[52]

[49] Vgl. Steinkohleportal.de (2002)
[50] aus: BP (2003, 31)
[51] Vgl. Reichel (2003, 12, 21), Erdmann (1995, 95)
[52] Vgl. Erdmann (1995, 96)

3.1.2 Primärenergieträger Erdöl

Das Erdöl, der wichtigste Primärenergieträger, ist aus tierischen und organischen Stoffen entstanden, die vor Jahrmillionen nach ihrem Absterben auf den Meeresboden sanken. Von den Sedimenten eingehüllt konnten diese nicht verwesen und somit Faulschlamm bilden. Bakterien und Enzyme wandelten diesen Schlamm unter hohem Druck und bei hoher Temperatur in einer Tiefe von 2000 bis 4000 Metern in die Stoffe des heutigen Erdöls um. Das von den einzelnen Bohrungen eines Feldes kommende Öl wird durch Rohrleitungen einer zentralen Sammelstelle zugeleitet. Von hier aus fließt es in den unter niedrigem Druck stehenden Gasabscheider. Durch Verwirbelung und Aufschlag auf Prallbleche wird das Öl in kleine Tröpfchen zerteilt, wodurch das Gas leichter entweichen kann. Nach diesem Vorgang kann das Erdöl nun zur Raffinerie befördert werden. [53] Eine Erdölraffinerie ist ein Industriebetrieb, der aus dem Naturprodukt *Erdöl* durch Trennung (Destillation), Reinigung (Entschwefelung) und Veredelung (Reformierung) höherwertige Produkte (z.B. Benzin, Kerosin oder Heizöl) herstellt. Erdöl wird in der Raffinerie vor der Verarbeitung *Rohöl* und nach der Verarbeitung *Mineralöl* genannt.[54] Das Rohöl wird auf 350°C erhitzt, dabei gehen alle Stoffe, deren Siedepunkt darunter liegt, in den gasförmigen Zustand über.

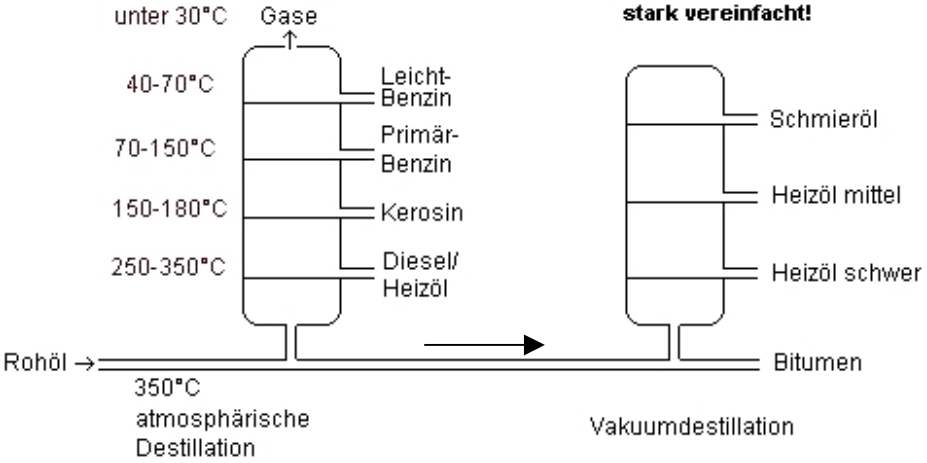


Abbildung 3.7: Funktionsweise Raffinerien[55]

In den Ölraffinerien wird das Rohöl bei verschiedenen Destillationstemperaturen u. a. in Benzin („erste Fraktion“), Diesel/ Heizöl und Kerosin zerlegt, aber auch in Gase, Schmierstoffe oder Bitumen. Dabei werden die Rückstände des ersten Destillationsturmes (Stoffe mit Siedepunkt bei über 360° C) an den zweiten Turm (Vakuumsdestillation) weitergeleitet.

[53] Vgl. Schönstätter Marienschule (2003), Krefelder Schulen (o.J.), Pohl (2003)
[54] Vgl. WIKIPEDIA (2003)
[55] aus: chemienet.info (2003)

Die seit 1859 existierende Mineralölindustrie expandierte im Verkehrssektor besonders stark aufgrund der im Jahre 1860 entwickelten Explosionsmotoren. 1870 begannen die USA mit der inländischen Erdölförderung, 1921 die arabischen Länder, 1973 Europa. Erdöl findet man vorwiegend im „Mittleren Osten“ (Iran, Saudi-Arabien), im Mittelmeerraum (Libyen), in Venezuela, in den USA, in Rumänien und in den ehemaligen Staaten der UdSSR. Um den Erdölpreis beeinflussen zu können, schlossen sich die wichtigsten Förderländer zusammen. Das 1960 in Bagdad gegründete Kartell OPEC[56] mit Sitz in Wien hat heute einen Förderanteil von 40 Prozent (Tendenz steigend) der weltweiten Ölförderung mit einer Tagesförderung von etwa 3,5 Mtoe. Es besitzt über 75 Prozent der weltweiten Reserven an Rohöl. Die OPEC hatte zwar Öl, aber weder Zugang zu den Verbrauchern, noch die Technologien für die Veredelung – vica versa die OECD-Länder. Joint Ventures und ein internationales Handelssystem (Schaffung von Erdölmärkten und Terminbörsen) für Rohöl und Erdölprodukte war die nahe liegende Lösung, was stark zur Transparenz der Erdölpreise beitrug.[57] Die OPEC-Länder verfügen über alle Voraussetzungen, um eine monopolistische Preispolitik ausüben zu können und die westliche Welt (OECD-Länder) in Abhängigkeit zu bringen. Die Ölpreisschocks der Jahre 1973 und 78, ausgelöst durch Produktionsunterbrechungen und Reduzierung der Fördermenge, stehen dafür Beispiel: die Erdölimportierenden Länder hatten mit Stagflation zu kämpfen. Andererseits zeigt der Preisverfall von 1986 auch, dass ein Kartellbruch zum einen nicht unwahrscheinlich ist, zum anderen dass dieser Bruch die Preise auf Wettbewerbsniveau drücken kann.[58]

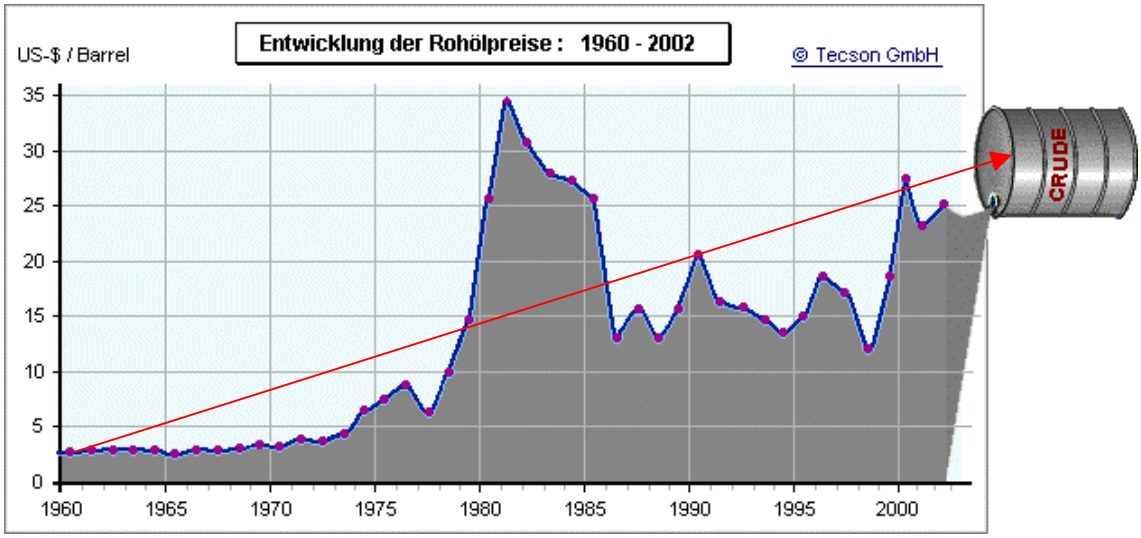


Abbildung 3.8: Entwicklung der Rohölpreise[59]

[56] Algerien, Indonesien, Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Katar, Saudi Arabien, VAE, Venezuela.
[57] Vgl. OPEC (2003), Erdmann (1995, 49-67), Schönstätter Marienschule (2003), Stahl (1998, 7)
[58] Vgl. Erdmann (1995, 51-56)
[59] aus: Tecson (2003)

Der Preis für Erdöl unterlag starken Schwankungen. Heute liegt der Preis pro Barrel (=159 Liter) etwa bei 30 US-$. Es werden täglich 10 Mtoe Erdöl gefördert.[60] Die Erdölpreise werden stark von der Disziplin des OPEC-Kartells abhängen. „Erdöl ist die Leitenergie der Weltwirtschaft, sein Preis die Referenzgröße für die Energiemärkte schlechthin.“[61] Vom Erdölpreis wird daher indirekt die Wirtschaftlichkeit der nichtfossilen Energieträger beeinflusst.

Erdöl hat heute einen Anteil von etwa 35 Prozent am globalen Energiekonsum. Es ist nach wie vor führend im Verkehrssektor (~ 40 Prozent des geförderten Erdöls fließen in den weltweiten Verkehrssektor), als Rohstoff für die Petrochemie und als Grundstoff für eine große Palette von Produkten. Öl verteidigt mit leichten Verlusten seine Stellung im Wärmemarkt, während der Einsatz in der Elektrizitätserzeugung stark zurückgefahren wurde.[62] Moderne Verbrennungsmotoren besitzen einen Wirkungsgrad von etwa 25 bis 30 Prozent.[63] Der Energieinhalt beträgt 12 kWh pro kg Öl, also eine Energie von **43 MJ** pro kg.[64] Weltweit werden jährlich circa 3500 Mtoe Rohöl verbraucht.

Die Mineralölindustrie ist weltweit durch oligopolistischen Wettbewerb geprägt. Die OPEC-Förderländer, die über 3/4 der Erdölreserven verfügen, werden in naher Zukunft eine Monopolstellung einnehmen – unter der Voraussetzung, dass das Kartell ihre Disziplin beibehält. Insbesondere bei den Rohölreserven hält sich beharrlich das Vorurteil, die Vorräte seien in wenigen Jahrzehnten erschöpft. Dabei sind die Rohölreserven derzeit so hoch wie nie zuvor: Die weltweit nachgewiesenen und zu heutigen Preisen wirtschaftlich gewinnbaren Reserven liegen bei rund 140.000 Mtoe (1050E+09 Barrels). Legt man den heutigen weltweiten Verbrauch von 3500 Mtoe p.a. zu Grunde, ergibt sich eine rechnerische Reichweite der Rohölreserven von 40 Jahren. zwei Drittel der Erdölreserven befinden sich im Nahen Osten – ein Viertel alleine in Saudi-Arabien.

Die Reichweite von 40 Jahren wurde bereits schon vor 40 Jahren manifestiert. Von einem Mangel kann daher zurzeit keine Rede sein. Stetige Verbesserungen in Wirkungsgraden bei den Verbrennungsmotoren reduzieren zwar auf der einen Seite den Verbrauch, auf der anderen jedoch fragen insbesondere Entwicklungsländer mehr Erdöl nach. Auch die Anzahl der in Zukunft zugelassenen Kraftfahrzeuge wird drastisch steigen.

---

[60] Vgl. Boyle (2003, 240), OPEC (2003)
[61] Erdmann (1995, 49)
[62] Vgl. Kehrer (2000), Krefelder Schulen (o. J.)
[63] Vgl. Brilon (2001, 2)
[64] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 25, 27)

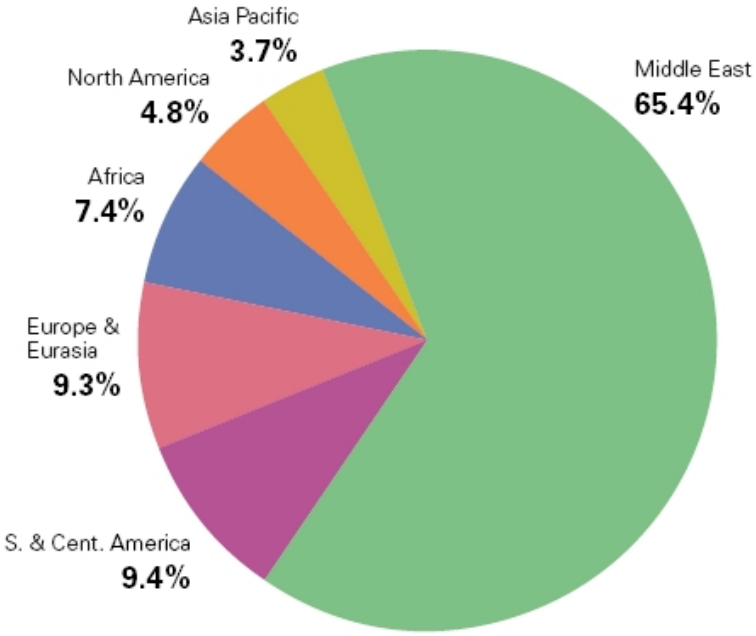


Abbildung 3.9: Aufteilung der weltweiten Erdölreserven[65]

Die unkonventionellen Erdölreserven (z.B. Ölschiefer, Teer- und Ölsand) und die konventionellen haben zusammen eine Reichweite von etwa 60 Jahren[66] (- Reichweite der Ressourcen von über 100 Jahren). Die unkonventionellen Reserven sind relativ gleichmäßig über den Globus verteilt, sind jedoch heute weniger umweltverträglich und in der Förderung und Umwandlung unwirtschaftlich.[67]

Die Vorteile des Öls gegenüber Kohle sind zum einen die höhere Energiedichte, zum anderen sind Transport, Lagerung und Handling einfacher und billiger. Die Verbrennung ist umweltschonender, die Märkte transparenter. Potentiale stecken vor allem in den Verbrennungsmotoren: Diese können noch erheblich verbessert werden hinsichtlich CO_2-Ausstoß und Verbrauch.[68] Die Abhängigkeit der westlichen Welt von „dem“ Primärenergieträger Erdöl bleibt weiterhin bestehen. Deshalb müssen alternative Antriebe und Energieträger im Verkehrssektor Einsatz finden. Batterie- und Hybridfahrzeuge, Verbrennungsmotoren mit alternativen Kraftstoffen wie Erdgas – all dies sind potentielle Innovationen. Die viel versprechende alternative Antriebstechnologie ist die Brennstoffzelle.

[65] aus: BP (2003, 5)
[66] Vgl. Steinkohleportal.de (2003)
[67] Vgl. Stahl (1998, 10)
[68] Beispielsweise sind Fortschritte hinsichtlich des Wirkungsgrades beim Dieselmotor durch die Common Rail Technologie zu verzeichnen, was den Verbrauch senkt, die Leistung steigert und die Emissionen reduziert.

3.1.3 Primärenergieträger Erdgas

Erdgas galt lange als wertloses Abfallprodukt, das bei der Erdölgewinnung entstand („assoziiertes Erdgas“) und anschließend abgefackelt wurde. Die Erdgasindustrie ist älter als die Mineralölindustrie. 1825 wurde die erste Erdgasquelle in den USA erschlossen. Bis in die 50er Jahre des 20. Jahrhunderts wurden Kokereigas und Raffineriegas (Abfallprodukt der Mineralölverarbeitung) vermarktet.[69] Heute ist Erdgas weltweit der drittgrößte Energielieferant.

Die Entstehung von Erdgas ist ein natürlicher Vorgang, der vor ca. 15 bis 600 Mio. Jahren einsetzte und bis in die Gegenwart andauert. Ausgangsmaterial sind wie bei Kohle und Erdöl organische Substanzen sowohl pflanzlicher als auch tierischer Natur. Abgestorbene Mikroorganismen, Plankton und Algen, die sich auf dem Grund riesiger Ozeane ablagerten, wurden von undurchlässigen Gesteins- und Erdschichten (Sedimenten) überdeckt. Luftabschluss und hoher Druck des sich aufschiebenden Gebirges setzten dann einen langwierigen chemischen Prozess in Gang, in dessen Verlauf die organischen Substanzen über lange Zeiträume in gasförmige Kohlenwasserstoffe – Erdgas – umgewandelt wurden. Erdgas entstand aus dem Erdölmuttergestein; ist aber auch als Folgeprodukt der Steinkohle bekannt. Häufig tritt es zusammen mit Erdöl auf, da es auf ähnliche Weise entsteht. Der Begriff Erdgas umfasst alle gasförmigen Kohlenwasserstoffverbindungen, die aus der Erde stammen und brennbar sind.

Erdgas*ähnliche* Gase (Sumpfgas, Faulgas) bilden sich aus Biomasse unterschiedlicher Art durch Fäulnisprozesse unter Einwirkung von Bakterien. Diese Gase erzeugt man auch synthetisch aus Abfällen der Landwirtschaft und nutzt sie wirtschaftlich (Sekundärenergieträger *Biogas*).

Chemische Analysen zeigen, dass sich Erdgas zum überwiegenden Teil (bis zu 99 Prozent) aus Methan (CH_4) und zu einem geringen Anteil aus höheren Kohlenwasserstoffe und Spuren anderer Gase (N) zusammensetzt. Die chemische Zusammensetzung schwankt beträchtlich (L(ow)-Gas vs. H(igh)-Gas) – je nach Herkunftsland. Ein Hauptbestandteil ist aber immer Methan. Der Methangehalt ist zugleich das Qualitätskriterium von Erdgas: Je mehr Methan enthalten ist, desto höher die Qualität des Erdgases und desto höher sein Brennwert.[70]

---

[69] Vgl. Erdmann (1995, 69)
[70] Vgl. ÖVGW (2003), Tigas (2003), gibgas (2003), WIKIPEDIA (2003), VEG (2003), Pohl (2003)

Erdgas ist ungiftig, geruchlos und leichter als Luft. Es ist energetisch besser nutzbar als flüssige Kraftstoffe und entzündet sich erst bei einer Temperatur von ca. 600° C (Benzin bei ca. 360° C). Andererseits sind die Förderung, der Transport und die Verteilung von Gas technisch sehr komplex, kapitalintensiv und gefährlich.[71]

Der hohe Methan-Anteil bringt es mit sich, dass Erdgas von den fossilen Energieträgern den geringsten Kohlenstoffgehalt und den höchsten Wasserstoffgehalt aufweist. Auf Grund des hohen Wasserstoffanteils setzt Erdgas bei der Verbrennung nicht nur besonders hohe Energien frei, sondern emittiert auch weniger CO_2 als die anderen fossilen Brennstoffe. Für das umweltfreundlichere Erdgas spricht auch sein Transport: Erdgas gelangt über ein unterirdisch verlegtes Leitungsnetz direkt von den Lagerstätten zum Verbraucher. Aus besonders weit entfernten Förderstätten kommt Erdgas über Pipelines oder Tiefseeleitungen und wird in das Versorgungsnetz eingespeist. Verdichterstationen sorgen für den richtigen Druck in den Transportleitungen. Reduzierungsanlagen passen letztendlich den Druck an die örtlichen Gasleitungen an.[72]

Der Energieverbrauch ist täglichen und saisonalen Schwankungen unterworfen. Da aber der Import und die Inlandsproduktion konstant sind, wird im Sommer das überschüssige Gas in ausgeförderten Erdgas-Lagerstätten zwischengelagert. Die Bedarfsspitzen im Winter können dann aus diesen Speichern gedeckt werden. Engpässe in der Versorgung sind somit ausgeschlossen.[73]

Grundsätzlich steht Erdgas in zwei unterschiedlichen Formen zur Verfügung: CNG (Compressed Natural Gas) ist ein komprimiertes Erdgas, das weitestgehend in dem Zustand, in dem es gefördert wird, Verbrennungsmotoren antreiben kann. Daher wird in der individuellen Mobilität vorwiegend CNG als Treibstoff eingesetzt.

LNG (Liquified Natural Gas) ist ein verflüssigtes Erdgas vor allem für den Transport. Die Verflüssigung geschieht bei einer Temperatur von -163°C. Dabei reduziert sich das Volumen auf 1/600 des Ausgangsvolumens. Nicht zu verwechseln ist dies mit LPG (Liquified Petroleum Gas), ein industriell hergestelltes Flüssiggas. LPG (auch als „Autogas“ bekannt) wird größtenteils bei der Verarbeitung von Rohöl in der Raffinerie als Nebenprodukt produziert. Dieses Gas besteht im Wesentlichen aus Butan und Propan.[74]

[71] Vgl. Erdmann (1995, 71), ÖVGW (2003)
[72] Vgl. Stahl (1998, 8), ÖVGW (2003), Erdmann (1995, 73-75)
[73] Vgl. ÖVGW (2003), tigas (2003), WBGU (2003, 74)
[74] Vgl. Erdgas (2003), gibgas (2003)

Erdgas findet Einsatz in den privaten Haushalten, der Industrie sowie teilweise in der individuellen Mobilität. Auch bei der Stromerzeugung werden kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) eingesetzt. Diese modernen, ab 2005 verfügbaren GuD-Erdgas-Kraftwerke weisen einen (elektrischen) Wirkungsgrad von 58 Prozent auf und eine Leistung von 400 MW – wesentlich höherer als andere Kraftwerke.

Durch dezentrale Anlagen mit Kraftwärmekopplung (KWK) kann der Wirkungsgrad bei einer Leistung von 20-300 MW auf etwa 90 Prozent erhöht werden. Dies ist möglich, indem man die Abwärme des Kraftwerkes in lokale Heizungen, Warmwassererzeugung oder Industrien für Niedertemperatur-Wärme einspeist.[75] Da Erdgas meist eine ausgebaute Infrastruktur hat, könnten dezentrale Kraftwerke an beliebiger Stelle errichtet werden. Auch andere Kraftwerke können KWK haben, allerdings meist nur mit zentralem Standort, bei dem sich die Wärmeauskopplung auf nur wenige Abnehmer konzentriert. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und (Fern-, Nah-) Wärme ist eine sehr effiziente Art der Energiewandlung und kann daher nicht nur einen bedeutenden Beitrag zur Reduzierung des Primärenergieverbrauchs um etwa 20 Prozent, sondern auch einen Teil zur Emissionsreduzierung um etwa 60 Prozent leisten.[76] KWK hat in der EU einen Anteil von 10 Prozent bei der Stromerzeugung.[77]

Der Energiegehalt pro m^3 Gas beträgt 9 kWh, also **32 MJ** pro m^3 Gas.[78] Jährlich werden weltweit etwa 2200 Mtoe an Erdgas (etwa 22 Prozent des Weltenergiebedarfs) verbraucht. Der Preis pro Kubikmeter variiert je nach Einsatzbereich und Qualität. Der Einstandspreis ohne Steuern liegt bei etwa 0,01 US-$ pro kWh.[79] Einen Weltmarkt für Erdgas wie bei Erdöl und Kohle gibt es nicht – ebenso wenig ein Produzentenkartell wie OPEC. Zurzeit haben sich drei große Regionen zu getrennten Märkten zusammengeschlossen: Europa (mit Nordafrika), Nordamerika und Ostasien mit 96 Prozent der Welt-Erdgasförderung. Da die Nutzung von Erdgas erhebliches Know-how und eine kapitalintensive Infrastruktur voraussetzt, weisen die Märkte ein natürliches Monopol mit Bottlenecks vor allem bei der lokalen Feinverteilung auf. Lieferverträge in der Gasindustrie sind meist durch Langfristigkeit gekennzeichnet („Take or Pay Commitments“). Ab 2010 soll nach EU-Richtlinien der Zugang Dritter zu den Leitungsnetzen („Third Party Access“) ermöglicht und der Gasmarkt um 33 Prozent geöffnet werden.[80]

---

[75] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 94), Greenpeace (2003), WBGU (2003, 75, 103), Maichel (2000, 16)
[76] Vgl. Kail, Haberberger (2001, 1-2), Traube (1999, 10), WBGU (2003, 74)
[77] Vgl. Staiß (2002, 3)
[78] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 25)
[79] Vgl. BP (2003, 29)
[80] Vgl. Bogner (1998, 15), Stahl (1998, 9), Erdmann (1995, 77-78)

Die Erdgasvorkommen sind weltweit wesentlich gleichmäßiger verteilt als die Erdölreserven.[81] Die konventionellen, weltweit bekannten und sicher gewinnbaren Reserven werden auf 135.000 Mtoe geschätzt, was eine rechnerische Reichweite von 60 Jahren ergibt. Die Ressourcen vermutet man auf etwa 300.000 Mtoe (Reichweite von 140 Jahren). Schließt man unkonventionelle Ressourcen mit ein, erhält man eine Reichweite von knapp 500 Jahren. Da mit großer Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft bedeutende Lagerstätten entdeckt und erschlossen werden, ist in absehbarer Zeit mit keiner Verringerung der Reichweite zu rechnen. Aufgrund der verschiedenen Quellen beim Bezug von Erdgas ist keine Abhängigkeit von einzelnen Ländern zu erwarten.[82]

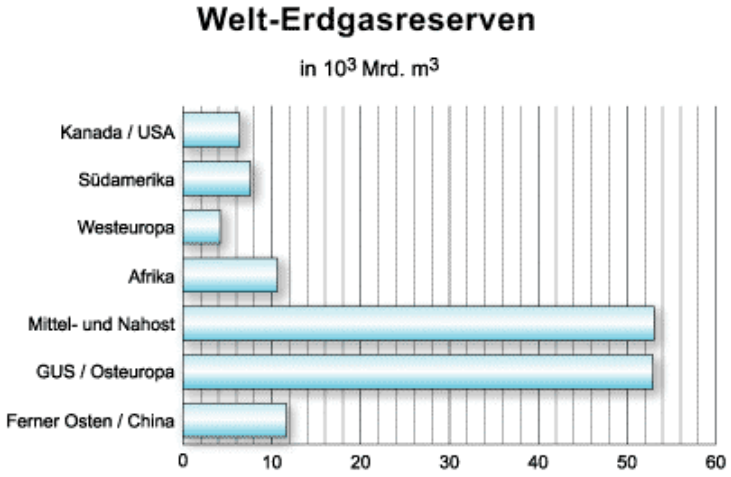


Abbildung 3.10: Welt-Erdgasreserven

Innovative Technologien basierend auf Erdgas finden insbesondere im Verkehrssektor Einsatz – bei der individuellen Mobilität. Kraftfahrzeuge mit Erdgasantrieb werden bereits von verschiedenen Automobilherstellern angeboten – oft in Kombination mit herkömmlichen Otto- oder Dieselmotoren. Erdgas ist zurzeit der sauberste Antrieb und weist die ruhigste Verbrennung (ROZ beträgt 130) auf.[83]

Erdgas könnte mittelfristig Erdöl und Kohle substituieren. Erdöl aufgrund seiner geringeren Reichweite, Kohle wegen ihrer hohen CO_2-Emissionen. Erdgas besitzt daher einen höheren ökonomischen Wert als andere fossile Brennstoffe.[84]

[81] Vgl. Egli (2003, 1)
[82] Vgl. gibgas (2003)
[83] Vgl. gibgas (2003)
[84] Vgl. Erdmann (1995, 79)

3.1.4 Schlussfolgerungen Fossile Energieträger

Die fossilen Energieträger werden nach allen Prognosen bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts dominieren, da sich die Energieversorgungsstrukturen nur langsam ändern. Mit Versorgungsengpässen ist kurzfristig nicht zu rechnen.

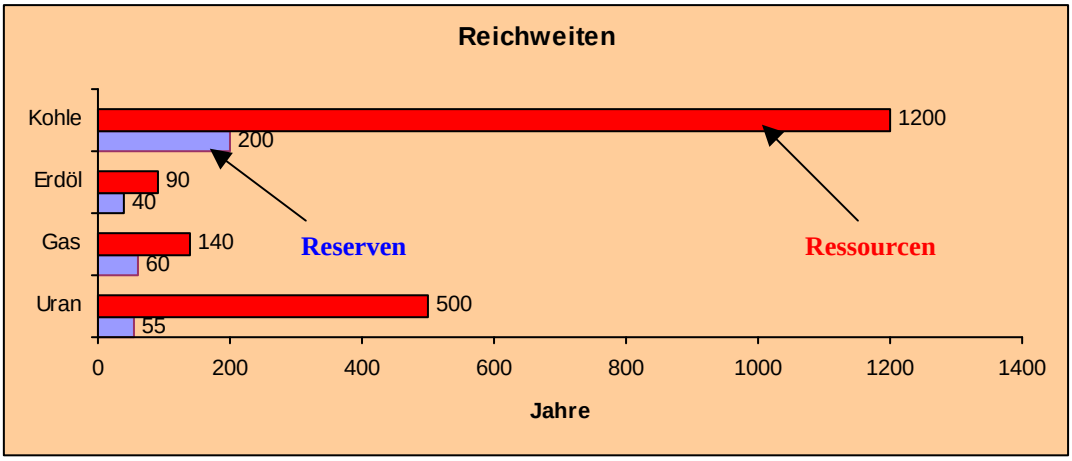


Abbildung 3.11: Reichweiten der konventionellen (fossilen) Energieträger in Jahren[85]

Die IEA (International Energy Agency) rechnet mit einer Zunahme des Verbrauchs an Erdöl, Kohle und Erdgas zusammen um mehr als ein Drittel bis zum Jahre 2010. Weitere technische Fortschritte bei der Ausschöpfung der vorhandenen Reserven und beim Aufspüren neuer Vorkommen sind zu erwarten. Die weitaus größten Energiepotentiale sind in Form von Kohle verfügbar. Öl und Gas werden deutlich schneller verbraucht sein als Kohle. Die konventionellen Ölvorkommen und Erdgasreserven sind in Staaten mit instabilen politischen und ökonomischen Verhältnissen konzentriert. Die Abhängigkeit von diesen Ländern nimmt zu und birgt ein diverses Versorgungsrisiko. Allen fossilen Energieträgern ist gemeinsam, dass sie beträchtlich schädliche Einflüsse auf die Umwelt haben. Diese zeigen sich einerseits in der Boden- und Gewässerbelastung, in der Luftverschmutzung, dem Treibhauseffekt (siehe Kapitel 4) und dem zunehmend größer werdenden Ozonloch; andererseits in der Zerstörung der Landschaft durch den Abbau von Stein- und Braunkohle, Erdöl und anderen Energieträgern sowie in der Meeres- und Küstenverschmutzung durch Ölförderung und Transporte.[86]

---

[85] Die Referenzdaten für die Reserven wurden bevorzugt aus BP (2003) entnommen und ergänzt um Boyle (2003). Die Quantitäten basieren auf Mittelwerten von 2000-2002. Sie wurden abgeglichen für ein arithmetisches Mittel mit WBGU (2003: IEA 2002c), Diekmann/ Heinloth (1997), Steinkohleportal.de (2001), Stahl (2003) und Mineralölwirtschaftsverband (2001). Alle Angaben wurden gerundet, da kein Anspruch auf absolute Genauigkeit besteht. Für die Ressourcen basieren auf Daten von IEA (2002) aus WBGU (2003). Die Daten in der Literatur sind allerdings sehr unterschiedlich.

[86] Vgl. Prognos (1999, K6), Lucke (2001, 6), Stahl (1998, 3), Mineralölverband (2001, 10)

3.2 Kernenergie

Bei der Kernenergie steht die Wechselwirkung zwischen den Bausteinen der Atomkerne, Protonen und Neutronen im Vordergrund. Kernbausteine verspüren eine starke Bindungsneigung auf sehr kurzen Distanzen (1 fm). Nützt man diese Neigung aus, so können Bindungsenergien[87] im MeV Bereich freigesetzt werden.[88] Die Erzeugung von Energie durch Materie wird seit den 50er Jahren angewandt. Sie dient vor allem der Deckung der Stromnachfrage weltweit:

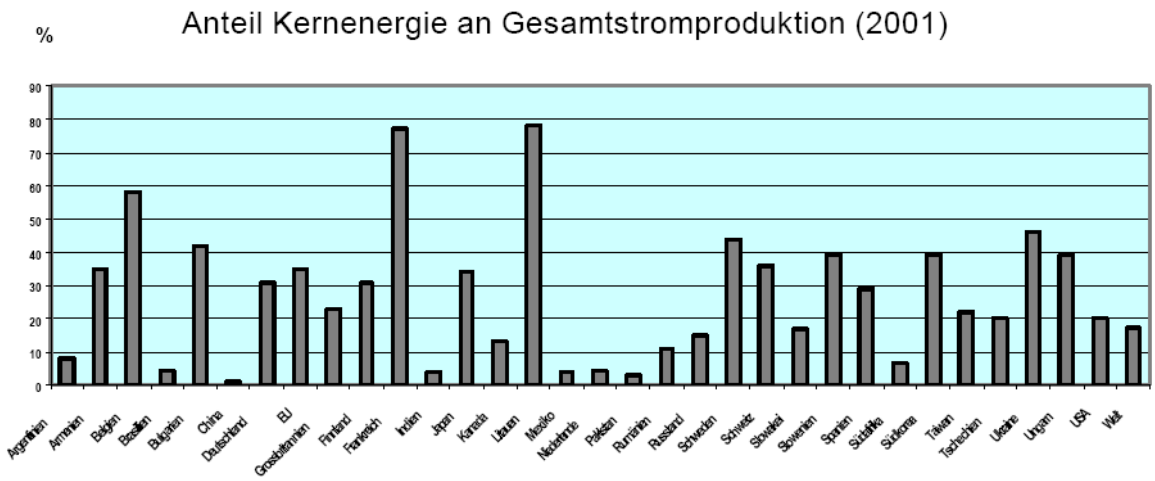


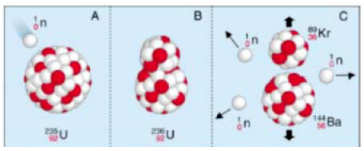
Abbildung 3.12: weltweite Nachfrage nach Kernenergie für die Elektrizitätsversorgung[89]

Die Gewinnung von Energie aus Kernumwandlung ist durch Spaltung schwerer Kerne (wie Uran) oder Fusion leichter Kerne (wie Tritium oder Deuterium) möglich.[90] Bei der Kernspaltung wird Uran als Brennmaterial eingesetzt, das in zwei mittlerschwere Kerne zerfällt. Bei der Kernfusion (stützend auf den Fusionsreaktionen im Sonneninnern)[91] hingegen verschmelzen zwei Isotope des Wasserstoffes zu einem α-Teilchen (Helium-Kern). Letztere nukleare Energieerzeugung ist noch in der Entwicklungsphase. Ob diese Umwandlungstechnik jemals marktreif wird, hängt vor allem von der gesellschaftlichen Akzeptanz der Kernenergie allgemein ab. Die Kernenergie war und ist ein Streitpunkt: Sie dient nicht nur der friedlichen Nutzung für die Energieversorgung, auch die Militärs bemächtig(t)en sich ihrer.

---

[87] Die Masse eines Nuklids ist stets kleiner als die Summe der Massen seiner Bausteine. Der Massendefekt entspricht der Kernbindungsenergie und wird durch die Einstein'sche Äquivalenzrelation $\Delta E = \Delta mc^2$ beschrieben.
[88] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 223f)
[89] aus: BFE (2003, 1)
[90] Vgl. IPP (2002, 8)
[91] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 110)

3.2.1 Kernspaltung



Der 1938 von Otto Hahn und Fritz Straßmann entdeckte Beschuss von ^{235}Uranisotop[92] mit langsamen Neutronen war der Meilenstein für die technische Machbarkeit der Kernspaltung.

Bei der Kernspaltung nützt man bei sehr schweren Kernen die mittlere Bindungsenergie pro Nukleon aus, die so gering ist, dass sie kaum ausreicht, um die Nukleonen entgegen den elektrostatischen Abstoßungskräften zwischen den positiv geladenen Protonen zusammenzuhalten. Es genügt eine geringe Aktivierungsenergie um diese instabilen schweren Kerne zu mittelschweren zu spalten.

Physikalische Grundlagen der Kernspaltung

$$^{235}_{92}U + ^{1}_{0}n \rightarrow ^{236}_{92}U \rightarrow ^{142}_{56}Ba + ^{92}_{36}Kr + 2\ ^{1}_{0}n + \text{Energie}$$

Radioaktive Strahlen: β- und γ-Strahlung

Kernmasse U:	235,043929 u	Kernmasse Ba:	141,916453 u
Ruhemasse Neutron:	1,00866500 u	Kernmasse Kr:	91,9261560 u
		Ruhemasse Neutron:	1,00866500 u
Summe Edukte:	236,052594 u	Summe Produkte:	235,859939 u

Differenz = Massendefekt = 0,192655 u = 3,199E-28 kg

$E = m * c^2$
$E = 3{,}199E\text{-}28\ kg * (299792458)^2\ (m/s)^2 = 2{,}875E\text{-}11\ J = 1{,}794E+08\ eV$

Freigesetzte Energie/ Leistung pro Urankern = 180 MeV = 7,98E-18 kWh
pro kg ^{235}U sind 6,022126E+26 / 235 = 2,56261E+24 Kerne
►MeV pro kg Uran: 4,598E+26
►4,598E +32 eV = 7,356E+13 J = 74 TJ

Bei der Spaltung von ^{235}U-Kernen werden zwei bis drei schnelle Neutronen frei. Diese müssen abgebremst werden, da nur langsame (thermische) Neutronen weitere Uran-Kerne spalten können. Von den freigewordenen Neutronen darf nur eines einen weiteren Kern (für die Kettenreaktion) spalten. Für das Abfangen und Abbremsen benutzt man Moderatoren wie Graphit oder (schweres) Wasser. Die anderen überschüssigen Neutronen müssen mittels Regelstäben zwischen den Brennstäben eingefangen werden. Für die gewünschte Kettenreaktion ist eine „kritische Masse“ an spaltbarem Material notwendig, da sonst der Neutronenverlust zu hoch wäre. Nach dem Neutronenbeschuss zerbricht der ^{235}U-Kern in zwei mittelschwere Kerne – (angeregtes) Barium und Krypton – deren Massensumme kleiner ist als die Masse des Urankerns.

[92] Isotope = Atomkerne mit gleicher Protonenzahl

Die Massendifferenz wird gemäß der Einstein'schen Äquivalenzrelation $\Delta E = \Delta mc^2$ in Energie umgewandelt. Diese Energie erhitzt das Kühlwasser, der Dampf treibt die Turbine des Stromgenerators an. Pro Uran-Kern werden etwa 200 MeV Energie frei. Moderne Kernreaktoren haben einen Wirkungsgrad von rund 35 Prozent.[93]

Ausgangsmaterial ist das in der Natur vorkommende Uranerz, welches zu 0,7 Prozent aus dem ^{235}U-Isotop besteht (99,3 Prozent ^{238}U-Isotop). Für die Kettenreaktion ist es notwendig, dass der Anteil des ^{235}U auf 3 Prozent angereichert wird. 100 Tonnen dieses angereicherten Materials halten einen Reaktor für drei Jahre in Betrieb. Aus 22 t Natur-uran werden etwa 1 TWh Strom gewonnen. Aus 1 kg ^{235}U erhält man eine Energie von knapp **80 TJ**, also 22,2E+06 kWh.[94] Der Preis pro kg Natururan liegt knapp unter 50 US-$, die Umwandlung und Anreicherung bei etwa 100 US-$ pro kg.[95]

Die Kernenergie deckt heute 6 Prozent des weltweiten Primärenergiebedarfs und 17 Prozent der globalen Elektrizität. Über 440 Reaktoren[96] mit etwa 65 Prozent Verfügbarkeit und etwa 360 GW Leistung (2500 TWh jährlicher Output) stehen in 31 Ländern in Betrieb. Dabei werden ca. 55000 t Natur-Uran jährlich verbraucht[97]. Insbesondere im asiatischen Raum ist mit weiteren Bauten zu rechnen. Nach Schätzung der IAEA wird die Kernenergiekapazität bis 2015 aber nur begrenzt zunehmen, da manche Staaten aus der Kernenergie aussteigen (wollen).[98]

Kernenergiepolitik europäischer Länder		
Länder, die Kernenergie nutzen	Länder, die Kernenergie weiterhin nutzen wollen oder Kernenergie als Option offen halten	Finnland, Frankreich, Grossbritannien, Rumänien, Russland, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ukraine, Ungarn
	Länder, die trotz Moratorium oder absehbarer Stilllegung ihrer KKWs, die Option Kernenergie offen halten	Niederlande, Spanien
	Länder, die aus der Kernenergie aussteigen wollen	Belgien, Deutschland, Schweden
	Länder, die als EU-Beitrittsbedingung einzelne ihrer KKWs stilllegen müssen	Bulgarien, Litauen
Länder, die Kernenergie nicht nutzen	Länder, die die Option Kernenergie offen halten	Polen, Türkei
	Länder, die aus politischen Gründen auf Kernenergie verzichtet haben	Dänemark, Italien, Österreich
	Länder, die aus Gründen internationaler Politik auf Kernenergie verzichtet haben	Kroatien (Rechtsstreit mit Slowenien über gemeinsame Nutzung eines KKWs)
	Länder, für die Kernenergie primär aus energiepolitischen Gründen keine Option darstellt (kleines Land, reichlich vorhandene Energieressourcen, historische oder wirtschaftliche Gründe)	Albanien, Bosnien-Herzegowina, Estland, Griechenland, Irland, Island, Lettland, Luxemburg, Malta, Mazedonien, Moldau, Norwegen, Portugal, Serbien-Montenegro, Weissrussland, Zypern

Abbildung 3.13: Kernenergiepolitik europäischer Länder[99]

[93] Vgl. Kümmel (1998, 79-81), Tamm (2002, 11), Krienke (o. J., 7), Erdmann (1995, 176f), Diekmann, Heinloth (1997, 27), WBGU (2003, 78)
[94] Vgl. Erdmann (1995, 177), Boyle (2003, 404), WBGU (2003, 52)
[95] Vgl. OECD / IEA (2001, 144- 146)
[96] ¼ davon allein in den USA
[97] Vgl. WBGU (2003, 52), laut BP 600 Mtoe; Umrechungsfaktor auf Natururan in Literatur uneinheitlich
[98] Vgl. BFE (2003, 1), Erdmann (1995, 176), Boyle (2003, 395, 451)
[99] aus: BFE (2003, 3)

Die Reichweite von Uran wird derzeit auf ca. 40-70 Jahre geschätzt; die Ressourcen auf ca. 500 Jahre.[100] Neue Fördertechnologien und neu entdeckte Reserven werden diese Nutzungsdauer verlängern. Uran-Reserven sind vor allem in Nordamerika, Australien und Afrika vorhanden, weniger in Europa und im Fernen Osten. Entwicklungsländer besitzen etwa 40 Prozent der weltweiten Reserven.[101] Einschlägige Gutachten gehen davon aus, dass der globale peak an Kernspaltungsreaktoren etwa 2010 erreicht wird, ab 2060 rechnet man nicht mehr mit der Energieversorgung durch Kernspaltung.[102]

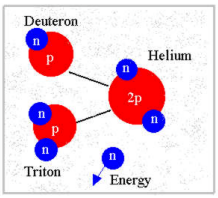
In den meisten Industrienationen müssen Kernkraftwerke (KKWs) höchsten Sicherheitsansprüchen gerecht werden. Daher wirken KKWs bei Wirtschaftlichkeitsrechungen meist unrentabler als die fossilen Kraftwerke, da die Kernenergie eine sehr kapitalintensive Energie ist.[103] Dies schlägt sich auch im Kernenergiepreis nieder. Dies würde sich entscheidend ändern, wenn man den Energiekosten /-preisen die externen Kosten der Umweltverschmutzung auferlegen würde: KKWs sind CO_2-frei[104] im Vergleich zu fossilen Kraftwerken (vgl. Abschnitt 4.2). Sie stellen daher eine Option zur Minderung der CO_2-Emissionen dar als Substitut der fossilen Kraftwerke, die zurzeit weltweit rund 63 Prozent der weltweiten Elektrizitätserzeugung decken.[105] Ohne verstärkten Einsatz der KKWs kann das fokussierte Emissionsziel kaum erreicht werden. Selbst neue, gasbefeuerte Kraftwerke erreichen keinen vergleichbar niedrigen CO_2-Ausstoß.

Ab frühestens 2020 sollen neue, innovative Reaktoren und Brennstoffzyklen eingesetzt werden. Die Systeme der nächsten Generation basieren auf den drei allgemeinen Grundtypen: gasgekühlte (Kugelhaufen-Modul-Reaktoren), wassergekühlte (aktuelle Generation-III) und schnelle Reaktoren (schnelle Neutronen). Diese „Generation-IV“-Reaktoren sollen ein geringeres Kapitalrisiko (durch geringere Entwicklungskosten) und Abfallaufkommen haben und sind wesentlich kleiner als die derzeitigen Reaktoren. Höhere Wirkungsgarde, verbesserte Sicherheit sowie die Möglichkeit, Wasserstoff aus Wasser oder anderen Rohstoffen nahezu emissionsfrei zu erzeugen (der dann in Brennstoffzellen und Fahrzeugmotoren verwendet werden kann) charakterisieren diese innovativen Technologien.[106]

---

[100] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 43, 251), Stahl (1998), Boyle (2003, 451), Steinkohleportal.de (2002)
[101] Vgl. Stahl (1998, 13)
[102] Vgl. Boyle (2003, 437)
[103] vor allem wegen der langen Bauzeiten von KKW’s
[104] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 277)
[105] Vgl. Erdmann (1995, 185), OECD / IEA (2001, 51)
[106] Vgl. Kronenberg (o. J.)

Die Zukunft der Kern(spaltungs)energie wird hauptsächlich von folgenden Faktoren abhängen: der Entsorgung von radioaktivem Abfall, der Wirtschaftlichkeit von Reaktoren der nächsten Generation-IV, dem Klimaschutz (CO_2-Reduzierungsverpflichtung der EU), der Radioaktivität (Zerstörung von biologischen Zellen und Erwärmung durch Absorption), der Versorgungssicherheit und dem militärischen Missbrauch.[107]



3.2.2 Kernfusion mit magnetischem Einschluss

Die Kernfusion ist eine der wenigen Innovationen im Energieversorgungssektor. Ende der 40er Jahre begannen die ersten Versuche, die Kernschmelzung der Sonne auch auf der Erde nutzbar zu machen. Quelle der Energie aus der thermonuklearen Kernfusion ist die innere Bindungsenergie der Atomkerne. Durch das Verschmelzen zweier Isotope des Wasserstoffes – Deuterium (D) und Tritium (T) – zu Helium (He) wird thermische Energie freigesetzt, da die Bindungsenergie des He-Kerns größer ist als die Summe der Kernbindungsenergien von Deuterium und Tritium. Um die Verschmelzung von D und T zu ermöglichen, sind hohe Geschwindigkeiten der Teilchen nötig.[108] Dies wird durch hohe Temperaturen erreicht. Daher wird anfänglich das D-T-Gemisch mit einer externen Energiequelle („Heizung“) auf eine Temperatur von 100 bis 200 Millionen Grad erhitzt. In diesem Plasma-Zustand (vierter Aggregatzustand) ist der (D, T-) Atomkern von seinem Elektron getrennt (ionisiert) und kann somit fusionieren.

Physikalische Grundlagen der D-T Kernfusion

$$ {}^{2}_{1}D + {}^{3}_{1}T \rightarrow {}^{4}_{2}He + {}^{1}_{0}n + \text{Energie} $$

Radioaktive Strahlen: β-Strahlung

Kernmasse D:	2,0135536 u	Kernmasse He:	4,0015065 u
Kernmasse T:	3,0155010 u	Ruhemasse Neutron:	1,0086650 u
Summe Edukte:	5,0290546 u	Summe Produkte:	5,0101715 u

Differenz = Massendefekt = 0,0188831 u = 3,13541E-29 kg

$E = m * c^2$
$E = 3{,}13541E\text{-}29 \text{ kg} * (299792458)^2 \text{ (m/s)}^2 = 2{,}81796E\text{-}12 \text{ J} = 1{,}75841E\text{+}07 \text{ eV}$

Freigesetzte Energie/ Leistung pro Reaktion = 17,584 MeV = 7,825E-19 kWh
(zuzüglich der Energie der Brutreaktion in Lithium: ${}^{6}Li + n \rightarrow He + T$ + 4,78 MeV)

[107] Vgl. Erdmann (1995, 181-185), BFE (2003, 2)
[108] Die anziehenden Kernkräfte müssen die abstoßenden Kräfte aufgrund der positiv geladenen Kerne überwiegen.

Ein Plasma kann durch elektrische[109] und magnetische Felder beeinflusst werden. In Fusionsanlagen nutzt man diese Eigenschaft aus, indem man das heiße Plasma in einem Magnetfeldkäfig einschließt/ fixiert und so von den Reaktorwänden fernhält, da ansonsten das Plasma abkühlen könnte.

„Zündet“ das Plasma, dann laufen gemäß obiger Reaktionsgleichung genau so viele Fusionsprozesse ab, dass die Energie der erzeugten He-Kerne (α-Teilchen) ausreicht, die Temperatur des Plasmas ohne externe Heizung weiter aufrechtzuerhalten. Das brennende Plasma erzeugt eine Reaktion, so dass die entstehenden Neutronen – die 80 Prozent der gewonnen Energie tragen – thermische Energie abführen können, da sie den Magnetfeldkäfig ungehindert verlassen können.[110] Durch Abbremsung dieser Neutronen im Strukturmaterial und in der Ummantelung der Plasmakammer (sog. Blanket) entsteht Wärme, die über einen konventionellen Dampfkreislauf in Elektrizität umgewandelt wird. Dadurch soll eine Fusionsleistung von 2 MW pro m^3 freigesetzt werden[111], was zu einer typischen Reaktorleistung von 1 bis 10 GW führt.[112]

Bei der Fusion entsteht keine Kettenreaktion. Das Brennmaterial wird kontinuierlich nachgefüllt. Daher ist es physikalisch ausgeschlossen, dass es zu einem Reaktorunglück kommen kann. Der Reaktor schaltet sich bei Instabilitäten selbstständig ab, da das Plasma bei Instabilitäten nicht mehr weiter brennen kann.

Wegen Verunreinigungen des Plasmas durch schwere, weniger ionisierbare Kerne wie Eisen oder Kupfer, die gegen das Plasmagefäß stoßen, entstehen Röntgenstrahlen, die gesundheitsgefährdend sind. Ferner ist das radioaktive Lithium, das für die D-T-Verschmelzung benötigt wird, ein weiterer Faktor, der die Kernfusion zurzeit in keinem guten Licht stehen lässt.[113] Die aktuelle Fusionsforschung beschäftigt sich unter anderem mit den Fragen, wie diese Verunreinigungen des Plasmas minimiert und der Wärmeeinschluss noch weiter optimiert werden können.

Deuterium ist in fast unerschöpflicher Menge in den Weltmeeren vorhanden. Das radioaktive Tritium (β-Strahler) mit einer Halbwertszeit von 12 Jahren muss durch Neutronenbeschuss von Lithium (Li) im Fusionsreaktor gebrütet werden.

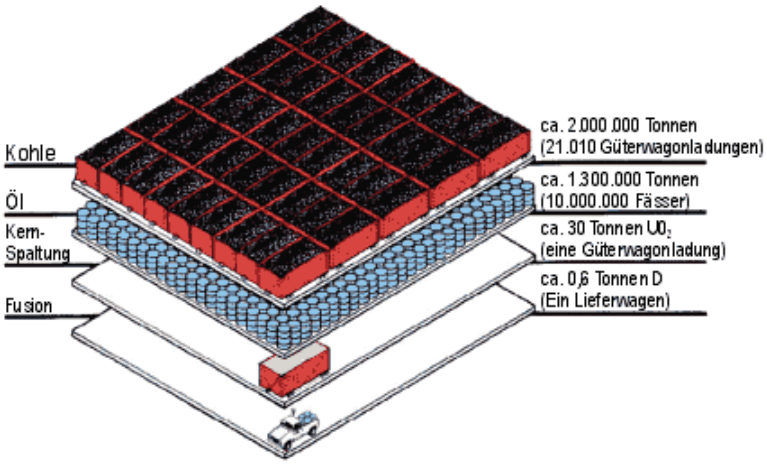
---

[109] Beispielsweise für die externe Heizung: wird elektrischer Strom durch das Plasma geleitet, so erzeugt dieser Wärme aufgrund der Widerstände der Teilchen.
[110] Vgl. IPP (2002, 8-14, 38), Werner v. Siemens Gymnasium (2003), Forschungszentrum Karlsruhe (2003)
[111] Vgl. Kümmel (1998, 81)
[112] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 27), Forschungszentrum Karlsruhe (2003)
[113] Vgl. IPP (2002, 9-13)

Die weltweiten Vorräte von Lithium in der 2 km tiefen Deckschicht der Erdkruste stellen ebenfalls keine Einschränkung dar.[114]

Die Fusion ist mit 172E+06 kWh pro kg He bzw. 97,3E+06 kWh pro kg D-T-Gemisch (**350 TJ**) die ergiebigste Energiequelle. Sie stellt knapp viermal mehr Energie zur Verfügung als die Kernspaltung pro kg Brennmaterial.[115]

Dabei emittiert sie weder CO_2, noch andere toxische Gase, was sie als die Energieversorgung der Zukunft erscheinen lässt: Die Kernfusion ist in der Lage, die steigende Energienachfrage zu befriedigen und gleichzeitig die Umwelt geringer zu belasten. Das (biologische) Gefährdungspotential bei einem Reaktorunglück ist geringer als das der Kernspaltung. Der Jahresverbrauch eines Fusionskraftwerks mit einer Leistung von 1 GW beträgt 100 kg Deuterium und 150 kg Tritium (aus 300 kg Lithium erbrütet). Es fallen also praktisch keine Transporte für die Brennstoffver- und -entsorgung an wie bei anderen Energieträgern.[116]



Im Vergleich zu anderen Energieträgern ist die thermonukleare Kernfusion am umweltfreundlichsten hinsichtlich der jährlichen Belieferung mit Brennmaterial.

Abbildung 3.14: Vergleich des Transportaufkommens für unterschiedliche Energieträger[117]

Mit der kommerziellen Energiegewinnung aus Kernfusion ist vor 2050 nicht zu rechnen.[118] Hohe Ausgaben in der Grundlagenforschung sind notwendig sowie die Kernenergie wieder an gesellschaftlicher Akzeptanz gewinnen muss. Eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Fusionsreaktoren ist momentan schwer möglich. Es existiert noch kein funktionsfähiger Reaktor, der eine fundierte Kosteneinschätzung ermöglichen würde. Nach derzeit gängigen Schätzungen würden die Anlagenkosten für einen Fusionsreaktor zwei- bis dreimal höher sein als bei einem Spaltreaktor.

[114] Vgl. Boyle (2003, 430), Diekmann, Heinloth (1997, 293f), Kümmel (1998, 82)
[115] Vgl. Boyle (2003, 430), Diekmann, Heinloth (1997, 288)
[116] Vgl. Forschungszentrum Karlsruhe (2003), Grunwald (2002, 8, 44), Diekmann, Heinloth (1997, 303)
[117] Forschungszentrum Karlsruhe (2003)
[118] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 288, 303), IPP (2001)

Das IPP prognostiziert einen Stromgestehungspreis von etwa 0,10 € pro kWh ab der zehnten Anlage.[119] Die potentielle Verfügbarkeit von Fusionsreaktoren liegt nach aktuellen Schätzungen unter der von aktuellen Spaltreaktoren, da Fusionsreaktoren häufiger gewartet werden müssen. Um mit diesen Reaktoren wirtschaftlich konkurrieren zu können, muss ein Fusionsreaktor niedrigere Brennstoffkosten, höhere Zuverlässigkeit und Sicherheit sowie geringere Endlagerkosten aufweisen.[120]

„Die wirtschaftliche Attraktivität einer Energiequelle wird aber nicht nur durch den Strompreis bestimmt, sondern auch durch Akzeptanz, Ressourcen und Umweltaspekte. Unter diesen Gesichtspunkten betrachtet stellt die Fusion eine schier unerschöpfliche also quasi erneuerbare Energiequelle mit günstigen Umwelteigenschaften dar. […] Dann könnte Fusion im Jahr 2100 etwa 20 bis 30 Prozent des europäischen Strombedarfes decken“[121] und die Spaltreaktoren, deren Brennmaterial bis dahin erschöpft ist, ablösen.

[119] Vgl. IPP (2001)
[120] Vgl. Voß (o. J.)
[121] IPP (2001)

3.3 Erneuerbare, regenerative Energien

Erneuerbare Energien sind – im Gegensatz zu fossilen und nuklearen Energieträgern – Energieflüsse und keine Vorräte. Regenerative Energien sind jene Energien, die sich von selbst erneuern, also praktisch unendlich verfügbar sind, solange sie nicht stärker genutzt werden, als es ihrer Erneuerungsrate entspricht. Ihre Marktanteile sind heute noch gering, da die Kosten von regenerativen Energien weit höher liegen als die bei den fossilen. Die drei wichtigsten Quellen sind die Solarstrahlung[122], Erdwärme[123] und Gravitationskraft[124]. Diese können entweder direkt oder indirekt in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Wellenenergie oder Umgebungswärme genutzt werden. Seit den beiden Ölpreisschocks war die westliche Welt ständig auf der Suche nach alternativen Energiequellen, um die Abhängigkeit der OPEC zu minimieren. Die verschiedenen Formen von erneuerbarer Energie hängen primär von der Sonneneinstrahlung ab, die jährlich etwa 5,4 Millionen EJ an Energie liefert. 30 Prozent davon werden von der Erde zurückreflektiert, die restlichen knapp 4 Millionen EJ könnten theoretisch als Energielieferant genutzt werden (10.000-mal als derzeitiger Energieverbrauch p.a.).[125]

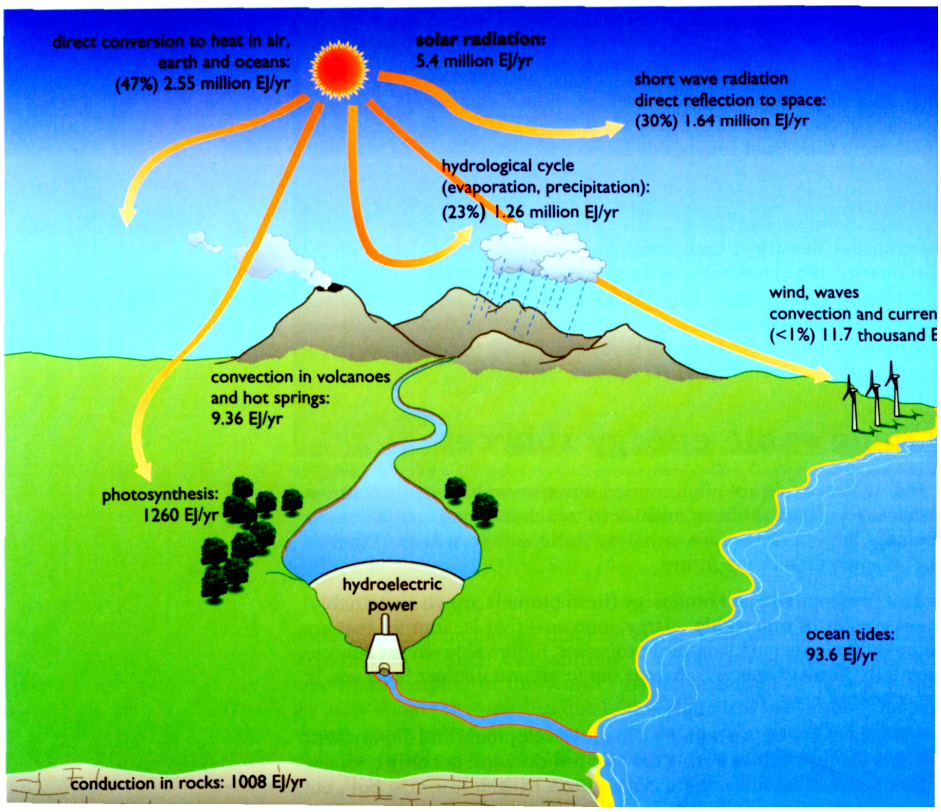


Abbildung 3.15: Various forms of renewable energy

[122] Wärme, Photosynthese (Biomasse), Wind, Wasser (kinetische Energie)
[123] Geothermik
[124] Wasser (potentielle Energie)
[125] Vgl. Boyle (2003, 24); dito Abbildung

3.3.1 Windkraft

Wie die anderen Formen regenerativer Energien wurde auch die Entwicklung der Windkrafttechnologie nach dem Ölpreis-Schock der 70er Jahre vorangetrieben, um die Abhängigkeit insbesondere von Öl zu verringern. Windenergie entsteht mit Hilfe der indirekten Nutzung der Sonnenenergie: Einfallendes Sonnenlicht erwärmt die Luft. Je senkrechter das Licht auf die Erde trifft, desto stärker erwärmt sich die Luft.[126] Da die erwärmte Luft über dem Land sich nun ausdehnt und leichter wird, steigt sie auf. In den freiwerdenden Raum strömt kühlere Meeresluft nach (Seebrise). In der Nacht kehrt sich der Vorgang um: Die Luftmassen über Land kühlen schneller ab als über der Wasseroberfläche. Die Luft über der Landfläche verdichtet sich, wird schwerer und strömt in Richtung Meer (ablandiger Wind). Die im Wind enthaltene kinetische Energie kann in modernen Windkraftanlagen zur Stromerzeugung und zum Antrieb von Maschinen genutzt werden. Die marktgängigen Windkraftanlagen sind so genannte Horizontalachsenkonverter. Sie können am Land (onshore) oder im Meer (offshore) errichtet werden.[127]

Die Drehbewegungen der Rotorachse werden mittels eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Mit Hilfe einer Windrichtungsnachführung kann der Rotor immer optimal zur Windströmung ausgerichtet werden. Eine Bremse der Rotorblätter verhindert zu hohe Umdrehungen und somit mechanische Schäden. Für eine Windkraftanlage werden ca. 500 m^2 Land benötigt. Die mittlere Windgeschwindigkeit sollte über 5 m/s (≈ 18 km/h) liegen, was Windkraft nicht für alle Regionen interessant erscheinen lässt (z.B. hat Süd-Deutschland eine mittlere Windgeschwindigkeit von unter 4 m/s).

Abbildung 3.16: Horizontalachsenkonverter[128]

Das Problem der starken Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit liegt in der dritten Potenz: Steht einem Windkraftwerk am Standort X nur die halbe Windgeschwindigkeit gegenüber dem Standort Y zur Verfügung, sinkt seine Leistung auf ein Achtel. Aus physikalischen Gründen kann ein frei umströmtes Windrad höchstens 59 Prozent der Windenergie aufnehmen. Dies ist der theoretisch mögliche Wirkungsgrad. In der Praxis werden Werte von etwa 45 Prozent erreicht.

---

[126] An den Polen verteilt sich die Wärme auf einer großen Fläche; am Äquator dagegen auf kleiner Fläche
[127] Vgl. Kümmel (1998, 85-87), dieBrennstoffzelle.de (2002, 14), Diekmann, Heinloth (1997, 162)
[128] aus: TauernWind (2003)

Da hinter dem Windrad jedoch weitere mechanische, elektrische und reglungstechnische Verluste auftreten, beträgt der tatsächliche Gesamtwirkungsgrad bei der Umwandlung von Windenergie zu Strom nur etwa 25 bis 30 Prozent.[129]

Die derzeit gängigen Anlagen haben eine Leistung von einigen kW bis zu 4,5 MW und eine Lebensdauer von maximal 25 Jahren.[130] Die technische Verfügbarkeit liegt bei etwa 98 Prozent. Weltweit beträgt die installierte Spitzenleistung etwa 32.000 MW (50 TWh/ Jahr) mit einer Energie von rund 185 PJ (0,45 Promille des Weltenergieverbrauchs). Das weltweit technische Potential wird auf 3.000 bis 300.000 TWh/ Jahr geschätzt[131], die jährlichen Wachstumsraten auf 25 Prozent.[132] Dabei weisen Offshore-Anlagen etwa das doppelte Potential von Onshore-Anlagen auf. Aktuell deckt die Windenergie fast zwei Prozent des weltweiten Strombedarfs. [133] Die IEA geht davon aus, dass sich der Anteil bis zum Jahr 2020 auf etwa zehn Prozent erhöhen wird, da technischer Fortschritt und Skaleneffekte aufgrund der erhöhten Nachfrage nach Windenergieanlagen bereits heute die Stromerzeugungskosten um den Faktor zehn sinken ließen. Ein regelrechter Boom wird in Zukunft für Windanlagen auf hoher See (offshore) erwartet. [134]

Ein grundsätzlicher Nachteil der Windenergie besteht darin, dass die Stromerzeugung nicht kalkulierbar ist, weil sie von den Wetterbedingungen abhängt und somit eine Versorgungssicherheit nicht gewährleistet ist. Sie erfordert starke Landschaftsveränderungen und belästigt Anwohner meist mit Lärm. Sollen Windkraftwerke einen signifikanten Beitrag zur Stromversorgung liefern, so wären Tausende dieser Anlagen notwendig. Vorteilhaft ist, dass die Windkraft wie die anderen regenerativen Energien emissionsfrei ist, eine dezentrale Stromversorgung möglich wäre und relativ geringe Investitionskosten anfallen. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern ist die Windkraft am ehesten an der Schwelle der Wirtschaftlichkeit.[135] Der Erntefaktor liegt zwischen drei Monaten und gut einem Jahr.[136]

Interessant ist Energie aus Windkraft wohl erst dann, wenn durch technischen Fortschritt der Gesamtwirkungsgrad steigt. Moderne Offshore-Anlagen könnten dann einen Teil der Energienachfrage decken.

---

[129] Vgl. Rückamp, Howard (2003); Erdmann (1995, 112f); Kümmel (1998, 86)
[130] Vgl. TauernWind (2003)
[131] Vgl. WBGU (2003, 67): technisches Potential wird auf 1000 EJ (= 278.000 TWh/ Jahr) geschätzt.
[132] Vgfl. SAM (2002, 15)
[133] Vgl. Kümmel (1998, 86), Umweltkontor (2003)
[134] Vgl. Umweltkontor (2003)
[135] Vgl. Erdmann (1995, 113), Diekmann, Heinloth (1997, 189-191)
[136] Vgl. Kümmel (1998, 87), WBGU (2003, 69), Voß in Maichel (2002, 33f.)

3.3.2 Wasserkraft

Die Nutzung der Wasserkraft basiert auf der Kombination von Sonnen- und Gravitationsenergie der Erde. Jede Sekunde verdunsten etwa 14 Millionen Kubikmeter Wasser auf der Erde – ¼ der von der Erde absorbierten Sonnenenergie. Sie gelangen als Niederschläge wieder auf die Erde zurück und bilden so den Wasserkreislauf der Natur. Wenn die Niederschläge nicht auf Meereshöhe fallen, entsteht ein mehr oder weniger großes Potential an Wasserkraft. So liegt Europa durchschnittlich 300 Meter über dem Meeresspiegel, Nordamerika über 700 und Asien sogar über 900 Meter. Gepaart mit ergiebigen Niederschlägen und entsprechenden Wassermassen ergeben sich aus diesen Höhenunterschieden zum Meer gewaltige Energiemengen. Je nach Betriebsweise unterscheidet man verschiedene Arten von Wasserkraftwerken. *Laufwasserkraftwerke* (Flusskraftwerke) nutzen die zur Verfügung stehende Energie der Flüsse kontinuierlich und erzeugen Grundlaststrom.

Sie wandeln die Kraft des fließenden Wassers von Flüssen (E_{kin}) in elektrische Energie um. Wehranlagen stauen das Wasser auf, um eine höhere Fallhöhe zu erreichen. Etwa 94 Prozent der zugeführten Energie wird in elektrische Energie umgewandelt.

Abbildung 3.17: Laufwasserkraftwerk

Bei *Speicherkraftwerken* wird durch eine Talsperre (Staumauer oder Staudamm) natürlich zufließendes Wasser in hoch gelegenen Seen gespeichert. Die aufgestauten Wassermassen (E_{pot}) werden zum tiefer gelegenen Kraftwerk gelassen. Bei Bedarf kann Spitzenlaststrom erzeugt werden.

Diese Talsperre schafft einen Stausee, so dass saisonale Niederschlagsschwankungen ausgeglichen werden können.

Pumpspeicherkraftwerke können zu Zeiten mit Stromüberangebot Wasser in höher gelegene Speicherseen pumpen, um es im Bedarfsfall wieder abzuarbeiten.

Abbildung 3.18: Wasserspeicherkraftwerk

Die Bewegung des fließenden/ fallenden Wassers treibt Turbinen oder ein Wasserrad an, welche wiederum einen Generator bewegen, der die kinetische (Energie der Bewegung) und potentielle Energie (Energie der Lage) des Wassers letztendlich in Strom umwandelt. Um 1 kWh Arbeit zu leisten, muss 1 m^3 Wasser 360 Meter tief fallen.[137] Je nach Fallhöhe und Wassermenge werden entsprechende Turbinen eingesetzt, die Wirkungsgrade über 90 Prozent haben:[138]

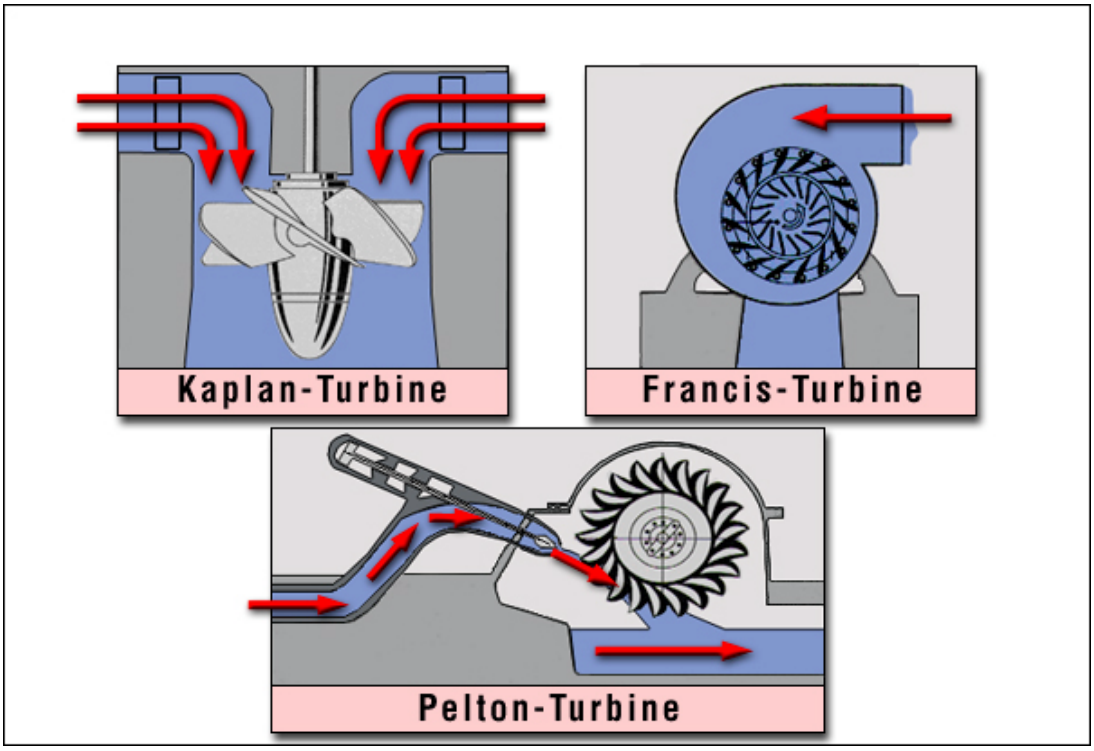


Abbildung 3.19: Turbinen für die Wasserkraft

Der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken beträgt gesamt rund 85 Prozent. Die Wasserkraft ist nur an wenigen Orten einsetzbar, aber wo die Natur eine entsprechende Vorkonzentrierung der Energie liefert, kann sie kostengünstig und effektiv sein.[139] Allerdings ist der Ausbau der Wasserkraft mit schweren Eingriffen in die Natur verbunden. Weltweit werden derzeit knapp drei Prozent des Bedarfs an Primärenergie und knapp 20 Prozent des Bedarfs an Elektrizität (~ 2600 TWh/ Jahr) aus Wasserkraft gedeckt. Das technische Potential wird auf 14000 TWh/ Jahr (50 EJ), das wirtschaftliche auf etwa 8500 TWh/ Jahr (30 EJ) geschätzt. Jedoch sind die Investitionskosten wesentlich höher als bei fossilen oder nuklearen Kraftwerken, so dass die Stromerzeugungskosten mindestens doppelt so hoch sind.[140]

---

[137] $E_{pot} = m_{Wasser} * g * H \Rightarrow H = 3{,}6E{+}06\ J : (1000\ kg * 9{,}81\ m/s^2) = 367\ m$
[138] Vgl. Fricke (2003); dito Abbildungen; Erdmann (1995, 105-109); ÜWAG (2003); Barlen (o. J.)
[139] Vgl. Roth (2001, 4)
[140] Vgl. Kümmel (1998, 84-85), WBGU (2003, 56f)

In den OECD-Ländern liegt der Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung derzeit bei etwa 17 Prozent; in den Entwicklungsländern bei circa 30 Prozent. In Europa ist der Ausbau der Wasserkraftwerke mittlerweile abgeschlossen; in den Entwicklungsländern besteht noch erhebliches Potential.

Region	theoretisches Potenzial [EJ/a]	technisches Potenzial [EJ/a]	wirtschaftliches Potenzial [EJ/a]	bereits genutztes Potenzial [EJ/a]	derzeit installierte Leistung [GW]	im Bau oder geplant [GW]
Afrika	14,0	6,8	4,0	0,3	20,6	76,8
Asien	69,8	24,5	13,0	2,9	241	223
Australien	2,2	1,0	0,4	0,2	13,3	0,9
Europa	11,6	3,7	2,8	2,1	176	10
Nord- und Mittelamerika	22,7	6,0	3,6	2,5	158	16
Südamerika	22,3	9,7	5,8	1,9	111,5	50,2
Welt	143	51,7	29,5	9,9	720	377

Abbildung 3.20: Potentiale der Wasserkraft nach Kontinenten[141]

3.3.3 Biomasse

Biomasse entsteht im Prozess der Photosynthese aus Sonnenlicht, CO_2, der Luft und Wasser. Biomasse ist gespeicherte Sonnenenergie:

$$6\ CO_2 + 6\ H_2O + \text{(Sonnen-)Energie} \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6\ O_2$$ [142]

Biomasse ist die gesamte durch Pflanzen (teilweise auch durch Tiere) anfallende oder erzeugte Substanz. Beim Einsatz von Biomasse zu energetischen Zwecken ist zwischen nachwachsenden Rohstoffen (wie Holz, Pflanzen, Ölsaaten und Zuckerrohr) und organischen Reststoffen (Abfall- und Restholz, Stroh, Gras, Laub, Dung, Klärschlamm, organischer Müll) zu unterscheiden. Organische Rest- und Abfallstoffe bilden das Grundmaterial für die Erzeugung von Biogas. Biomasse wird verbrannt in überwiegendem Maße zur Wärmeerzeugung (insbesondere in Entwicklungsländern) und zur Stromproduktion. Holzfeuerungsanlagen fast jeder Größenordnung – vom Ofen im Einfamilienhaus bis zu mehreren MW starken Holz-Heizkraftwerken – sind heute im Einsatz. Mit größeren Kraftwerken produziert man teilweise auch Strom – allerdings wird Biomasse im Strommix weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen. Ganz anders könnte die Zukunft der Biomasse im Bereich der Treibstoffe (z.B. Rapsöl) aussehen, da der Verbrennung von Biomasse ein geschlossener CO_2-Kreislauf zu Grunde liegt.

[141] aus WBGU (2003, 57): Stand 2002
[142] Vgl. Barlen (o. J.)

Heute hat Biomasse einen Anteil von gut zehn Prozent am Weltenergieverbrauch. Die längste Zeit der Geschichte war Holz der vorherrschende Brennstoff. Während der industriellen Revolution wurde sie durch Kohle verdrängt. In Entwicklungsländern deckt Biomasse heute immer noch über 35 Prozent des Energiebedarfs.[143]

Trockene Biomasse mit einem C-Gehalt von etwa 50 Prozent hat einen Energieinhalt von **17,6 MJ** pro kg, 60 Prozent der Energie der Steinkohle. Jährlich wachsen 120 Mrd. t Biomasse weltweit nach, von denen knapp 5 Mrd. t verbrannt werden könnten. Dies ergibt einen Brennwert von etwa 80 EJ, also 20 Prozent des jährlichen Weltenergiebedarfs.[144] Schätzungen zufolge soll der Anteil der Biomasse in den nächsten Jahren steigen.[145]

Die (saubere) Verbrennung von Biomasse ist klimaneutral, da sie nur soviel CO_2 freisetzt, wie die Pflanzen über die Photosynthese aufgenommen haben.

3.3.4 Solare Energie

Die Sonne ist die Grundlage aller Lebensprozesse. Die Natur nutzt Sonnenenergie (zur Photosynthese) bereits seit rund drei Milliarden Jahren. Jährlich stellt die Sonne das etwa 10.000-fache der Energie zur Verfügung, die die Welt benötigt. Die direkte Energie der Sonne kann zum einen durch Umwandlung in Strom (Photovoltaik), zum anderen für Wärme (thermische Energie) genutzt werden. Die Nutzung der Solarenergie hat klare Vorteile: sie ist unerschöpflich (die Sonne verliert in 1,24 Milliarden Jahren ein Prozent ihrer Masse), umweltfreundlich, klimaverträglich[146], risikoarm und für alle Menschen global verfügbar.[147] Allerdings ist sie ungleich verteilt: Die mittleren Strahlungsintensitäten betragen in Mitteleuropa etwa 1100 kWh/m^2; in den Wüstengebieten Nordafrikas ca. 2300.[148] Die direkte Nutzung der Solarenergie ist vor allem für die dezentrale Energieversorgung interessant, aber theoretisch auch für die zentrale: So ließe sich beispielsweise mit Solar-Kraftwerken auf einer Fläche von drei Prozent der Sahara der Energiebedarf Europas und Afrikas decken.[149]

---

[143] Vgl. Kümmel (1998, 84), WBGU (2003, 67): In Indien knapp 90 Prozent des Energieverbrauchs
[144] Vgl. Kümmel (1998, 83)
[145] Vgl. WBGU (2003, 241)
[146] Relativierung siehe Abschnitt 3.4
[147] Vgl. Barlen (o. J.), ÜWAG (2003), Umweltschulen (2003), IWP (2003)
[148] Vgl. Erdmann (1995, 109)
[149] Vgl. energieportal24.de (2003)

3.3.4.1 Photothermik (Solarwärme)

Eine Möglichkeit, die direkte Sonnenenergie auf der Erde nutzbar zu machen, ist das Einfangen der Wärme für Warm- oder Niedertemperaturwasser. Dies geschieht mittels Sonnenkollektoren, wobei man zwischen Röhren- und Flachkollektoren unterscheidet. Kollektoren absorbieren die ankommende Strahlung, wandeln diese in Wärme um und geben sie an ein Wärmeträgermedium ab. Beide Kollektorenarten verfügen über so genannte Absorber (wärmeleitende Bleche aus Kupfer oder Aluminium mit einer dunklen Beschichtung). Sie absorbieren die Sonneneinstrahlung und erwärmen sich. Die Wärme wird durch die Wärmeträgerflüssigkeit, die durch die Trägerrohre zirkuliert, abtransportiert.

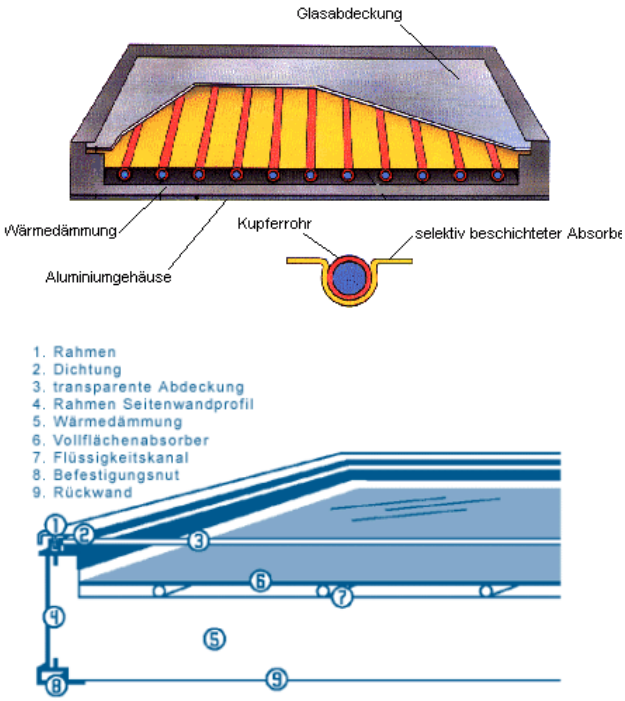


Abbildung 3.21: Flachkollektoren

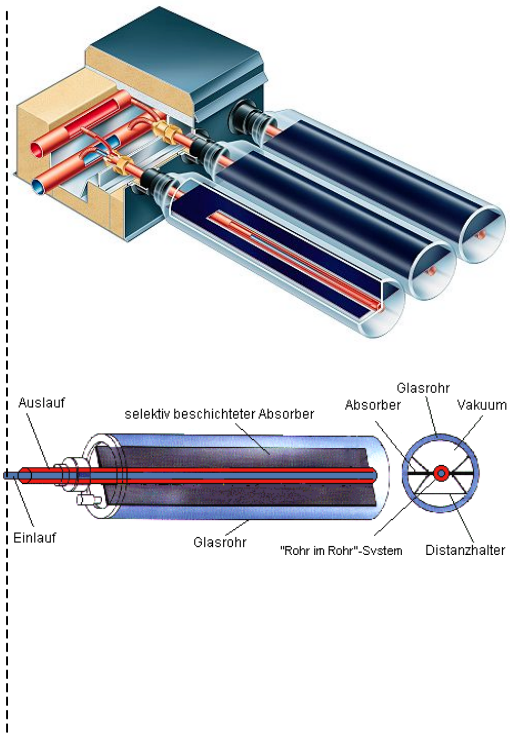


Abbildung 3.22: Röhrenkollektoren[150]

Bei der Warmwasserbereitung werden Flach- und Röhrenkollektoren eingesetzt. Wo neben der Warmwassererzeugung auch eine Heizungsunterstützung gefahren wird, kommen hauptsächlich Röhrenkollektoren zum Einsatz. Der Vorteil der *Vakuum-Röhrenkollektoren* liegt darin, dass sie auch bei ungünstiger Wetterlage (in der Übergangszeit, bei bedecktem Himmel („diffuse Strahlung“), niedrigen Außentemperaturen) gute Erträge liefern – mehr als Flachkollektoren.

[150] Abbildungen aus www.schimke.de und www.wasserwaermeluft.de

Die Röhrenkollektoren verfügen zwar über einen höheren Wirkungsgrad, sind jedoch auch teurer. Außerdem können sie nicht anstelle von Dachziegeln eingebaut werden wie Flachkollektoren. *Flachkollektoren* bestehen aus einer Abdeckung aus entspiegeltem (Antireflex-) Sicherheitsglas. Dieses Glas ist durchlässig für die Sonnenstrahlung und schützt gleichzeitig vor Umwelteinflüssen. Unter der Absorberschicht befindet sich die Wärmedämmung, damit möglichst wenig Energie wieder an die Umgebung abgestrahlt wird. Alles zusammen ist in einem Leichtbau-Rahmen integriert, der meist aus Aluminium, Stahlblech oder Kunststoff besteht. Das Gesamtgewicht beläuft sich pro m^2 Kollektorfläche auf etwa 15 bis 20 kg. Das Dach, auf dem die Flachkollektoren angebracht werden, sollte möglichst nach Süden (+/- 45°) ausgerichtet sein.

Zum Ausgleich von Schwankungen im Energieangebot der Sonne muss das erwärmte Wasser gespeichert werden. Um die Energie speichern zu können, benutzt man Solarspeicher; beim Warmwasser so genannte Speicher mit Schichtleiteinrichtung. Diese machen sich die Eigenschaft von Wasser zu nutze, dass warmes Wasser leichter ist als kaltes und sich deshalb oben im Speicher befindet. Das durch die Sonnenkollektoren erwärmte Wasser wird oben in den Speicher eingeleitet und der entsprechenden Temperaturschicht zugeführt. Das benötigte Warm- und Heizungswasser wird der passenden Temperaturschicht dann wieder entnommen.

Laut „energieportal24.de“ ist es möglich, dass bei der Warmwasserbereitung in einem Einfamilienhaus eine Warmwasserdeckungsrate von etwa 50 bis 65 Prozent erreicht werden kann. Bei der Warmwassererzeugung samt Heizungsunterstützung in einem Niedrigenergiehaus kann man ca. 20 bis 45 Prozent des gesamten Warmwasser- und Heizungsbedarfs decken. Eine Auslegung über diese Werte hinaus wäre im Regelfall unwirtschaftlich.[151]

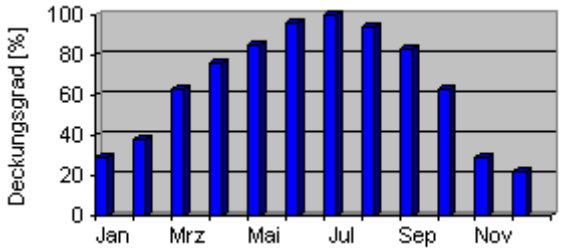


Abbildung 3.23: Deckungsgrad eines Einfamilienhauses (6m²) bei der Warmwassererzeugung[152]

Das Problem der Solarthermie ist, dass im Winter, wenn mehr Warmwasser benötigt wird, die Solarstrahlung geringer ist.

[151] Vgl. Barlen (o. J.), IWP (2003), Umweltschulen (2003), energieportal24 (2003)
[152] aus: energieportal24.de (Beispiel: Haushalt in der BRD)

Bislang gibt es keine überzeugenden, innovativen Anlagen am Markt, so dass Erdöl und –gas im Wärmemarkt immer noch dominant sind. Bei steigenden Energiepreisen und mit zunehmendem Wirkungsgrad könnte die Solarthermie im Zusammenspiel mit anderen Techniken wie Photovoltaik gute Zukunftschancen in Ländern mit hoher Sonnenintensität haben. Ebenfalls möglich ist die solarthermische Stromerzeugung. Hierbei wird direktes Sonnenlicht mit optischen Elementen auf einen Absorber konzentriert, die absorbierte Strahlungsenergie erhitzt die Wärmeträgerflüssigkeit. Diese Wärmeenergie (in Form von Dampf) kann anschließend zum Antrieb von Kraftmaschinen eingesetzt werden. Die Kraftwerke können Leistungen bis zu 400 MW_{el} erbringen bei einem Wirkungsgrad von potentiell 25 Prozent. Drei verschiedene Technologien wurden bisher realisiert: Solarturmkraftwerke, Parabolrinnen-Solarkrafwerke und Aufwindkraftwerke.

Solarthermische Stromerzeugung hat den Nachteil, dass sie nur die Direktstrahlung der Sonne ausnutzen kann und nicht auch die diffusen Strahlungsanteile.

Abbildung 3.24: Solarturmkraftwerk[153]

Alle bisher gebauten solarthermischen Anlagen basieren auf einer starken Konzentration des Sonnenlichts, so dass ihr Einsatz nur in Gegenden mit hohem Anteil direkter Sonnenstrahlung sinnvoll ist. Trotz des höheren Wirkungsgrades gegenüber der Photovoltaik dürften die Kosten aber auch hier langfristig über denen von fossiler oder nuklearer Energie liegen. Für alle Anwendungsbereiche stehen Technologien zur Verfügung, die teilweise noch durch weitere Forschung und Entwicklung verbessert werden müssen. Mittelfristig wären Hybridkraftwerke aus fossiler und solarer Energie denkbar, die sich auch die KWK zunutze machen.[154]

[153] aus: dieBrennstoffzelle.de (2003)
[154] Vgl. Roth (2001, 4), WBGU (2003, 73-76) , dieBrennstoffzelle.de (2003),

3.3.4.2 Photovoltaik (Solarstrom)

Die Menschheit konnte sich der Sonne bis vor wenigen Jahrzehnten ausschließlich als Licht- und Wärmelieferant bedienen. Erst seit den 50er Jahren des letzten Jahrhunderts lässt sich mit Hilfe von Solarzellen Licht in Elektrizität umwandeln. Der Gedanke, elektrischen Strom aus Licht zu erzeugen, stützt sich auf den photoelektrischen Effekt, der im Jahre 1839 von dem Physiker A.E. Bequerel entdeckt wurde. Die Photovoltaik (PV) nutzt sowohl die direkte, wie auch die diffuse Sonneneinstrahlung.[155]

Zentraler Baustein in der Elektrizitätserzeugung durch Sonnenkraft ist die Solarzelle. Solarzellen können Lichtstrahlen direkt in Energie umwandeln: Durch absorbiertes Licht werden in diesen Solarzellen, die meistens zu 90 Prozent aus dem Halbleitermaterial Silizium (Si) bestehen, freie Ladungen erzeugt, die an der Zelle eine elektrische Spannung erzeugen. Die heutigen (Monokristalline) Silizium-Solarzellen bestehen aus einer etwa 0,2 mm dicken Schicht hochreinen Siliziums (gewonnen aus Quarzsand), dem so genannten Wafer. Dieser ist elektronisch wie eine Batterie in zwei Schichten unterschiedlicher Polarität geteilt. [156]

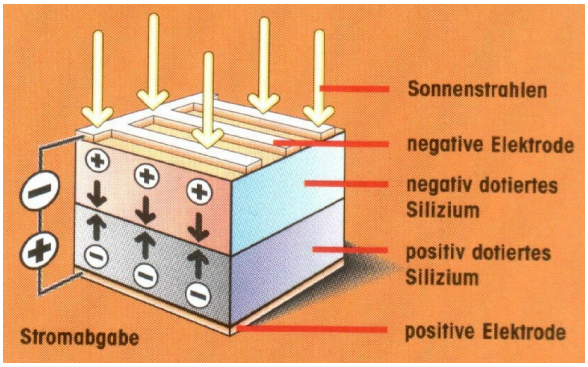


Abbildung 3.25: Aufbau einer Solarzelle (Wafer)[157]

Um größere Leistungen zu erreichen werden mehrere Wafers/ Solarzellen verbunden, unter Kunstglas verklebt und in einem Alurahmen zu Solarmodulen verarbeitet (dabei erhöht eine Anti-Reflexionsschicht das Absorbieren von Sonnenstrahlen); diese werden wiederum auf dem Dach zum so genannten Solargenerator verschaltet.

Das Prinzip einer Solarzelle

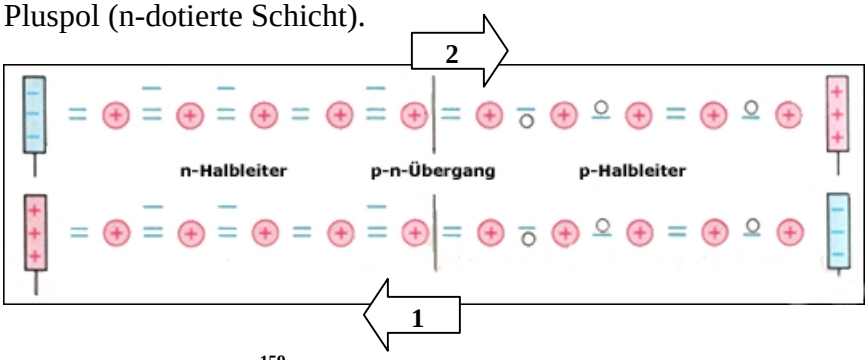
Solarzellen werden aus Halbleitern hergestellt. Halbleiter sind Stoffe, deren Leitfähigkeit durch Erwärmung (Strahlungsenergie) erhöht wird. Meist nimmt man hierfür Si-Atome. Photovoltaik-Si-Zellen werden bei der Herstellung mit unterschiedlichen Atomen dotiert[158], um die Leitfähigkeit (durch zusätzliche Elektronen) noch ergänzend zu erhöhen. In der oberen Schicht verwendet man Phosphor (P), in der unteren Bor (B).

---

[155] Vgl. Umweltschulen (2003), energieportal.de (2003), IWP (2003)
[156] Vgl. Umweltkontor (2003), energieportal24.de (2003)
[157] aus: energieportal24.de (2003)
[158] verunreinigt; durchsetzt. Jedes Millionste Si-Atom wird durch ein P- oder B-Atom ersetzt.

Dotiert man ein Si-Atom mit einem Atom, das ein Valenzelektron weniger hat (B), nennt man Silizium positiv dotiert (p-Halbleiter). Da bei jedem Bor-Atom ein Elektron in der Bindungskette fehlt, entstehen „Löcher“, in denen die Elektronen „hüpfen“ können. Bei der Herstellung springen bereits wenige Elektronen in die p-Schicht, so dass sich diese leicht negativ auflädt (Minuspol).

Durch die obere (linke) n-Schicht und die untere (rechte) p-Schicht entsteht eine n/p-Grenzschicht, bei der sich ein inneres elektrisches Feld aufbaut. Fällt nun Licht (Energie der Photonen) in diesen Grenzbereich bei angelegter Durchlasspolung, werden die freien Elektronen auf ein energetisch höheres Niveau gehoben und wandern (1) zum Pluspol (n-dotierte Schicht).



Durchlasspolung

Ausgangszustand

Abbildung 3.26: Diode[159]

Anschließend wandern (2) diese durch den äußeren Stromkreis (Durchlasspolung) zurück zum p-Halbleiter. Den entstehenden Stromfluss kann man nun durch einen Verbraucher nutzen.[160]

Eine 10x10cm große Solarzelle hat ca. 0,6 Volt Spannung und eine Stromstärke von drei Ampere bei voller Sonneneinstrahlung.[161] Bei den Solarzellen unterscheidet man im Wesentlichen drei Typen: Monokristalline Solarzellen mit $\omega \approx 15$ Prozent (für die Stromversorgung von Satelliten und Raumstationen) bestehen aus hochreinem Silizium und sind daher sehr teuer. Polykristalline Solarzellen mit $\omega \approx 8$ Prozent sind billiger, da nicht hochreines Si eingesetzt wird. Amorphe oder Dünnschicht-Zellen mit $\omega \approx 5$ Prozent (Einsatz in Taschenrechnern oder Uhren) kommen meist ganz ohne Silizium aus und sind daher am billigsten. Für Si-Halbleiter dürfte der technisch maximale Wirkungsgrad bei etwa 25 Prozent liegen. 24 Prozent des Sonnenlichtes sind zu langwellig, 33 Prozent gehen als Wärme verloren.[162]

Solarzellen haben eine Lebensdauer von etwa 20 Jahren.[163]

---

[159] aus: dieBrennstoffzelle.de (2003); modifiziert
[160] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003), energieportal24.de (2003), Diekmann, Heinloth (1997, 135)
[161] Vgl. Umweltschulen (2003), dieBrennstoffzelle.de (2003)
[162] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 137)
[163] Vgl. WBGU (2003, 72)

Die einfachste Möglichkeit, Solarstrom auch im größeren Stil zu nutzen, bietet ein *netzgekoppeltes* System. Eine netzgekoppelte Solaranlage besteht meist aus mehreren Modulen, die mit einem Wechselrichter (Netzeinspeisegerät) gekoppelt sind, der den erzeugten Strom in das öffentliche Stromnetz einspeist. Durch den Verzicht auf einen eigenen Stromspeicher sind Netzeinspeisesysteme im Gegensatz zu autarken Solarstromanlagen annähernd wartungs- und verschleißfrei. *Netzautarke* Anlagen (Inselanlagen) kommen dort zum Einsatz, wo kein öffentliches Stromnetz zur Verfügung steht oder nur mit erheblichem Aufwand zu errichten ist (beispielweise in Entwicklungsländern). Diese Solaranlagen sind mit Batterien (z.B. Akkumulatoren) zur Speicherung und einem Laderegler ausgestattet, was die Installationskosten erhöht. Autarke Photovoltaikanlagen sind von der geografischen Lage und der Leistungsnutzung abhängig.[164] Meist findet man hybride Energieerzeugungssysteme (Kopplung mit Wind- oder Dieselgeneratoren).[165]

Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades und wegen der teuren Herstellung (insbesondere das hochreine Si) ist die Photovoltaik heute noch die teuerste Art, Strom aus Sonnenenergie zu erzeugen.[166] So sind beispielsweise die Stromgestehungskosten etwa 30 Mal so hoch wie bei fossiler oder nuklearer Energien.[167] Der Strompreis hängt stark von Standort ab, d.h. vom Anteil der direkten Sonnenstrahlung an der Globalstrahlung,[168] so dass die PV vor allem in sonnenreichen Ländern interessant erscheint.

Die Hälfte der Kosten entfallen auf die Solarzellen. Technischer Fortschritt, steigende Nachfrage und Skaleneffekte könnten die Produktionskosten der Zellen drastisch reduzieren. Die Leistung einer PV-Anlage steigt proportional mit der (Zellen-) Fläche – und somit auch der Preis. Bei Wärmekraftwerken (wie Kohle) steigt die Leistung proportional mit dem Volumen; große Anlagen sind daher „billiger".[169] Diese gesamtanlagenbedingten Skaleneffekte sind der Photovoltaik verwehrt – daher wird sie auch in Zukunft keine preislich günstige Energieversorgung sein.

Der Erntefaktor von Photovoltaikanlagen beträgt etwa fünf Jahre.[170] 2003 gab es weltweit etwa 1,3 Millionen kW installierter Leistung an Photovoltaik,[171] 40 Prozent davon in Emerging Economies.[172]

---

[164] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003), IWP (2003)
[165] Vgl. EIT (2003)
[166] Vgl. energieportal24.de (2003)
[167] Vgl. Roth (2001, 3)
[168] Vgl. Erdmann (1995, 109)
[169] Vgl. Roth (2001, 3)
[170] Vgl. energieportal24.de (2003), IWP (2003)
[171] Vgl. IEA (2003, 7): in IEA / OECD Ländern

Das Potential der PV ist groß: In den letzten Jahren verzeichnete die Branche jährliche Wachstumsraten von ca. 30 Prozent[173] und die technische Entwicklung ist noch lange nicht am Ende. „Es ist zu erwarten, dass durch Weiterentwicklung dieser Technik hinsichtlich verbesserten Wirkungsgrads und mit wachsender Marktdurchdringung der Anteil an der Stromproduktion in diesem Segment weiter anwachsen wird.“[174] Steigt allerdings der Wirkungsgrad, so werden die Kosten für die Speicherung steigen, da diese höheren Ansprüchen gerecht werden müssen.[175]

Neben der dezentralen Energieversorgung ist auch die zentrale geplant:[176]

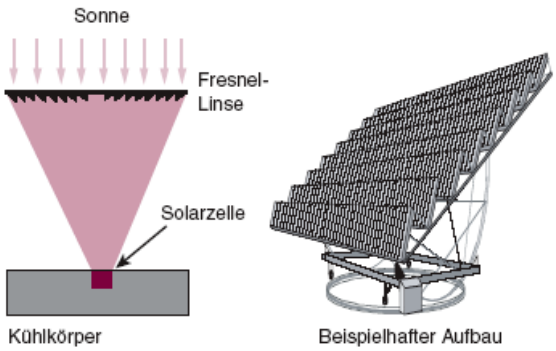


Abbildung 3.27: Schema zukünftiger PV-Kraftwerke

Die Solarstrahlung wird durch Linsen auf eine sehr kleine Solarzellenfläche konzentriert (links). Die Modulsysteme müssen dem Sonnenstand nachgeführt werden (rechts). Es ist zu erwarten, dass die Mehrkosten (durch Optik und Mechanik der Nachführung) durch Einsparungen und Wirkungsgradsteigerungen bei den Halbleitersolarzellen kompensiert werden.

Kraftwerke mit dieser Technologie könnten bereits in naher Zukunft zur Spitzenlastbereitstellung eingesetzt werden.

Schlussfolgerung Solare Energie

Neben den einmaligen Investitionskosten für den Kauf und Bau einer Solaranlage fallen keine weiteren Kosten an. Lediglich Wartung und Reparaturen müssen eingeplant werden. Solaranlagen sind zwar sehr umweltschonend, es darf jedoch nicht vernachlässigt werden, dass für die Herstellung teilweise große Energiemengen erforderlich sind (ergo auch Emissionen anfallen).[177] Momentan sind Solartechnologien von ihrer Wirtschaftlichkeit noch weit entfernt. Es wird vor allem vom technischen Fortschritt der Branche und somit von den Kostendegressionen abhängen, wann und wie diese Techniken eingesetzt werden:

---

[172] Vgl. SAM (2002, 16)
[173] Vgl. IEA (2003, 6), SAM (2002, 16)
[174] Forschungszentrum Karlsruhe (2003)
[175] Vgl. Erdmann (1995, 112)
[176] Vgl. WBGU (2003, 73)
[177] Vgl. energieportal24.de (2003)

Laut IEA sollen bei einer Verdopplung der installierten Solarkapazität die Kosten um 24 Prozent fallen (Economies of Scale). Diese Skaleneffekte könnten den Solartechnologien ein wirtschaftliches Reifestadium ermöglichen und somit konkurrenzfähig werden.[178] Der richtige Durchbruch steht bevor, wenn Solarelemente als vollwertige Baustoffe eingesetzt werden.[179]

3.4 Schlussfolgerungen: erneuerbare Energien

Innerhalb der nächsten 50 Jahre werden die erneuerbaren Energien wahrscheinlich zwar deutlich zunehmen, aber kaum einen entscheidenden Beitrag an der globalen Energieversorgung leisten können. Zum einen ist es im Moment aus wirtschaftlichen Gründen schwer möglich, diese kommerziell nutzen zu können, zum anderen ändern sich die Energieversorgungsstrukturen nur langsam. Auch haben erneuerbare Energien das Problem einer geringen Energiedichte, die zeitlich diskontierte Verfügbarkeit sowie die global ungleichmäßige Energiemenge.[180] Längerfristig, wenn die erschöpfbaren Energieträger knapper und somit teurer werden wie auch weitere technische Fortschritte (bei der Energieproduktion und –speicherung) im Bereich der regenerative Energien zu verzeichnen sein werden, wird der Anteil steigen können (vgl. Backstop-Technologien, Kapitel 4). Rein theoretisch können erneuerbare Energien einen sehr großen Beitrag leisten, da ihr Potential extrem hoch ist (vgl. Abbildung 3.28). An dieser Stelle soll auf die Diskussion hingewiesen sein, dass der Energiepreis zu niedrig wäre. Sieht man Energie nicht als Gut oder Ressource, sondern als volkswirtschaftlichen Produktionsfaktor, der nach dem Beitrag zur Wertschöpfung (gemäß der Produktionselastizität) zu entlohnen ist (vgl. Abschnitt 4.5), so würde man wohl zur Konklusion kommen, dass heutige Energiepreise zu niedrig sind. Aus diesem Gesichtspunkt wäre der aktuelle Energieverbrauch de facto Verschwendung. So ist die Deutsche Physikalische Gesellschaft der Meinung, „die [Welt-] Preise für die Nutzung von Energie müssen im Endeffekt schrittweise und langfristig kalkulierbar erhöht werden, bis […] die Nutzung der nichtfossilen Energieträger sich am Markt gegen die Kohlenstoffverbrennung behaupten [kann].“[181] Dies würde auch der Internalisierung der externen Effekte Rechung tragen. Erhöht man allerdings nur den Inlandspreis, so werden energieintensive Branchen ins Ausland abwandern. Daher müsste der Weltenergiepreis (Rohölpreis) steigen.

[178] Vgl. Erdmann (1995, 113),
[179] Vgl. Boyle (2003, 27), IWP (2003)
[180] Vgl. Erdmann (1995, 101)
[181] aus: Kümmel (1998, 93)

Nach Meinung des Verfassers ist die Richtung weg von den fossilen Energieträgern mittelfristig richtig. Anfangs wird Erdgas Erdöl und Kohle substituieren; später werden neue erneuerbare Energien den Energiemarkt dominieren: Im Verkehr die Brennstoffzelle basierend auf Wasserstoff (vgl. Kapitel 3.5); im Elektrizitätsmarkt Wasser und Wind (offshore) in ausgewählten Gebieten – aufbauend auf der Kernfusion für die Versorgungssicherheit. Auch eine dezentrale Stromversorgung mit PV (in südlichen Ländern) oder neueste Kernspaltungstechnologien wären denkbar. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass erneuerbare Energien nicht per se emissionsfrei sind. Insbesondere Solarenergie wird oftmals a priori als „umweltfolgenfrei“ angepriesen. Für den Bau bzw. die Produktion der Techniken sowie für die Verschrottung fallen erhebliche Energiemengen an.

Als Fazit kann festgehalten werden: „Bedenkt man einerseits den derzeitigen nur geringen Beitrag an erneuerbaren Energien zur Energieversorgung, andererseits die noch unausgeschöpften Möglichkeiten der teilweise noch jungen Technologien, wird man der Nutzung erneuerbarer Energien eine echte Zukunftschance einräumen müssen – trotz ihrer heute noch nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit.“[182]

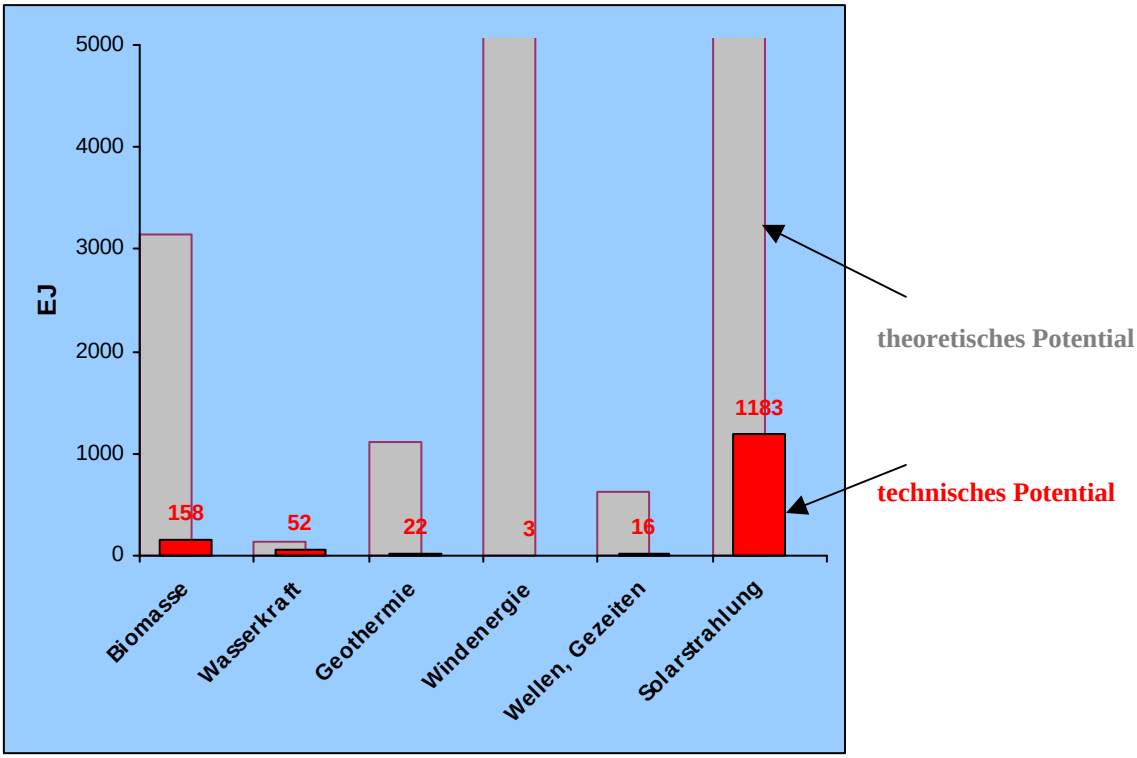
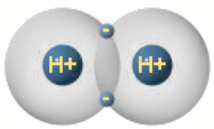


Abbildung 3.28: Weltweite Potentiale an erneuerbaren Energien[183]

[182] Erdmann (1995, 115)

[183] Daten entnommen aus Erdmann (1995, 100) und WBGU (2003); theoretisches Potential der Solarstrahlung = 788.000 EJ; theoretisches Potential der Windenergie = 11.000 EJ

3.5 Neue Konzepte: Wasserstoff und die Brennstoffzelle



Wasserstoff (H), ein Sekundärenergieträger, ist das häufigste Element auf der Erde, da 70 Prozent der Welt durch Wasser bedeckt sind. Er ist keine Energiequelle, sondern ein Energiespeicher und –transportmittel. Wasserstoff, 1766 entdeckt und 1787 als „hydrogène“ (griechisch: hydro = Wasser; genes = erzeugend) getauft, tritt hauptsächlich als Molekül (H_2) auf. In der Natur kommt das H_2-Molekül nur selten elementar vor, da es schnell mit Sauerstoff zu Wasser reagiert (**$2\ H^+ + O^{2-} \Rightarrow H_2O$**) oder aber auch beispielsweise mit Kohlenstoff zu Erdgas (CH_4). H_2 ist ein brennbares Gas mit hohem Energiegehalt pro kg. Das leichteste Element des Periodensystems ist bei Temperaturen oberhalb von -253°C gasförmig, bei tieferen Temperaturen flüssig. Für den Transport muss H_2 auf -253°C gekühlt werden. Wasserstoff verfügt über einen relativ hohen Heizwert und erzeugt bei einer Verbrennung mit Sauerstoff nur Wasserdampf (natürlicher Bestandteil der Erdatmosphäre) und keinerlei Schadstoffe[184]. Wasserstoff ist ungiftig, umweltneutral, geruchlos, nicht radioaktiv und nicht krebserregend. Der Energiegehalt beträgt **120 MJ** pro kg (8,495 MJ pro Liter), also eine Leistung von 33 kWh/kg. Wasserstoff ist nicht gänzlich ungefährlich, aber auch nicht hochexplosiv[185] (Zündtemperatur = 560°C): Es muss verhindert werden, dass Sauerstoff in ein Wasserstoff-System eindringt, weil dann innerhalb dieses Systems ein zündfähiges Gemisch vorliegen könnte. Von Vorteil hierbei ist, dass es sich bei allen Wasserstoff-Systemen um Drucksysteme handelt, so dass eher etwas herausströmt als hinein.[186]

Wasserstoff erweist sich erst dann als sinnvoll, wenn er durch regenerative Energien erzeugt wird und diese im Überschuss vorhanden sind. Es wurden mittlerweile einige Verfahren zur Wasserstoff-Herstellung bis zur Serienreife entwickelt, andere befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Insgesamt werden jährlich etwa 500 Milliarden Kubikmeter H_2 weltweit erzeugt. Der größte Teil davon stammt aus fossilen Quellen wie Erdgas oder Erdöl (Dampfreformierung von Erdgas zu 38 Prozent (ω = 0,8); Partielle Oxidation von Schweröl zu 24 Prozent), weniger aus der Elektrolyse von Wasser (zwei Prozent mit ω = 0,5 Prozent). Letztere benötigt sehr viel Energieeinsatz und ist daher heute noch nicht wirtschaftlich, ihr wird aber das größte Potential zugeschrieben. Insbesondere die Elektrolyse von Wasser mittels Solarenergie garantiert einen umweltneutralen Energiekreislauf zu schaffen.[187]

---

[184] bei der Verbrennung mit Luft entsteht v.a. aufgrund von thermischer Stickoxidbildung viel NO
[185] wie oftmals angenommen beispielsweise aufgrund des Challenger-Unglückes
[186] Vgl. energieportal24.de (2003), dieBrennstoffzelle.de (2003), Umweltschulen (2003), Phoenix
[187] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003), energieportal24.de (2003)

So könnte in sonnenreichen Ländern die Photovoltaik einen Beitrag dazu leisten, Wasserstoff aus Wasser klimaneutral zu gewinnen. Durch Pipelines könnte H_2 abtransportiert werden. Auch die dezentrale PV wäre denkbar: Solarautos speichern tagsüber die nicht benötigte Sonnenenergie mittels Elektrolyse in H_2, der nachts für den Antrieb bereitsteht.

Eine Elektrolyse besteht aus zwei Teilreaktionen:[188]

Chemische Grundlagen der Elektrolyse

Kathode: $2\ H_2O + 2\ e^- \longrightarrow H_2 + 2\ OH^-$

Anode: $2\ H_2O \longrightarrow O_2 + 4\ H^+ + 4\ e^-$

Gesamtreaktion: $2\ H_2O \longrightarrow 2\ H_2 + O_2$

Es gibt heute verschiedene Techniken Wasserstoff zu speichern. Man unterscheidet zwischen der Speicherung in gasförmigem, flüssigen oder chemisch gebundenen Zustand: (i) Gasförmiger Wasserstoff wird in Druckflaschen gespeichert, die im Verkehrssektor mit denen der Erdgastanks vergleichbar sind. Je höher der Druck, desto höher die Speicherdichte. (ii) Flüssiger Wasserstoff (LH_2 = liquid hydrogen) kann hingegen in stationären oder mobilen vakuumisolierten Behältern gespeichert werden. (iii) Im chemisch gebundenen Zustand wird Wasserstoff in Metallhybride eingelagert. Metallhydride entstehen aus Metallen (wie z.B. Palladium oder Magnesium), die Wasserstoff sozusagen wie ein Schwamm „aufsaugen“ können.

Die Wasserstoff-Technik ist mittlerweile weit vorangekommen, und es existieren zahlreiche Anwendungsbeispiele, in denen die Alltagstauglichkeit von Wasserstoff erfolgreich unter Beweis gestellt wird. Wasserstoff ist der Hoffnungsträger unter den Sekundärenergien um erneuerbare Energien speicherbar zu machen und bietet auf vielen Gebieten Vorteile gegenüber konventionellen Kraftstoffen. Die „kalte Verbrennung“ in Brennstoffzellen ist die effektivste und schadstoffärmste Art der Energieerzeugung. Leider sind die Herstellungskosten von H_2 noch zu hoch, so dass sich derartige Technologien nicht amortisieren. Auch in der (solaren) Wasserstoffwirtschaft wird technischer Fortschritt zu Wirkungsgradverbesserungen und Kostendegressionen führen. Heute existieren bereits Hybridfahrzeuge (Diesel/ Benzin + H_2/ Methanol). Neben dem Einsatz in der individuellen Mobilität ist Wasserstoff auch für die dezentrale Wärme- und Energieerzeugung in Haushalten vorgesehen.[189]

[188] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003)
[189] Vgl. WBGU (2003, 87)

Die Brennstoffzelle

… ist die optimale Methode, um die in Wasserstoff gespeicherte Energie nutzbar zu machen. Sie ist ein Energiewandler zur Umkehrung der Elektrolyse. In einer Brennstoffzelle findet die Reaktion von (regenerativ gewonnenem) Wasserstoff mit Sauerstoff unter kontrollierbaren Bedingungen statt („kalte Verbrennung“), bei der elektrischer Strom erzeugt wird, der einen Elektromotor antreibt. Die Umwandlung erfolgt direkt, effizient und annährend emissionsfrei.[190]

Die Brennstoffzelle wurde bereits 1839 von W.R. Grove erfunden („galvanische Gasbatterie“). In den 60er Jahren des 20. Jahrhunderts wurde erstmals eine Brennstoffzelle an Bord von Satelliten des amerikanischen Raumfahrtprogramms und später sogar beim Apollo Mondflug eingesetzt. Seit Anfang der 90er Jahre wird intensiv an der Brennstoffzellentechnologie für den Massenmarkt geforscht.

Brennstoffzellen als Elektromotoren haben im Vergleich zu Verbrennungsmotoren und anderen Kraftwandlern einen überdurchschnittlich hohen Wirkungsgrad von 40 bis 60 Prozent – je nach Brennstoffzellentypus. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die chemische Energie des Brennstoffes direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Bei den höheren Wirkungsgraden darf jedoch nicht vernachlässigt werden, dass die Erzeugung von Wasserstoff und der Transport bzw. die Speicherung mit Energieeinsätzen und somit auch –verlusten und Emissionen verbunden sind. Der Brennstoffzelle und ihrem abgasfreien[191] und lautlosen Antrieb wird eine große Zukunft vorausgesagt. Bis heute existieren nur Prototypen, Demonstrationen oder Kleinserien und keine marktreifen Techniken, da diese sehr teuer sind. Zudem muss ein völlig neuartiges Tankstellennetz bereitgestellt werden.[192]

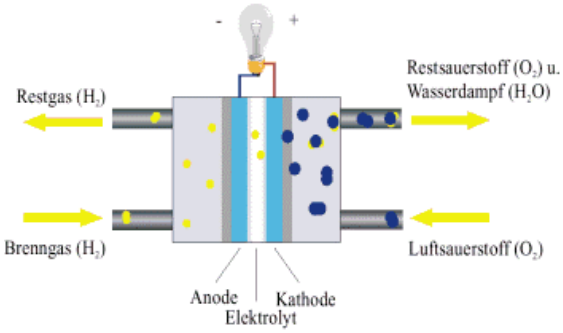


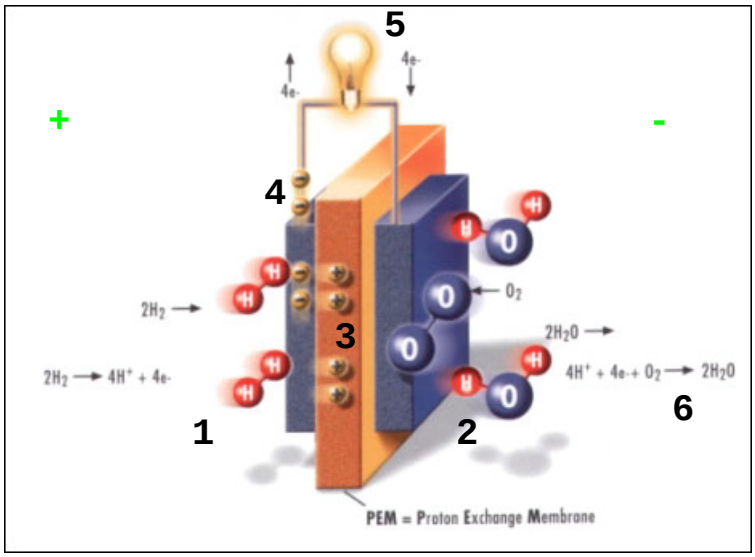
Abbildung 3.29: Brennstoffzelle[193]

[190] Vollkommen emissionsfrei wäre es, wenn reiner Sauerstoff anstatt Luft „verbrannt“ wird.
[191] Bei der Produktion von Wasserstoff sowie bei der Verbrennung mit Luft entstehen Emissionen
[192] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003), Hug (2000), Kern (2003), energieportal24.de (2003),
[193] Abbildung links aus energieportal24.de (2003); rechts aus Hug (2000)

Vom Prinzip sind alle Brennstoffzellen gleich aufgebaut. Zwischen zwei Elektroden (der Anode und der Kathode) befindet sich ein Elektrolyt, der den Ionen- (meist Protonen wie H^+-) Austausch ermöglicht. Die Elektroden sind über einen äußeren Stromkreis verbunden.

Im Verkehrssektor sollen so genannte PEM- (Protonen leitende Membranen) Brennstoffzellen (PEM-BSZ) eingesetzt werden – sie sind die bisher am weitesten verbreiteten Brennstoffzellen. Ihnen werden bisher die besten Aussichten zugesprochen. Der Brennstoff zur Zelle kann H_2, Methanol oder Methan (Erdgas) sein. Sie haben eine Leistung von bis zu 250 kW (340 PS) und einen elektrischen Wirkungsgrad bei Wasserstoff von bis zu 60 Prozent;[194] bei KWK-Auskopplung bis zu 70 Prozent.[195] Die PEM-BSZ zählt mit einer Arbeitstemperatur von 80 bis 100 °C zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen.

Das Herz einer PEM-Brennstoffzelle besteht aus zwei Elektroden, der Anode (Pluspol) und der Kathode (Minuspol), die durch eine Membran (PEM) getrennt sind. Die PEM lässt nur Protonen (H^+) durch. Auf der Außenseite der PEM ist eine Katalysatorschicht angebracht. Um einen äußeren Stromkreis zu bilden, sind die Elektroden miteinander verbunden.



(1) Auf der Anodenseite (im Bild links) strömt Wasserstoffgas ($2H_2$) ein, das vom Katalysator in seine Bestandteile zerlegt wird: Elektronen und Protonen (H_2-Kerne). (2) An der Kathode strömt Luft (O_2) an. Am Katalysator bricht ihre Molekülstruktur auf.

Abbildung 3.30: PEM-Brennstoffzelle[196]

(3) Die ionisierten Wasserstoffkerne (Protonen) können durch die PEM zur Kathode wandern. Dadurch bildet sich auf der Anodenseite ein Elektronenüberschuss, auf der Kathodenseite ein Elektronenmangel. Ein Ungleichgewichtszustand stellt sich ein.

[194] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003); der Carnot'sche Wirkungsgrad trifft hier nicht zu.
[195] Vgl. energieportal24.de (2003)
[196] aus: dieBrennstoffzelle.de (2003); modifiziert

(4) Die Elektronen wandern nun über den einzig möglichen Weg – den äußeren Stromkreis – zur Kathodenseite. (5) Der Elektronenfluss kann nun mittels eines Verbrauchers als Strom genutzt werden. (6) Wasserdampf entsteht.

Chemische Grundlagen der PEM-BSZ

Anode: $2\ H_2 \longrightarrow 4\ H^+ + 4\ e^-$

Kathode: $O_2 + 4\ e^- \longrightarrow 2\ O^{2-}$

Gesamtreaktion: $2\ H_2 + O_2 \longrightarrow 2\ H_2O$ + thermische Energie

Trotz vieler Weiterentwicklungen der PEM-BSZ müssen Gewicht, Größe und Kosten noch weiter reduziert werden, damit sie zukünftig konkurrenzfähig zu herkömmlichen Energieumwandlern wird.[197] Die ersten Brennstoffzellen sind zwar bereits auf dem Markt, aber kaum bezahlbar. Sie beschränken sich bisher auf einige Blockheiz-Kraftwerke (für Testzwecke) und auf autonome Strom-Versorgungssysteme für mobile Anlagen (1 bis 10 kW für Elektro-Kleingeräte, Demonstrationsobjekte usw.). In den nächsten Jahren werden voraussichtlich zuerst Brennstoffzellen für elektronische Klein-Geräte und Akkus, danach für stationäre Anlagen für die dezentrale Energieversorgung von Haushalten angeboten werden.[198] Brennstoffzellenautos sollen ab 2010 serienreif sein.[199] Ihr Marktanteil wird jedoch anfangs sehr gering sein. Dies könnte sich ändern, wenn CO_2-freie Technologien subventioniert werden oder die fossilen Kraftstoffe aufgrund ihrer Knappheit extrem im Preis steigen würden. Mit letzterem ist bis 2050 aber wahrscheinlich nicht zu rechnen.[200]

Problematischer ist immer noch – wie anfangs angedeutet – die Gewinnung von Wasserstoff. Mittels Elektrolyse von Wasser wird derart viel Energie benötigt, dass es aus ökonomischen und ökologischen Gründen nicht sinnvoll ist, H_2 heute auf diesem Wege herzustellen. Der dafür benötigte Strom kann effizienter direkt für die Nutzenergie eingesetzt werden. Der große Energieaufwand lässt sich erst dann legitimieren, wenn dafür erneuerbare Energien hergenommen werden, so dass keine unnötigen Emissionen entstehen. Aber auch die Umwandlungstechnologien (wie die Photovoltaik) müssen dafür noch enorme technologische Fortschritte aufweisen. Die Gewinnung von Wasserstoff aus Erdöl oder –gas führt zu einer Verschwendung der endlichen Energieträger, da diese ebenfalls direkt als Kraftstoffe eingesetzt werden können. Mittelfristig wird Methanol den konventionellen Kraftstoffen Konkurrenz machen können – Wasserstoff erst langfristig.

[197] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003)
[198] Vgl. dieBrennstoffzelle.de (2003)
[199] Mazda stellte bereits am 12.01.2004 in den USA den RX-8 mit H_2-Technologie vor
[200] Vgl. Egli (2003, 1)

4 Energieökonomik

Welche Energieträger und Umwandlungstechnologien wann und in welchem Umfang eingesetzt werden, beeinflussen primär ökonomische und politische, selten ökologische Aspekte.

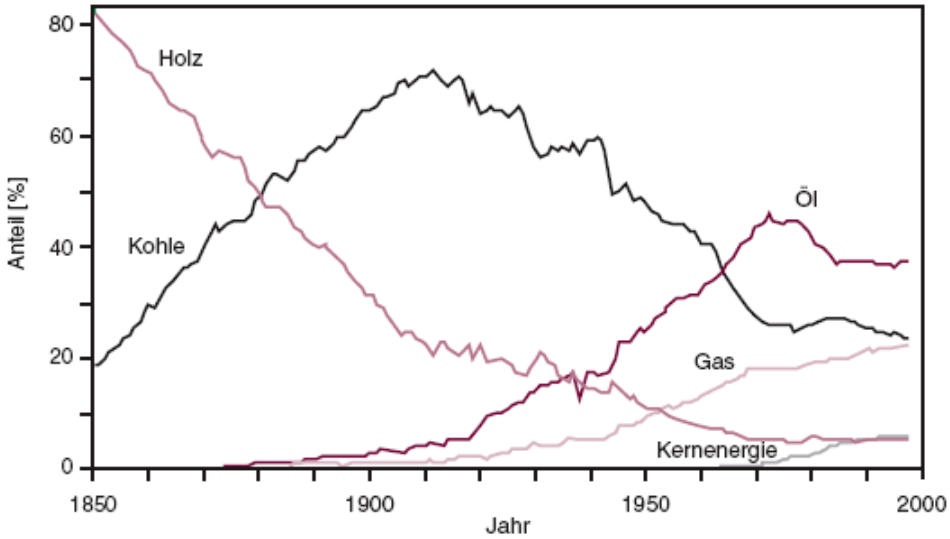


Abbildung 4.1: Veränderung der Anteile der Primärenergieträger am Weltenergiekonsum[201]

So änderten sich die Einsatzverhältnisse der Primärenergieträger ständig und werden auch in Zukunft volatil sein. Sonach dominierte erst Kohle, später Erdöl. Heute sind vor allem regenerative Energien im Fokus aktueller Diskussionen. Qualitative Veränderungen im Energiesektor waren stets langfristiger Natur. Auch im Elektrizitätssektor haben sich die Einsatzverhältnisse geändert:

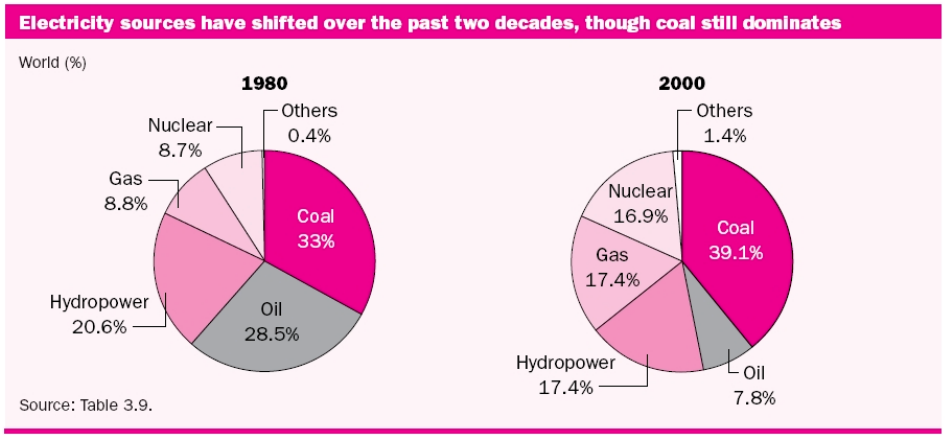


Abbildung 4.2: Veränderung der Einsatzverhältnisse in der Elektrizitätswirtschaft[202]

[201] aus: WBGU (2003, 15)

4.1 Energiesysteme – Ein Vergleich mit Blick auf die Kostenstrukturen

In den folgenden Unterabschnitten werden die jeweiligen Energieträger in der *Elektrizitätserzeugung*, der edelsten Energieform nach der Umwandlung, im ökonomischen Kontext dargestellt. Die Angaben sind gerundete Werte aus verschiedenen Literaturquellen und beziehen sich meist auf den deutschen oder europäischen Strommarkt. Die (deutschen) Werte sind repräsentativ für den Vergleich zwischen den (deutschen) Stromerzeugungssystemen. Der Strommarkt eignet sich sehr gut für den ökonomischen Vergleich von Energiesystemen, da Kosten und Preise bekannt sind. Alle vorher beschriebenen Energieträger (meist mit Ausnahme von Erdöl) werden für die Erzeugung von Strom eingesetzt. Daher kann ein Vergleich im ökonomischen und ökologischen Kontext angestellt werden.

Der europäische Strommarkt ist gekennzeichnet durch Produktionsüberschuss und niedrigen Preisen[203] aufgrund der Deregulierung/ Liberalisierung und Konsolidierung der Märkte. Im Strommarkt sind Verträge und Änderungen langfristiger Natur. Meist weisen Strommärkte natürliche Monopole auf mit Bottlenecks in der Feinverteilung. Wie bei den Gasmärkten sollen nach EU-Richtlinien die EU-Strommärkte schrittweise geöffnet werden. In Deutschland ist dies bereits erreicht. Da Elektrizität nicht in großen Mengen speicherbar ist, wird durch Lastkurven das Angebot der Nachfrage angepasst.[204]

Weltweite jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Energie-quelle	Energie in Mrd. kWh	in Prozent
Wasser	2690	96,1
Geothermie	49	1,8
Wind	23	0,8
Solarthermie	0,9	0,03
Fotovoltaik	0,7	0,03
Biomasse/KWK	?	?
Gesamt	2.800	100
Weltstrom-erzeugung	14.000	

Weltweit werden derzeit etwa 20 Prozent des weltweiten Strombedarfs aus erneuerbaren Energien produziert. Dominant ist Wasserkraft. 38 Prozent der Weltstromproduktion fallen auf Kohle, 17 Prozent auf Kernenergie und Erdgas. Der Rest wird von Erdöl produziert.

In Deutschland werden 7,9 Prozent des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt.

14E+12 kWh = 50 EJ

(= 12,5 Prozent des Weltenergieverbrauchs)

Abbildung 4.3: Weltweite Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien[205]

[202] aus: World Bank Group (2003)
[203] Vgl. CASS (2002, 8)
[204] Vgl. IGP (2002, 3)
[205] aus: Mineralölwirtschaftsverband (2001, 21)

4.1.1 Investitionskosten

Anlagentyp	Investitions-kosten €$_{99}$/kW
Steinkohle (800 MW, 47 %)	845
Braunkohle (1050 MW, 45 %)	900
Erdgas GuD (1000 MW, 60 %)	385
Kernkraft (1756 MW, 36%)	1335
Wind (1,5 MW)	1155

Abbildung 4.4: Investitionskosten[206]

Die Investitionskosten bei KKWs sind höher als bei fossilen Kraftwerken. Auch das Investitionsrisiko aufgrund politischer Unsicherheit ist bei Kernkraftwerken höher. Anlagen mit KWK weisen höhere Investitionskosten auf. Bei der PV hängen die Investitionskosten zum einen von den Preisen der Solarzellen, zum anderen von der installierten Kapazität ab. Sie variieren daher stark.

Die Investitionskosten in Abbildung 4.4 beinhalten nicht nur den Bau, sondern auch den Abriss eines Kraftwerkes und die Kosten für die Brennstoffe, um 1 kWh Strom erzeugen zu können. Sie sollten bei fossilen Kraftwerken nahezu identisch in unterschiedlichen Ländern sein[207]. Bei den erneuerbaren Energiesystemen steigen die Investitionskosten proportional mit der installierten Leistung. Bei fossilen oder nuklearen Kraftwerken hingegen steigt die Leistung proportional mit dem Volumen. Große Anlagen sind daher „billiger“. Möchte man die Leistung verdoppeln, so sind bei Windkraft oder PV doppelt so viele Anlagen resp. ist doppelt so viel Fläche nötig.

Der entscheidende Faktor bei finanzwirtschaftlichen Investitionsrechnungen ist der Marktzins bzw. der Diskontfaktor (i), der maßgeblich Einfluss auf den Kapitalwert (C_0) der Investition hat. Der Zins ist der Preis für das Kapital, das der Investor aufnehmen muss. Den einmaligen Investitionskosten (I_0) stehen jährliche Ein- und Auszahlungen (E_t; A_t) gegenüber, die abzudiskontieren sind.

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t}$$

Das Projekt ist vorteilhaft, wenn $C_0 > 0$. Der interne Kalkulationszinsfuß liegt über dem Marktzins i. Je niedriger der Zinssatz i, desto höher ist der Kapitalwert.

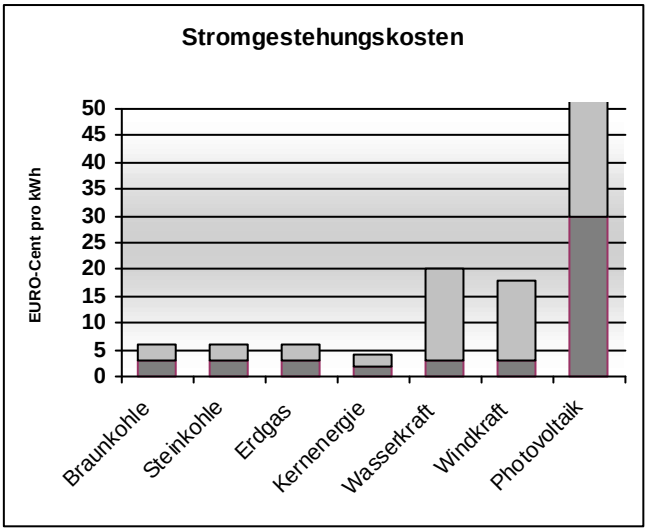
Wird Kapital aufgenommen, so wird auf den Zins noch ein Risikozuschlag erhoben. Im Energiesektor, insbesondere im Elektrizitätssektor, sind Investitionen risikoarm – im Gegensatz zu Investitionen zur Erschließung neuer (Öl-)Lagerstätten.

[206] aus: Voß (2002b, 11)
[207] abgesehen von Lohndifferenzen und Grundpreisen zwischen Ländern

Daher bleibt das finanzielle Risiko im Strommarkt außen vor.[208] Da erneuerbare Energien bei gleicher Leistung mehr Fläche/ Anlagen benötigen, wird diskutiert, ob der Zinssatz geringer gewählt werden sollte (durch Subventionen (Zinszuschüsse)) als bei fossilen Kraftwerksprojekten, um ihnen eine Chance zu geben. Aus umweltökonomischen Gründen kann es abwegig sein, Langfristinvestitionen in nachhaltige, umweltschonende Projekte aufgrund eines negativen Kapitalwertes abzulehnen. Für eine *soziale Diskontrate*[209] mit $r_s < i$ spricht vor allem die Verantwortung für zukünftige Generationen, die durch aktuelle Emissionen nicht benachteiligt werden dürfen. Eine zu tiefe soziale Diskontrate ($r_s \approx 0$) widerspricht aber auch der intergenerativen Gerechtigkeit, da kommenden Generationen ein künstlich aufgeblähter, wirtschaftlich unproduktiver Kapitalstock hinterlassen wird. Ein Kompromiss wäre ein risikoloser Zinssatz r_f, der sich an Bundesanleihen mit langer Laufzeit orientiert und marginal geringer ist als der Marktzins ($r_s = r_f < i$).

4.1.2 Stromgestehungs- und Grenzkosten

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten werden Bau, Betrieb, Abbau und Lagerung betrachtet.



Die Stromgestehungskosten sind bei erneuerbaren Energien am höchsten, bei fossilen und nuklearen Kraftwerken hingegen gering. Durch weiteren technischen Fortschritt werden diese (insbesondere bei der PV) weiter sinken. Die Werte sind abhängig von den Umwelt-gegebenheiten (Windstärke, Sonneneinstrahlung etc.).

Abbildung 4.5: Stromgestehungskosten[210]

[208] Vgl. Erdmann (1995, 137)
[209] Vgl. Erdmann (1995, 129- 141)
[210] Vgl. Voß aus Maichel (2002, 38), Mineralölwirtschaftsverband (2001, 28), SAM (2002, 14), Voß (2002b, 11), Kümmel (1998, 84-85), WBGU (2003, 56f)

Bei den Grenzkosten werden die variablen Betriebskosten der Anlagen einschließlich der Personalkosten zum Betrieb der Anlagen betrachtet. Der Produktionsüberschuss wird in Europa zu kurzfristigen Grenzkosten angeboten.[211] Die Grenzkosten sind allerdings abhängig von der Leistung der Kraftwerke und vom Standort (Sonneneinstrahlung, Windkraft, etc.). Sie beschreiben im Allgemeinen, welche zusätzlichen Kosten entstehen, wenn 1 kWh mehr erzeugt wird.

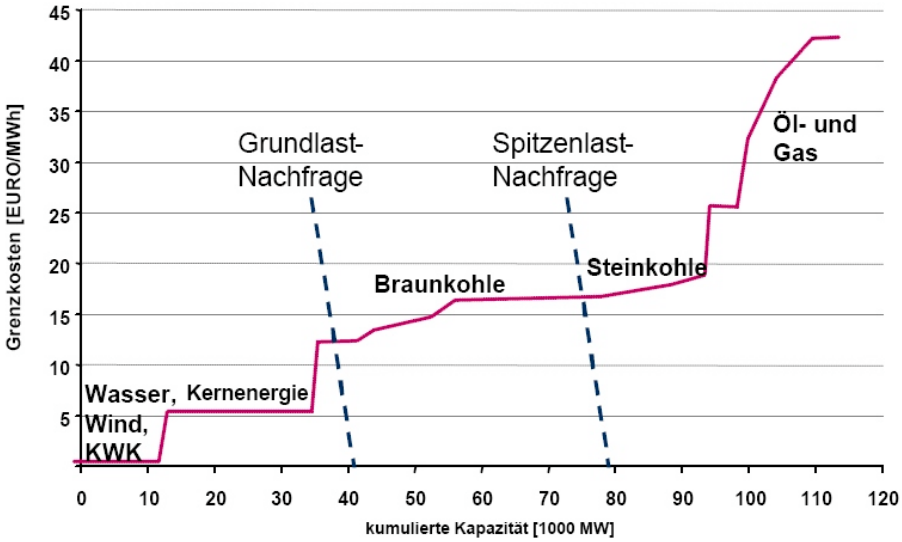


Abbildung 4.6: Kurzfristige Grenzkosten im deutschen Strommarkt[212]

Die Grenzkosten in der BRD sind bei Wind- und Wasserkraft sowie Kernenergie am geringsten. Wird die Spitzenlastnachfrage gedeckt, so steigen die Kosten, um eine Einheit mehr zu produzieren.

Die Stromendpreise bestehen aus drei Komponenten: den Produktionskosten, den Übertragungs- und Verteilkosten und Steuern/ Abgaben. Der Preis pro kWh liegt in Deutschland (für private Haushalte) derzeit bei etwa 0,17 € inklusive Steuern. Aufgrund der vorangegangen Erläuterungen sind die Verbraucherpreise bei fossilen und nuklearen Kraftwerken geringer als bei erneuerbaren Energien. Vor allem Strom aus Photovoltaik ist heute noch weit von seiner Wirtschaftlichkeit entfernt.

[211] Vgl. AGFW (2000, 1)
[212] aus: Erdmann (2002, 25)

4.1.3 Erntefaktoren

Der Erntefaktor ist die energetische Amortisationszeit in Jahren, d.h. die Zeit die benötigt wird, dass die zum Bau des Kraftwerkes notwendige Energie von der Anlage wieder produziert wird. Stromerzeuger basierend auf erneuerbaren Energien werden heute meist mittels des Erntefaktors beurteilt.[213] Der kumulierte Primärenergieaufwand für die verschiedenen Stromerzeugungssysteme erfasst den Aufwand an Primärenergie, der notwendig ist für die Herstellung und Entsorgung eines Kraftwerkes sowie für die Gewinnung und Bereitstellung des Brennstoffes, um 1 kWh Strom bereitzustellen [kWh_{prim} / kWh_{el}].

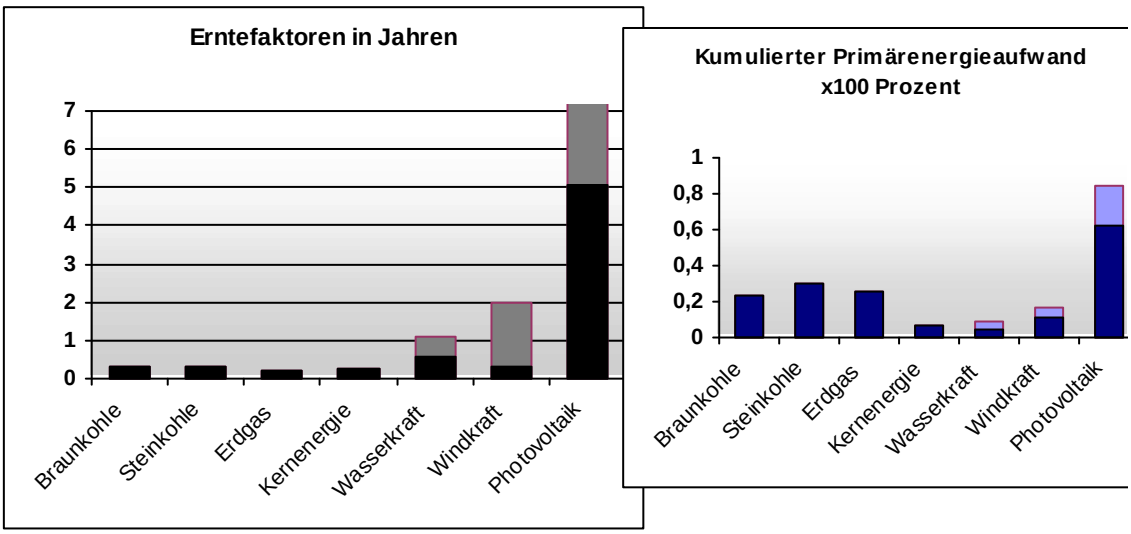


Abbildung 4.7: Erntefaktoren und kumulierter Primärenergieaufwand[214]

Aus den Lebensweganalysen ist zu erkennen, dass zum einen die Kernenergie 1 kWh Elektrizität zu geringstem Energieaufwand bereitstellt, zum anderen sich ein KKW energetisch schnell amortisiert. Ganz im Gegensatz zur Photovoltaik: Der Erntefaktor liegt bei 5 bis 7 Jahren, der kumulierte Primärenergieaufwand beträgt zwischen 62 und 84 Prozent. Für die Elektrolyse von Wasserstoff ist die PV heute noch nicht geeignet. Allerdings hängen auch die Erntefaktoren bei erneuerbaren Energien stark von den Gegebenheiten der Umwelt ab (Sonneneinstrahlung, Windstärke, etc.).

[213] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 433)
[214] Daten aus: Voß in Maichel (2002, 33-34), Kümmel (1998, 87), WBGU (2003, 69), IWP (2003), energieportal24.de (2003)

4.2 Energiesysteme – Ein Vergleich mit Blick auf die Nachhaltigkeit

4.2.1 Nachhaltige Entwicklung

Nach der Brundtland-Kommission beinhaltet das Leitbild der nachhaltigen Entwicklung („Sustainable Development“) die Forderung nach einer schonenden Umweltnutzung bei gleichzeitig weiterer wirtschaftlicher und sozialer Entwicklung. Der Begriff „Umwelt“ ist dabei weit gefasst. Zum einen erfasst er die verschiedenen Einwirkungen des Energiesystems auf Natur und Mensch, zum anderen die Ressourcen- und Senkenfunktion der Umwelt.[215] Die Kommission charakterisiert eine nachhaltige Entwicklung als eine „Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können“[216]. In anderen Worten: Kommenden Generationen dürfen keine Lebens- und Entfaltungschancen vorenthalten werden.[217] Des Weiteren lassen sich allgemein die schwache Nachhaltigkeit (Theorie der Neoklassik) und die starke Nachhaltigkeit (ökologische Ökonomie) unterscheiden. Bei ersterer kann das Naturkapital (Ressourcen, Senken, etc.) gänzlich durch (künstliches) Sachkapital substituiert werden, wobei eine Abnahme des Naturkapitals durch eine Zunahme des Sachkapitals kompensiert werden muss.[218] „Strong sustainabilty“ hingegen negiert dieses Substitutionsparadigma, da u.a. die Auswirkungen auf das Ökosystem irreversibel und unsicher sind. Beide Theorien scheinen wenig realitätsbezogen zu sein, weil insbesondere die suggerierte Homogenität des Naturkapitals der Natur in ihren unterschiedlichen Facetten nicht Rechnung trägt.[219]

Diese abstrakten Definitionen sagen jedoch nichts konkret in Bezug auf die Energieversorgung aus, was einen Spielraum für unterschiedlichste Interpretationen und Handlungsempfehlungen erlaubt. Eine inhaltliche Konkretisierung ist dringend geboten und nur dann tragfähig, wenn sie den Naturgesetzen gerecht wird. Allgemein kann hierbei festgehalten werden, dass die effiziente Nutzung aller (knappen) Ressourcen zu Kosteneffizienz geschehen muss, dass die Aufnahmekapazität der Biosphäre erhalten bleiben muss und dass nachkommenden Generationen eine technisch-wirtschaftlich nutzbare Energie-/ Ressourcenbasis[220] zu hinterlassen ist, die ihnen die Befriedigung ihrer Bedürfnisse mindestens auf der Basis unseres heutigen Niveaus erlaubt.[221]

---

[215] Vgl. Hirschberg, Voß (1999, 1)
[216] Voß aus Maichel (2002, 28)
[217] Vgl. Hirschberg, Voß (1999,1)
[218] Dies kann allerdings nur vonstatten gehen, wenn externe Effekte internalisiert werden.
[219] Vgl. Hirschberg, Voß (1999, 2-3)
[220] ist determiniert durch verfügbare Explorations- und Förderungstechniken
[221] Vgl. Hirschberg, Voß (1999, 1-3)

Nunmehr können nach Voß folgende Orientierungs- und Handlungsregeln abgeleitet werden: „(1) Die Nutzung erneuerbarer Ressourcen darf auf Dauer nicht größer sein als ihre Regenerationsrate. (2) Nicht-erneuerbare Energieträger und Rohstoffe sollen nur in dem Umfang genutzt werden, in dem ein physisch und funktionell gleichwertiger wirtschaftlich nutzbarer Ersatz verfügbar gemacht wird, in Form neu erschlossener Vorräte, erneuerbarer Ressourcen oder einer höheren Produktivität der Ressourcen. (3) Stoffeinträge [Emissionen] in die Umwelt dürfen auf Dauer die Aufnahmekapazität bzw. Assimilationsfähigkeit der natürlichen Umwelt [Senkenfunktion] nicht überschreiten. (4) Gefahren und unvertretbare Risiken für die menschliche Gesundheit durch anthropogene Einwirkungen sind zu vermeiden. (5) Die Inanspruchnahme von knappen Ressourcen einschließlich der Ressource Umwelt sind wesentliche Kriterien für die Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energietechniken und Energiesystemen. Ein geeignetes Maß für die Nachhaltigkeit sind die Vollkosten.“[222]

Ein „evolutionäres“ Konzept der Nachhaltigkeit beinhaltet nach Erdmann das Weiterentwickeln von Technologien basierend auf erneuerbaren Energien, Effizienzverbesserungen und effiziente Ausnutzung/ Handhabung der endlichen Energieträger, die Reduktion der Treibhausgase, Sicherung der Zukunft der Kernenergie, Wirtschaftswachstum und das Schaffen einer energetischen Balance zwischen Generationen sowie zwischen Industrie- und Entwicklungsländern.[223]

Diese allgemeinen Handlungsregeln und Konzepte sind jedoch für das Leitbild der „nachhaltigen Entwicklung“ in Bezug auf die *einzelnen Energiesysteme* zu allgemein. Ein Vergleich zwischen den einzelnen Energiesystemen bezüglich der Inanspruchnahme der Ressource Natur muss angestellt werden. Als Instrument hierfür hat sich der Ansatz des Life Cycle Assessment (LCA) durchgesetzt. Diese Lebensweg-/ Lebenszyklusanalysen erfassen die direkten Emissionen durch Energieumwandlung wie auch die indirekten Emissionen durch vor- und nachgelagerte Prozesse (wie Brennstoffgewinnung und –aufarbeitung, Transport, Entsorgung, Herstellung der Materialien oder Bereitstellung der Infrastruktur). Das LCA liefert also ein Inventar „von der Wiege bis zur Bahre“ der durch die Stromerzeugung verursachten Stoff- und Energieströme und ist damit eine essentielle Grundlage für die Nachhaltigkeitsbewertung der unterschiedlichen Technologien. [224]

[222] Voß aus Maichel (2002, 31-32)
[223] Vgl. Erdmann (2001, 1)
[224] Vg. Hirschberg, Voß (1999, 5)

4.2.2 LCA - Emissionen der unterschiedlichen Energiesysteme

Emissionen lassen sich grob in zwei Kategorien einteilen: gesundheitsschädliche und klimaschädliche Emissionen. Letztere tangieren den Treibhauseffekt (strahlungspyhsikalische Effekte) und den stratosphärischen Ozonabbau (atmosphärenchemische Effekte).[225] Auf diese wird in Abschnitt 4.2.2.2 genauer eingegangen. Abbildung 4.8 verdeutlicht die kumulierten, über den gesamten Lebensweg aufsummierte Gesamtemissionen in kg Stofffreisetzung pro GWh_{el}.

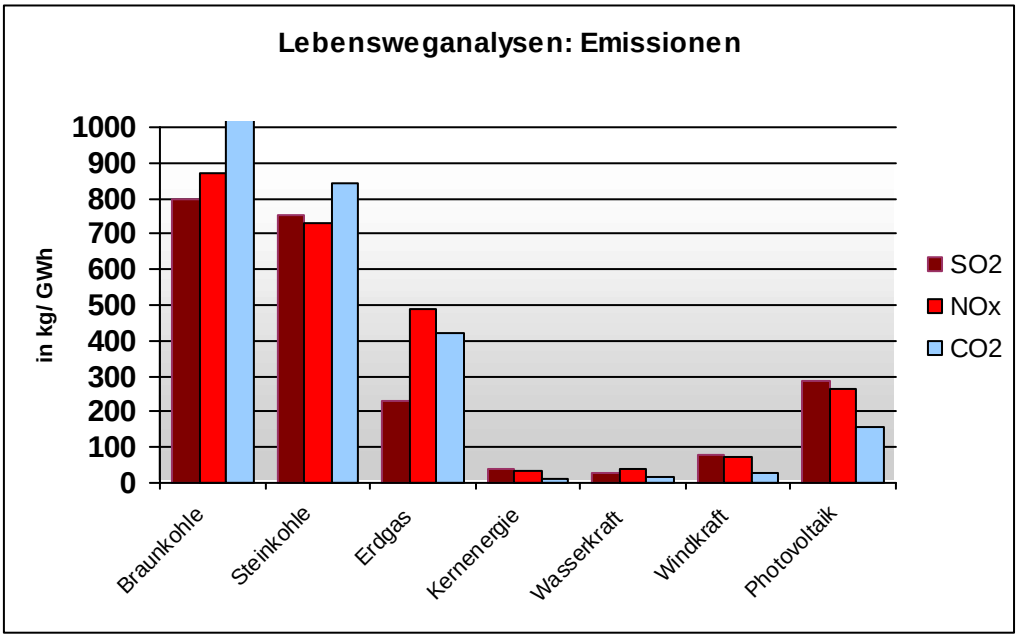


Abbildung 4.8: Kumulierte Emissionen[226]

Deutlich ist hier der Unterschied zwischen den fossilen und regenerativen Energien zu sehen. Wie bei den Erntefaktoren ist die PV die Ausnahme, da der hohe Materialaufwand mit hohen indirekten Emissionen verbunden ist.

4.2.2.1 Gesundheitsgefährdende Emissionen und Strahlungen

Die Gesundheit von Mensch, Tier und Pflanze schädigen SO_2, NO_x, CO, Staub, flüchtige Kohlenwasserstoffe und radioaktive Substanzen. Mit erheblichen Investitionen in REAs, Filtern und Kraftfahrzeugkatalysatoren ist es den entwickelten Industrienationen gelungen, die gesundheitsschädlichen Emissionen drastisch zu reduzieren und auch den Anstieg im Verkehrssektor[227] abzubremsen.[228] Diese

[225] Vgl. Kümmel (1998, 51), Diekmann, Heinloth (1997, 99)
[226] Daten aus: Voß in Maichel (2002, 36): Daten um arithmetisches Mittel gerundet
[227] auch dazu beigetragen haben Verordnungen wie ASU oder neue Brennstoffe (bleifreies Benzin)

Reduzierung war möglich, indem durch geeignete Technologien Stoffemissionen in Wärmeemissionen umgewandelt werden.[229] Letztere sind aufgrund des Gesetzes der Entropiezunahme unumgänglich und tragen natürlich auch – wenn nur in *sehr* geringem Maße – zur Erwärmung der Erdatmosphäre bei. Schadstoff-Wärmeäquivalente geben die für die Entsorgung notwendige Energiemenge an. Durch die Entsorgungstechniken reduzieren sich die spezifischen Wirkungsgrade.[230]

Das zweite entscheidende Bewertungskriterium eines Stromerzeugungssystems neben dem Erntefaktor stellt das Risiko[231] der Nutzung einer Technik dar. Diese Risiken ergeben sich aus den Schadstoffkonzentrationen in der Umgebungsluft bzw. aus einer erhöhten Exposition mit radioaktiver Strahlung. Untere Abbildung zeigt das Risiko bei der Stromerzeugung durch verschiedene Techniken. Die Zahlen schließen die Risiken von Unfällen, auch von Kernkraftwerksunfällen, mit ein.

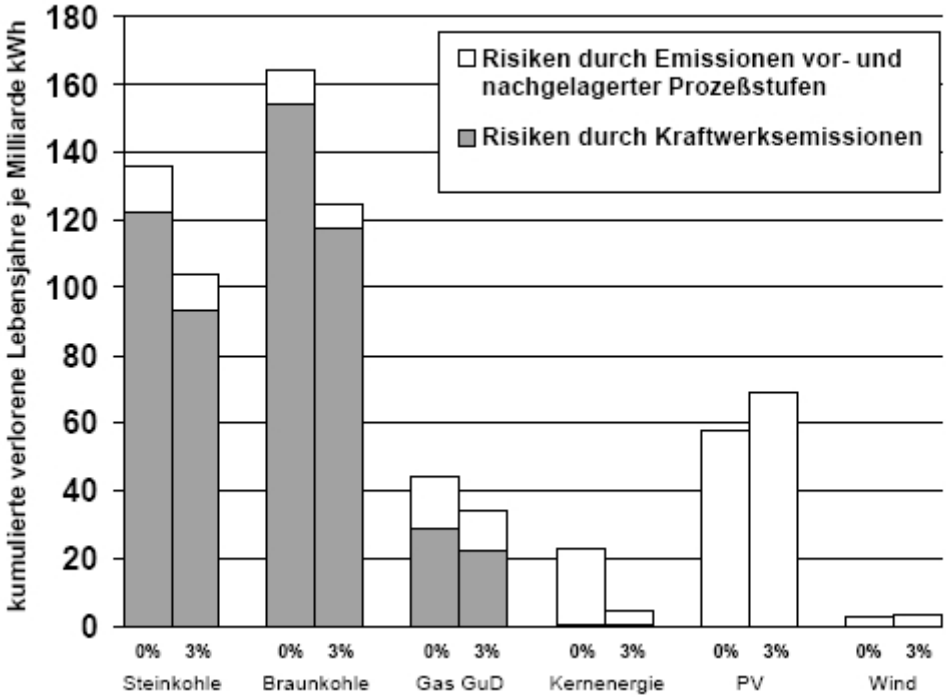


Abbildung 4.9: Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungstechnologien dargestellt als Anzahl der verlorenen Lebensjahre[232]

---

[228] Vgl. Kümmel (1998, 51)
[229] Für die Entsorgung von CO_2 sind komplexere Techniken notwendig als bei anderen Schadstoffen
[230] Vgl. Kümmel (1998, 51-52), Diekmann, Heinloth (1997, 408)
[231] Risiko = Schadenshöhe x Eintrittswahrscheinlichkeit (vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 408))
[232] aus: Hirschberg, Voß (1999, 13) und Voß in Maichel (2002, 37)

Die gesundheitlichen Risiken der Nutzung von Stein- und Braunkohlekraftwerken sind vergleichsweise hoch. Obwohl der Prozess der Stromerzeugung in PV-Anlagen emissionsfrei ist, liegen die Risiken wegen der hohen Aufwendungen für die Materialherstellung und die Komponentenfertigung über denen eines modernen Erdgas GuD-Kraftwerkes. Die Stromerzeugung mittels Kernspaltung, Windenergie und Wasserkraft weisen die geringsten Risiken auf.[233] Diskontiert (im Bild 3 Prozent) man die Risiken ab (geringes Interesse an zukünftigen Umweltzuständen), verbessert dies insbesondere die Stellung der Kernspaltung.

4.2.2.2 Klimaschädliche Emissionen und der Treibhauseffekt

Neben den gesundheitsgefährdenden Emissionen durch die einzelnen Energiesysteme sind es vor allem die klimaschädlichen Emissionen, die ein globales Problem darstellen. Neben dem Ozonloch ist insbesondere der Treibhauseffekt (globale Erwärmung) hierbei von besonderer Bedeutung:

Langfristig muss unser Planet in demselben Maße Energie abgeben, wie er Energie von der Sonne aufnimmt. Die Sonnenenergie gelangt in Form von Strahlung mit kurzer Wellenlänge auf die Erde. Ein Teil dieser Strahlung (etwa 30 Prozent) wird von der Erdoberfläche und der Atmosphäre sofort reflektiert. Der Großteil jedoch dringt durch die Atmosphäre und erwärmt die Erde. Die Erde strahlt dann diese Energie in Form von Langwellen (Infrarotstrahlung) wieder zurück in den Weltraum. Der Großteil der von der Erdoberfläche abgegebenen Infrarotstrahlung wird von der Atmosphäre in Form von H_2, CO_2 und anderen natürlich vorkommenden Treibhausgasen aufgenommen. Diese Gase verhindern, dass die Energie von der Erdoberfläche direkt in den Weltraum entweicht. Stattdessen transportieren zahlreiche interaktive Prozesse (Strahlung, Luftströme, Verdunstung, Bewölkung und Niederschläge) die Energie in die äußeren Schichten der Atmosphäre. Von dort gelangt sie in den Weltraum. Dieser langsamere indirekte Prozess ermöglicht überhaupt menschliches Dasein: Würde die Erdoberfläche die Energie ungehindert in den Weltraum abstrahlen, wäre die Erde ein kalter unbewohnbarer Planet.[234]

[233] Vgl. Voß (2002, 11), Hirschberg, Voß (1999, 13-15), Maichel (2002, 36-37)
[234] Vgl. UNEP/ UNFCCC (2004)

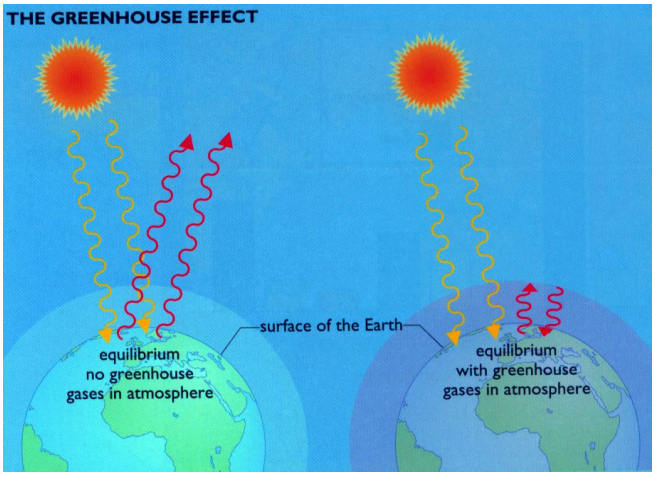


Abbildung 4.10: Treibhauseffekt[235]

Unsere Treibhausgasemissionen erhöhen nun die Fähigkeit der Atmosphäre, Infrarotstrahlen „aufzusaugen“, statt diese in den Weltraum zurückzustrahlen. Das durch das Klima aufrechterhaltene Gleichgewicht der Gase, die die Atmosphäre bilden und somit das Gleichgewicht zwischen aufgenommener und abgegebener Energie, wird folglich gestört.

Wir verändern nun die Art und Weise, wie die Sonnenenergie auf die Atmosphäre unseres Planeten einwirkt und aus dieser wieder entweicht. In den letzten 100 Jahren hat sich die Konzentration der Treibhausgase versechsfacht.[236]

Ein Anstieg der Durchschnittstemperatur der Erdoberfläche und Veränderungen des Weltklimas können die Folge sein („anthropogener Treibhauseffekt“). Geht man von einer Verdoppelung der derzeitigen Konzentration langlebiger Treibhausgase in den nächsten 50 Jahren aus, verringert dies die Geschwindigkeit, mit der die Erde Energie abgibt, um etwa zwei Prozent, und die mittlere Erdtemperatur steigt um etwa vier bis fünf Prozent. Diese Klimaerwärmung wäre fast so groß wie die Temperaturdifferenz zwischen der letzen Eiszeit und heute.[237] Energie kann sich nun mal nicht beliebig ansammeln. Das Klima muss sich in irgendeiner Weise anpassen, um den Energieüberschuss abzubauen.

Die erwarteten Temperaturanstiege können dazu führen, dass sich Klimazonen verschieben, Wälder sterben, die Windgeschwindigkeiten zunehmen, Hungersnöte aufgrund Missernten ausbrechen oder die Meeresspiegel ansteigen, was zu Überschwemmungen der Küstengebiete führen kann – um nur einige Beispiele anzuführen.[238] Nach Berechnungen der Klimaforscher sollen bei weiteren Steigerungen der CO_2-Konzentrationen die Sommermonate in Europa ähnlich heiß werden wie im Jahre 2003. Dabei werden die Menschen mit Anpassungsproblemen zu kämpfen haben.[239]

---

[235] aus: Boyle (2003, 14)
[236] Vgl. Erdmann (2001, 1); globale Erwärmung um 0,7 °C
[237] Vgl. Kümmel (1998, 53), Diekmann, Heinloth (1997, 424); CASS (2002, 6)
[238] Vgl. Kümmel (1998, 54)
[239] Institut für Atmosphäre und Klima der ETH Zürich; Simulation 2071 – 2100; Schlagzeile 12.01.04

Infolge des drohenden Klimawandels wurden auf internationaler Ebene Überlegungen angestellt, um die Emissionen von Treibhausgasen einzuschränken, die im Verdacht stehen, maßgeblich für die globale Erwärmung verantwortlich zu sein. Die Zielsetzung besteht in der Stabilisierung der Konzentration von Treibhausgasen in der Erdatmosphäre. Durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe werden Kohlenstoff und Sauerstoff in Energie und CO_2 umgesetzt: $C + O_2 \rightarrow CO_2 + 4{,}2\ eV$[240]. Abbildung 4.11 gibt einen Überblick über die Entwicklung der anthropogenen, d. h. durch menschliches Einwirken verursachten CO_2 Emissionen, die mit einem Anteil von über 70 Prozent das bedeutendste Treibhausgas[241] darstellen.[242]

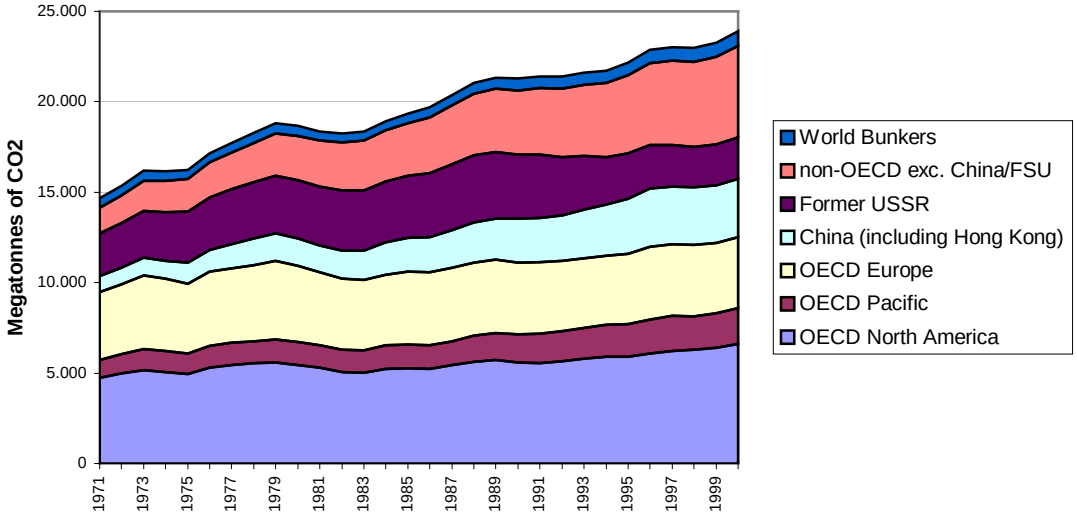


Abbildung 4.11: Entwicklung der CO_2-Emissionen in ausgewählten Regionen[243]

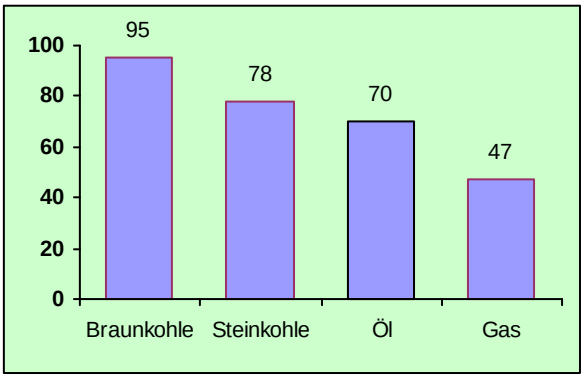
CO_2 hat infrarotstrahlungsabsorbierende Eigenschaften und erhöht demnach die „Wärmeisolierung“ der Erde gegenüber dem Weltraum.

[240] Vgl. Diekmann, Heinloth (1997, 44), Kümmel (1998, 51): Neben CO_2 auch SO_2, NO_x, CO, Staub

[241] Weitere Treibhausgase sind Methan (CH_4, 18 Prozent), Lachgas (N_2O, 10 Prozent), sowie SF_6 und CF_4. (Quelle IEA, 2002). Sie werden ebenfalls im Protokoll von Kyoto behandelt. FCKW-11 und HFCKW-22 sind Ozon abbauende Substanzen, behandelt im Montrealer Protokoll.

[242] Vgl. Albrecht, Buchwald (2003), Kümmel (1998, 51)

[243] Daten aus IEA (2002);World Bunkers = internationale Flug- und Seehäfen



Möchte man den C-Gehalt bestimmen, so sind die Werte mit 12/44 zu multiplizieren.

Abbildung 4.12: Direkte CO_2-Emission bei fossilen Brennstoffen in kg pro GJ[244]

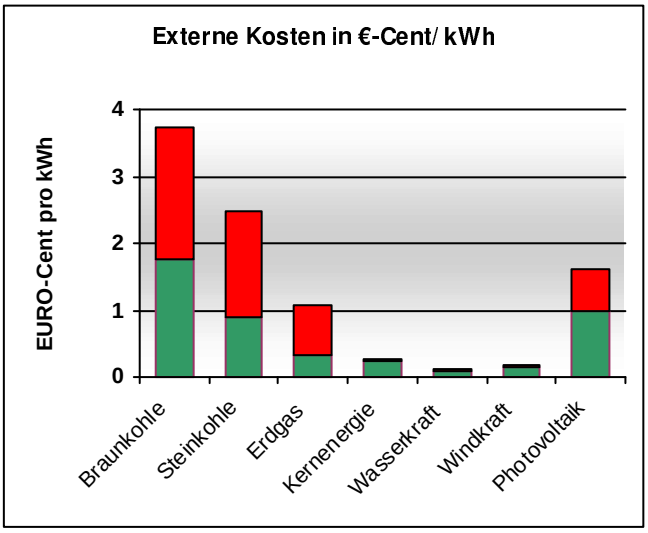
Versteht man das Umweltproblem - der neoklassischen Wohlfahrtstheorie folgend - als *externen Effekt*, so ist der Markt- und Preismechanismus nicht in der Lage, das Umweltproblem zu lösen, da kein Preis für die Umweltnutzung existiert. Es resultiert eine ineffiziente Allokation der natürlichen Ressourcen als Produktionsfaktoren, die das Erreichen des gesellschaftlichen Wohlfahrtsmaximums mit der Zielgröße der Pareto-Optimalität verhindert. Die politischen Entscheidungsträger sind aufgerufen, durch staatliche Intervention die Marktfehler und damit auch das Umweltproblem zu beheben.

4.2.3 Externe Kosten im Energiesektor

Im volkswirtschaftlichen Kontext sind Preise und Kosten ein Signal für die Knappheit von Ressourcen (mit Lenkungsfunktion). Im Energiemarkt mag dies aber nicht vollkommen zutreffend sein: Durch die Entwertung von Energie durch Arbeit oder Wärme entstehen meist stoffliche Freisetzungen, wie im vorhergehenden Abschnitt geschildert, die im Preis nicht berücksichtigt sind. Die „externen Kosten“ (Monetarisierung der negativen externen Effekte) werden nicht über den Markt- und Preismechanismus internalisiert. So genannte „Vollkosten“ wären ein geeignetes Maß für die nachhaltige Inanspruchnahme der knappen Ressourcen, insbesondere der fossilen Energieträger. Problematisch ist allerdings die Bestimmung der Höhe der externen Kosten. Insbesondere die Folgeschäden (beispielsweise durch ein Reaktorunglück, das Ozonloch oder durch den Treibhauseffekt) sind schwer abzuschätzen. Grobe Schätzungen sind jedoch eine Orientierungshilfe für eine nachhaltige Energiepolitik. Die Ermittlung erfolgt, indem man die Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung zur Vermeidung von Schäden und Risiken sowie für die Nutzensteigerungen durch Umweltverbesserungen analysiert.[245] Die ermittelten Werte in unterer Abbildung sind bezogen auf deutsche Stromerzeugungssysteme.

[244] Daten entnommen aus Boyle (2003, 259), Diekmann, Heinloth (1997, 44), Schneider (2000, 15)
[245] Vgl. Friedrich (2002, 1), Maichel (2002, 38), Hirschberg, Voss (1999, 7-8)

Sie beinhalten die Schadenskosten (Lärm, Schäden an Gesundheit, Material und Pflanzen) und Vermeidungskosten (Schäden am Ökosystem und Treibhauseffekt). Aufgrund der umstrittenen Werte der Kosten des Treibhauseffektes wurden diese ergänzend addiert.



Korrespondierend mit den Emissionen sind die externen Kosten bei fossilen KWs sehr hoch. Kernenergie, Wind- und Wasserkraft weisen die geringsten externen Kosten auf. Die Werte beziehen sich auf Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen. Aufgrund unterschiedlicher Werte in der Literatur sind diese nur als Vergleich geeignet.

Abbildung 4.13: Externe Kosten bei der Stromerzeugung (BRD)[246]

Vor- und nachgelagerte Prozesse wie Energieträgergewinnung, Umwandlung, Bau und Abriss sowie Endlagerung sind berücksichtigt, bei KKWs auch mögliche Unfallrisiken.

Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AUT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5*			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

* : biomass co-fired with lignites
** : sub-total of quantifiable externalities
(such as global warming, public health, occupational health, material damage)

Die Werte allein in der EU sich jedoch erheblich – teilweise um den Faktor 10.

Abbildung 4.14: Externe Kosten bei der Stromerzeugung (EU) in €-Cent/ kWh[247]

[246] Daten aus: Friedrich (2002, 3); PV: polykristalline Zellen; in der Literatur sehr unterschiedliche Werte
[247] aus: externE (2003)

Zahlreiche Studien innerhalb der EU haben gezeigt, dass sich die Kosten bei Kohlekraftwerken verdoppeln und bei Erdgas um 30 Prozent steigen würden, wenn man die externen den betriebswirtschaftlichen Kosten aufschlägt (Vollkostenansatz). Es wird geschätzt, dass die absolute Höhe aller externen Kosten (ohne Treibhauseffekt) etwa ein bis zwei Prozent des europäischen Sozialproduktes ausmachen.[248] Durch weiteren technischen Fortschritt im Energiesektor können diese Kosten allerdings reduziert werden. Diese externen Kosten können entweder wie geschildert durch einen Aufschlag auf die betriebswirtschaftlichen Kosten in Form einer Pigou-Steuer internalisiert werden, oder durch einen Zertifikatehandel:

Mit dem *Kyoto* Protokoll von 1997 verpflichteten sich die Industrienationen, ihre CO_2 -Emissionen zu reduzieren. Die absoluten Emissionsziele für die erste Vertragsperiode von 2008 bis 2012 wurden hierbei relativ zu den Emissionen des gewählten Basiszeitraumes 1990/94 berechnet und beinhalten beispielsweise für die Mitgliedsländer der Europäischen Union im Durchschnitt eine Reduktion um 8 Prozent, die USA um 7 Prozent. Für Deutschland ergibt sich das ehrgeizige Ziel von 21 Prozent.[249] Länder wie beispielsweise Australien dürfen ihre Emissionen sogar um 10 Prozent erhöhen. Die Industrienationen ohne die USA einigten sich, ihre Treibhausemissionen im Zeitraum von 2008 bis 2012 um durchschnittlich **5,2 Prozent** gegenüber 1990 zu senken. Im Mittelpunkt für deren Umsetzung steht die Etablierung eines Zertifikatsmarktes, auf dem nach der Erstausstattung zunächst Lizenzen für die Emission von CO_2 gehandelt werden sollen und der im Jahr 2005 in Kraft treten soll. In den Emissionsrechtehandel sollen anfangs Unternehmen der energieintensiven Branchen wie Raffinerien, Kokereien, Eisenmetallerzeugung- und Verarbeitung, Mineralverarbeitende Industrie, Papier und Pappe sowie Energieumwandlung eingebunden werden, die für etwa 46 Prozent der Gesamtemissionen verantwortlich sind.[250]

Neben ökonomischen Instrumenten zur Reduzierung der Treibhausgase, insbesondere CO_2, gibt es auch technische Optionen, die Emissionen einzuschränken.

[248] Vgl. externE (2003)
[249] An dieser Stelle sei zu erwähnen, dass die BRD die Emissionen kaum um 21 Prozent senken kann bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie
[250] Vgl. Albrecht, Buchwald (2003), Kümmel (1998, 52)

4.2.4 Technische Optionen zur Minderung der Kohlendioxidemissionen

Eine Halbierung der Kohlenstoffintensität unserer Energieversorgung und die Verdopplung der Energieeffizienz ist eine energiepolitische Zielsetzung, die den Anforderungen des Klimaschutzes und der Volkswirtschaft gleichermaßen gerecht wird.

1.) Substitution der Energieträger

Anfangs könnte eine Substitution kohlenstoffreicher (wie Kohle) durch kohlenstoffärmere (wie Erdgas) fossile Energieträger die Emissionen reduzieren, später die Substitution der fossilen Energieträger durch erneuerbare und Kernfusion.

2.) Rationelle Energieverwendung (REV)[251] - Substitution von Energie durch Kapital

Auch eine Minderung des Verbrauchs fossiler Primärenergieträger durch rationelle Energieanwendung oder Energieeinsparung[252] tragen zum Umweltschutz bei. Die technischen Maßnahmen der REV lassen sich in zwei Klassen einteilen:

a) Wirkungsgradverbesserungen und verbesserte Wärmedämmung

Die weltweit technischen Reduktionspotentiale für Endenergie betragen etwa 35 bis 45 Prozent (wirtschaftliche Potentiale 20 bis 35 Prozent), für Primärenergie 30 bis 40 Prozent (wirtschaftliche Potentiale 15 bis 30 Prozent). Diese Einsparpotentiale verlangen zusätzliche private und öffentliche Investitionen in Energieumwandlung und –nutzung.

b) Nutzen der Exergie der Abwärme durch beispielsweise KWK

Exergie kann zur Verrichtung weiterer Energiedienstleistungen herangezogen werden – auch für die Umwandlung in Arbeit. Hierbei betragen laut thermoökonomischen Exergieanalysen die industriellen Energieeinsparpotentiale in der BRD 25, in den USA 30 und in Japan 45 Prozent. Nach betriebswirtschaftlichen Rentabilitätsrechnungen sind jedoch derartige Investitionen in REV nur dann lukrativ, wenn sich der mittlere Energiepreis verdoppelt bis verdreifacht. Die Ergebnisse hängen stark von der Struktur des Energiekonsums ab. Will man beispielsweise den Energieverbrauch in privaten Haushalten um 40 Prozent reduzieren, resultieren Kostensteigerungen für die nötige Technologie (wie etwa die Kombination von KWK mit PV) um fast 190 Prozent. Die Anschaffungskosten müssen mit den erwarteten Einsparungskosten abgeglichen werden.

[251] Vgl. Kümmel (1998, 74-77), Voß (1999), Erdmann (1995, 297-307)
[252] so genannte „Negenergie“: die nicht konsumierte Energie (vgl. Erdmann (1995, 297))

Letztendlich ausschlaggebend für die immer noch unökologische Nutzung von Energie sind zum einen der geringe Energiepreis, zum anderen der mangelnde technische Fortschritt[253], der wiederum durch ersteres bedingt ist. Der ökonomische Aufwand für die Emissionsminderungen (Vermeidungskosten) ist bisher nur bei der Wärmedämmung, bei der Stromerzeugung aus Kernenergie und bei der Nutzung von Erdgas für Fernwärme wirtschaftlich vertretbar.

3.) Innovative Kraftstoffe

Auch durch neue Kraftstoffe und Umwandlungstechnologien im Verkehrssektor lassen sich nicht nur der Verbrauch, sondern auch die Emissionen drastisch reduzieren. Abbildung 4.15 verdeutlicht dies.

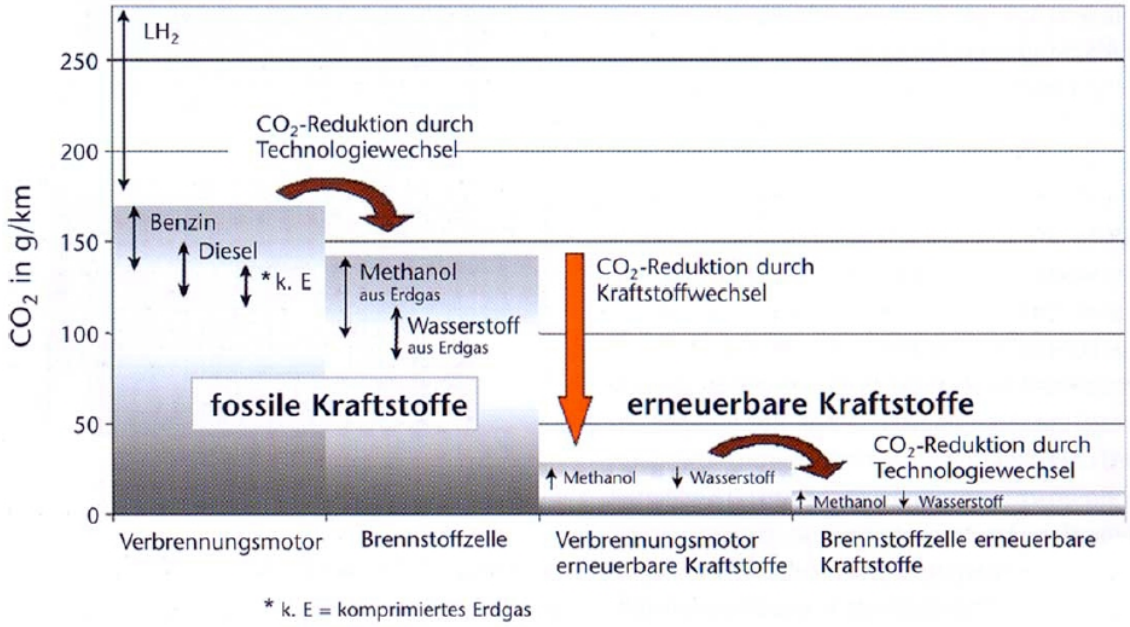


Abbildung 4.15: Ökobilanzierung von Fahrzeugantrieben[254]

Die vor 130 Jahren ausgesprochene Vision Jules Vernes, dass Wasserstoff die Kohle und das Erdöl der Zukunft wird, scheint Realität werden zu können. Allerdings sind die (Grenz-) Vermeidungskosten im Straßenverkehr heute noch am höchsten[255] (höherer Anschaffungspreis von Hybridfahrzeugen, neues Tankstellennetz, etc.).

[253] Anderseits muss hinterfragt werden, warum der Energiepreis derart niedrig ist. Technischer Fortschritt könnte hierfür eine Erklärung sein, so dass von einem mangelnden TF nicht die Rede sein kann.
[254] aus: Staiß (2002, 14)
[255] Vgl. Voß (1999)

Aus den Optionen zur Minderung der CO_2-Emissionen wird deutlich, dass ein steigender Energieverbrauch und sinkende Umwelt- und Klimabelastungen kein Widerspruch sind. Voraussetzung hierfür ist ein weiterer, noch intensiverer technischer Fortschritt bei den Energiesystemen und Umwandlungstechnologien.

4.2.5 Schlussfolgerungen

Sieht man sich die einzelnen Lebensweganalysen an, so liegt es nahe Abschied zu nehmen von fossilen Kraftwerken. Sie liefern keinen Beitrag zur Nachhaltigkeit. Insbesondere Braun- und Steinkohle weisen die höchsten Emissionen, Risiken, Abfälle[256] und externen Kosten auf. Allerdings kann der Verzicht auf fossile Brennstoffe nicht von Heute auf Morgen erreicht werden. Die Kosten der Technologien basierend auf erneuerbaren Energieträgern sind heute noch zu hoch, um eine wirtschaftliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Photovoltaik hat von den erneuerbaren Energien den schlechtesten Erntefaktor, die höchsten Emissionen (und CO_2-Vermeidungskosten[257]) und neben Windkraft den höchsten Materialaufwand[258] - allerdings auch das höchste Potential (vgl. Abbildung 3.28). Gas GuD ist eine Übergangslösung in mittelfristiger Sicht. Wie aus den vorhergehenden Abschnitten zu entnehmen ist, sind Wasserkraft und die Kernenergie in fast jeder Hinsicht vorteilhaft. Uran hat keinen anderen, wichtigen Verwendungszweck. Abfälle müssen aber so gelagert werden, dass sie kommende Generationen nicht schädigen.

Die Bereitstellung von „nachhaltigen“ Technologien bildet die Grundlage für langfristigen Erfolg.[259] Wenn nicht der Staat in der Lage ist, nachhaltige Technologien auf den Markt zu bringen, so ist der Markt dafür verantwortlich. Die Energiepreise spielen hierbei eine primäre Rolle.[260] Anreize in F&E (Forschung und Entwichklung) für neue Technologien, insbesondere basierend auf erneuerbaren Energien, zum Energiesparen[261] oder zu Energiesparinvestitionen können nur gegeben sein, wenn der Energiepreis (insb. der Strompreis) steigt. Auch würde er zur Sensibilisierung der Nachfrager, Energie effizienter und rationaler einzusetzen, beitragen.

---

[256] Vgl. Hirschmann, Voß (1999, 12)
[257] Vgl. Reichel (2003, 15)
[258] Vgl. Voß (2002, 10)
[259] Vgl. SAM (2002, 5)
[260] Vgl. Erdmann (2001, 3)
[261] Energiesparen: Konsumverzicht oder Steigerung der technischen Energieeffizienz bei der Umwandlung von End- in Nutzenergie

Dies führt aber zu Mehrbelastungen der Industrie und der privaten Haushalte. Um zu verhindern, dass energieintensive Branchen auswandern, müsste der Energiepreis weltweit erhöht werden. Diese zusätzlichen Kosten würden sich negativ am globalen Arbeitsmarkt auswirken. Auch die privaten Haushalte könnten in vielen Staaten der Welt einen Preisaufschlag für Energie um mehr als 30 Prozent (Internalisierung der externen Kosten) kaum verkraften. Aufgrund aktueller Energieverschwendungen könnten aber insbesondere sie Einsparungen treffen.

Einerseits wäre ein erhöhter Energiepreis notwendig für den Klimaschutz und könnte als Steuer für Lohnnebenkostensenkungen, Bildung oder Entwicklungshilfe eingesetzt werden, andererseits würde er aktuell die Weltwirtschaft dämpfen. Insbesondere Entwicklungsländer und Haushalte mit kleinerem Einkommen könnten sich diese Preissteigerungen kaum leisten. Nur ein stetiges Wirtschaftswachstum verbunden mit stetig wachsendem Energiepreis kann der Kompromiss sein. Effizienzsteigerungen vor allem bei den Endverbrauchern könnten ebenfalls einen steigenden Energiepreis bei gleichzeitiger Reduzierung der Energienachfrage kompensieren. Der technische Fortschritt wird dieses Problem teilweise lösen, so dass sich nur die Technologien durchsetzen werden, die einen physikalischen, ökonomischen, sozialen und ökologischen Vorteil haben. Der Vorteil bei der Entwicklung neuer Technologien liegt hier klar bei etablierten Unternehmen (basierend auf fossilen Energieträger), die größere Finanzreserven haben.

Erneuerbare Energien könnten wesentliche Beiträge zur nachhaltigen Stromerzeugung leisten. Die Frage bleibt allerdings, wann dies mit vertretbaren Kosten realisiert werden kann. Sie sollten durch politische Instrumente konsequent gefördert werden, so dass sie in einigen Jahrzehnten einen wesentlichen Beitrag zur Energie- und Stromerzeugung leisten können. CO_2-Abgaben oder Lizenzhandel wären geeignete Instrumente. Ein Ausstieg aus der Kernenergie darf keinesfalls mit Energie aus fossilen Energieträgern kompensiert werden. Auch Stromimporte sind nicht nachhaltig. Hier ergibt sich für die Energiepolitik die Chance, erneuerbare Energien und die Kernfusion zu fördern. Technischer Fortschritt wird sie zur Marktreife bringen, was auch die LCA-Analysen in den nächsten Jahrzehnten bestätigen werden.

Wie der Leser bemerkt, sei der technische Fortschritt die Lösung für alle Probleme. Leider tritt er nicht von selbst in Kraft. Technischer Fortschritt ist das Ergebnis von F&E. Für F&E müssen allerdings Anreize und Voraussetzungen gegeben sein.

4.3 Energie aus Sicht der Innovationsökonomik – Der technische Fortschritt

Die langfristig wichtigste Quelle zur effizienteren Energienutzung stellt der technische Fortschritt dar. Im Energiesektor versteht man darunter das Anwenden verbesserter Kenntnisse der Energieumwandlung und –nutzung, höhere Qualifikation der Beschäftigten, Effizienzsteigerungen oder eine Reduktion der Umweltbelastung. Der Vorgang gliedert sich in die drei Phasen Invention (Energieforschung), Innovation (erste erfolgreiche Markteinführung) und Diffusion (Verbreitung der neuen Energietechnologie über einen bestimmten Zeitraum hinweg).

4.3.1 Technischer Fortschritt und Nachhaltigkeit

Vor einer Million Jahre lebte der Mensch als Sammler von Pflanzen und Früchten auf der Basis eines Energieverbrauchs von 2 kWh, als Jäger und Sammler von 6 kWh pro Kopf und Tag. Der hier alles entscheidende technische Fortschritt bestand in der Zähmung des *Feuers*, die Wirkungsgradverbesserungen bei der Nahrungsgewinnung zur Folge hatte. Der Energiebedarf pro Kopf und Tag stieg in den frühen bäuerlichen Agrargesellschaften auf ca. 14 kWh. Ein weiterer technischer Fortschritt kam vor ca. 5000 Jahren mit den *Metallen*, bearbeitet durch Feuer, was zu Effizienzsteigerungen bei der Ernte und Jagd führte. Vor etwa 600 Jahren lag der tägliche Energieverbrauch in Westeuropa bei 30 kWh; heute sind es durchschnittlich (weltweit) 50 kWh (Nordamerika 250 kWh). Deutlich wird der technische Fortschritt am Energieertrag pro Hektar, der abhängig von der jeweiligen Produktionsweise ist. Heute können bis zu 80.000 kWh[262] pro Hektar erwirtschaftet werden, zu Zeiten der Jäger und Sammler waren es gerade 2 kWh. 1776 schrieb Adam Smith seine Bibel der kapitalistischen Nationalökonomie „The Wealth of Nations“. In dieser Zeit war der Gedanke fremd, dass Wärme, Licht, Nahrung und Arbeit unter dem Begriff „Energie“ zusammengefasst werden. Daher fehlt(e) in der (Neo-) Klassik der Produktionsfaktor Energie. Die erste industrielle Revolution von 1786 bewies die Existenz dieses Produktionsfaktors mittels der *Wärmekraftmaschinen* (Dampfmaschinen), die erstmals eine technische Umwandlung von chemischer in mechanische Energie ermöglichten. Diese, durch den technischen Fortschritt bedingte industrielle Revolution, ermöglichte Mobilität (Eisenbahn), Schwerindustrie und Maschinenbau (Verhüttung von Eisen). Basierend auf dem gleichen Prinzip arbeiten heute Dampfturbinen, Otto- und Dieselmotoren und Gasturbinen.

[262] in VR China durch intensive bäuerliche Landwirtschaft

Die Umwandlung von hochkonzentrierter, fossil gespeicherter Sonnenenergie in Form von Kohle, Öl oder Gas durch Wärmekraftmaschinen ermöglichte die heutige Industriegesellschaft und somit auch Wohlstand. Wir wollen den technischen Fortschritt der Vergangenheit nun noch etwas weiter begleiten in die zweite und dritte industrielle Revolution: Im Zuge der Elektrifizierung kam ein neues Element, die *Automation*, in die Industrieproduktion. Diese intelligente elektrische und mechanische Vernetzung der Wärmekraftmaschinen substituierte zunehmend den Faktor Arbeit, was die Arbeit an sich weniger gefährlich, aber auch rarer machte. Das Schlüsselelement der Automation ist ein Schaltelement, das einen von elektrischen Ladungen getragen Impuls entweder verstärkt/ durchlässt oder blockiert. Winzige *Transistoren/ Mikroprozessoren* (1948), Nachfolger von Relais, ermöglichten Vollautomation in der Produktion und die digitale Verarbeitung von Information (Computertechnologien). So werden heute mit immer weniger menschlicher Arbeit aber mehr energiebetriebenen Maschinen immer mehr Güter und Dienstleistungen erstellt. Oft spricht man hierbei von steigender Produktivität des Faktors Arbeit – man vernachlässigt allerdings den Produktionsfaktor Energie.[263]

Aus der makroökonomischer Sicht bedeutet der technische Fortschritt, dass mit dem gleichen Einsatz der Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital und Energie ($f = f(A,K,E)$)[264] eine größere oder qualitativ bessere Outputmenge erzeugt werden kann. Äquivalent dazu lässt sich eine unveränderte Outputmenge mit geringerem Faktoreinsatz erreichen. Je nach Richtung des technischen Fortschritts spricht man vom arbeits-, kapital- oder energiesparenden technischen Fortschritt. Bei der Breite spricht man vom generischen Fortschritt, wenn alle Produktionsstufen effizienter gestaltet werden können. Kann im Gegensatz dazu nur ein Ausschnitt (der Produktion (-sfunktion)) optimiert werden, so handelt es sich um einen (streng/ schwach) lokalen technischen Fortschritt. Die Richtung ist meist marktbedingt, also abhängig von der Entwicklung der relativen Preise (Induced-Bias-These). Steigen demnach in nächster Zeit nicht die Energiepreise relativ zu Lohn und Zins, so wird wie in der Vergangenheit ein weiterer arbeitssparender technischer Fortschritt die Folge sein. Die Ölpreisschocks der 70er Jahre haben gezeigt, dass hohe Energiepreise einen energiesparenden technischen Fortschritt zur Folge haben. Allerdings zeigt die Empirie auch, dass dieser auch bei relativ billigen Energiepreisen stattfindet. Ein Automatismus im Sinne der Induced-Bias-These trifft im Energiemarkt nicht zu. Im Energiesektor lässt sich konstatieren, dass meist ein lokaler technischer Fortschritt stattfindet (z.B. höhere Wirkungsgrade bei Endgeräten), da nicht alle Stufen von der Energieerzeugung über den Transport bis hin zur Energienutzung optimiert werden.

[263] Vgl. Kümmel (1998, 14- 24)

[264] Im Sinne der Evolutorischen Ökonomik wäre auch die Produktionsfunktion $f = f(A,K,E,H)$ mit H als Humankapital anwendbar.

Auch im Unternehmenssektor können nur durch einzelne Module innerhalb einer bestimmten Produktionsstufe Emissionen reduziert oder Energie eingespart werden. Die Richtung in der Vergangenheit war vor allem arbeitssparend, weniger energiesparend, seltener kapitalsparend.[265]

Der heutige und zukünftige technische Fortschritt ist eine notwendige Voraussetzung dafür, dass bei einem realen Wohlfahrtsanstieg einer Volkswirtschaft zugleich auch der Verbrauch an Ressourcen und die Umweltbelastung abnehmen können.[266] In Form von Wissensakkumulation trägt er dazu bei, dass Ordnungszustände des täglichen Lebens mit weniger Energie- und Materialeinsatz erreichbar sind. Somit sind Innovationen die Basis, um die Entfaltungsspielräume kommender Generationen zu erhalten oder zu erweitern. Höhere Effizienz durch höhere Wirkungsgrade, neue verfügbare Energiebasen, REV, Substitutionsmöglichkeiten zwischen Energietechniken, neue Explorations- und Förderungstechniken oder technische Weiterentwicklungen von Energiesystemen (kleine Kraftwerke, dezentrale Versorgung, IKS-Steuerung, etc.) waren auch schon in der Vergangenheit charakteristisch für technischen Fortschritt. Nicht nur seit den Ölpreisschocks, auch seit der Liberalisierung im europäischen Energiemarkt haben die Innovationen stetig zugenommen.

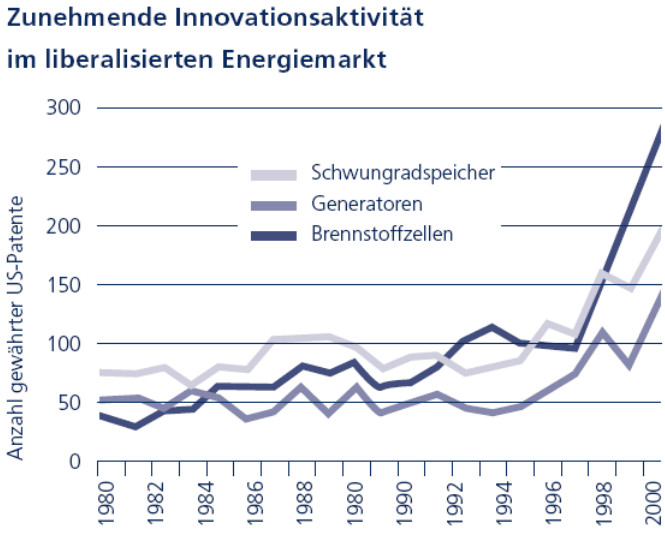


Abbildung 4.16: Innovationsaktivität im Energiemarkt[267]

Weitere Innovationen sind vor allem bei der Herstellung von Solarzellen (PV) und der Kernfusion zu erwarten. Aber auch Wirkungsgrade bei Endgeräten werden steigen. All dies kann bei wachsender Weltenergienachfrage zu weiterhin steigenden Reserven und weiteren Umweltentlastungen führen.

[265] Vgl. Erdmann (1995, 290f.)
[266] Vgl. Hirschberg, Voß (1999, 16), Voß (2002, 16)
[267] aus: SAM (2002, 6)

So haben zukünftige Stromerzeugungssysteme auf fossiler Basis ein Treibhausreduktionspotential von über 30 Prozent, zukünftige PV-Anlagen von über 60 Prozent.[268] Der technische Fortschritt beeinflusst daher positiv die LCA-Analysen (Vollkosten, Emissionen, Energie- und Materialintensität, etc.) und die Reichweiten.

4.3.2 Energieinventionen

Damit es zu einem technischen Fortschritt im Energiesektor kommen kann, müssen zunächst Kenntnisse über entsprechende Verbesserungen gewonnen werden. Neben der Ausbildung und Vermittlung von Know-how sind insbesondere Investitionen in F&E auf den Gebieten der Energieumwandlung und –nutzung notwendig. Öffentliche und private Institutionen arbeiten zurzeit insbesondere an neuen Energieumwandlungstechniken und Energiespeichern (Kernfusion, H_2, Solarzellen, Brennstoffzellen oder allgemein erneuerbaren Energien), an der Veredelung fossiler Energiereserven (Kohleveredelung, etc.) und an der Verbesserung der Flexibilität auf allen Stufen der Energieumwandlung bis hin zum Endverbraucher (dezentrale Energieversorgung, multivalente Energieanwendungen). Bei den Forschungsprozessen kann unterschieden werden zwischen Inventionen, die hohe technologische Spezifikationen haben (z.B. Brennstoffzelle) und somit meist homogenes Wissen bzw. Forscher einer Fachrichtung für die projektbezogene Aufgabenstellung bedingen („*mission*“). Andererseits Forschungsprojekte, die weniger spezifisch technologisch sind (z.B. Erstellen von Energiemodellen) und unterschiedliches (interdisziplinäres) Humankapital voraussetzen („Basic / *diffusion*“). Die Finanzierung von F&E erfolgt durch die Wirtschaft und öffentliche Träger. Die Rolle des Staates ist bei der Energieforschung traditionell bedeutsam – insbesondere bei der Kernenergie (Großforschungseinrichtungen). Klassische Instrumente der staatlichen Forschungsförderung (bei vor allem „diffusion“) sind Ausbildung, Grundlagenforschung, Hochschulen, Bereitstellen eines Patentschutzes und die Förderung angewandter F&E.[269]

[268] Vgl. Hirschberg, Voß (1999, 17); trotzdem bleiben die Emissionen bei fossilen KWs um den Faktor 10 höher als bei der Kernenergie oder bei erneuerbaren Energien zukünftiger Anlagen

[269] Vgl. Erdmann (1995, 279-282)

4.3.3 Energieinnovationen aus Sicht der Evolutorik/ Neo-Schumpeterianik

Maßgebend für den technischen Fortschritt im Energiesektor sind nicht F&E selbst, sondern die Umsetzung der gewonnen Kenntnisse auf den Märkten (Technologietransfer). Innovationen werden ausgelöst durch findige, dynamische Unternehmen, die im Erfolgsfall eine legitime Monopolstellung einnehmen, was den Anreiz auf andere Unternehmen ausübt, selbst in F&E zu investieren („*kreative Zerstörung*“, Schumpeter 1912). Innovationen können maßgeblich für den Konjunkturverlauf verantwortlich sein. *Basisinnovationen* (Schlüsseltechnologien, die drastische Veränderungen bringen) wie beispielsweise die Elektrizität sind zu unterscheiden von inkrementellen Innovationen (Verbesserungsinnovationen) wie Effizienzverbesserungen bei Endgeräten, die vermehrt bei *Feed-back-Prozessen* in der Diffusionsphase eintreten. Aufgrund dieser Differenzierung resultieren unterschiedliche Konjunkturzyklen[270] hinsichtlich ihrer Längen, die sich gleichsam überlappen. Basisinnovationen, die vorwiegend den Konjunkturverlauf beeinflussen, sind langen Zyklen, so genannten „langen Wellen“, zuzuordnen[271] (vgl. Diffusion Abschnitt 4.3.5).

Aus der mikroökonomischen Sichtweise befinden sich die Akteure[272], die auf der Suche nach Neuem sind (*trial-and-error-Verhalten*), in einer Situation höchster Ungewissheit bzw. *Unsicherheit*, da der Innovationserfolg ex-ante nicht vorauszusagen ist. Diesen kreativen Unternehmen, die aus dem normalen Routineverhalten ausbrechen, müssen Anreize gegeben werden, um das Risiko einzugehen. Der Patentschutz und das Ermöglichen von temporären Monopolrenten (Gewinnziele) sind mögliche Instrumente. Faktoren, die den Innovationswettbewerb zwischen Unternehmen beeinflussen, sind Spillovers (Durchsickern von Wissen an die Konkurrenz[273]), die Unteilbarkeit des Innovationserfolgs (patent race – winner takes it all) und Erfahrungswissen (learning by doing, tacit knowledge und *Lernprozesse* (endogenes Lernen, Synergieeffekte)). Der Innovationswettbewerb ist folglich durch Marktunvollkommenheiten (beispielsweise externe Effekte) geprägt. Die Wirtschaftspolitik fordert daher ein staatliches Eingreifen. Dies ist aber nur gerechtfertigt, wenn Unternehmen gleichermaßen ohne staatliche Interessen gefördert werden und ein späterer Wettbewerb nicht behindert wird. Diese *Heterogenität* des Innovationsverhaltens und die große Anzahl von Faktoren, die dieses beeinflussen, machen ein deterministisches Modell mit wenigen Variablen und Parametern kaum möglich.

---

[270] Zyklen: Kitchin (bis 3 Jahre), Juglar (5-8 Jahre), Kondratieff (> 30 Jahre: Basisinnovationen)
[271] Vgl. Hanusch, Kuhn (1998, 99, 229-230), Erdmann (1995, 282f.)
[272] beschränkt rationales Verhalten, homo creativus, beschränkte technologische Fähigkeiten (Evolutorik)
[273] in der Neoklassik werden Spillovers Anreiz reduzierend, in der Evolutorik Anreiz fördernd angesehen. Ersteres aufgrund des free-rider Problems, letzteres wegen ineffizienter Mehrfachforschung und Synergie-Effekten (cross-fertilization)

Energiemodelle, die den technischen Fortschritt abbilden wollen, sind demzufolge sehr komplex. Trifft man zu viele Annahmen und Restriktionen um Gleichgewichtsmodelle aufstellen zu können (Theorie der Neoklassik, vgl. TIMES Kapitel 7), so vermag dies nicht die Eigendynamik des technischen Fortschritts und der Innovationsaktivitäten darzustellen.

Im Energiemarkt spielen – aus auktorialer Sicht betrachtet – vor allem die Energiepreise, die Knappheit und der staatliche Einfluss (De-/ Regulierung und Liberalisierung) eine erhebliche Rolle bei der Innovationsaktivität.

Bei zunehmender Knappheit (und daraus resultierende Preissteigerungen) sind vor allem im Energiemarkt Anreize gegeben, auf andere Energieträger und –systeme umzusteigen. Erneuerbare Energien rücken hierbei ins Blickfeld (vgl. nächster Abschnitt). Die Liberalisierung im Strom- und Gasmarkt (Third Party Access) trägt dazu bei, dass neue innovative Unternehmen in den Markt eintreten können und die etablierten Unternehmen (oft Monopolisten) ihre Innovationsanstrengungen erheblich steigern müssen („efficiency-effect“[274]), um nicht vom Markt verdrängt zu werden („replacement-effect“[275]). Zwar sieht sich der Energiemarkt wie kaum ein anderer Markt einem so langfristig gesicherten Wachstum gegenüber und ist gleichzeitig so entscheidend für unsere zukünftige Entwicklung,[276] dennoch ist er in Hinblick auf die Innovationskraft anderen Branchen wie der IT- oder Telekommunikationsbranche weit unterlegen.

4.3.4 Backstop-Technologien und die Hotelling-Regel

Früher war der technische Fortschritt primär dadurch gekennzeichnet, dass zwischen fossilen Energieträgern gewechselt wurde (Holz – Kohle – Öl – Gas). Aufgrund der Endlichkeit der fossilen Energieträger wird diese Art von technischem Fortschritt innerhalb der erschöpfbareren Energieträger nur noch durch neue Explorations- und Fördertechnologien und Effizienzsteigerungen möglich sein. In naher Zukunft werden Energiesysteme basierend auf erneuerbaren Energieträgern die fossilen substituieren. Ein ökonomisches Modell zur Nutzung fossiler Energieträger und Lagerstätten beschrieben Gray (1914), Hotelling (1931) und Solow (1974).

[274] Anreiz für F&E steigt durch die Existenz eines Herausforderers
[275] Anreiz für F&E sinkt, da etabliertes Unternehmen Monopolrente maximieren will
[276] Vgl. SAM (2002, 5)

Ausgangspunkt ist die Entscheidung der einzelnen Förder-Unternehmen zwischen zwei Investitionsalternativen: (1) Heutige Förderung der Reserven mit Anlage der Gewinne am Kapitalmarkt oder (2) spätere Förderung der Reserven bei höheren Marktpreisen. Das *„ökonomische Modell zur Nutzung erschöpfbarer Energieträger“* beruht auf den Annahmen der Gewinnmaximierung, atomistischen Marktstrukturen (vollkommene Konkurrenz) und konstanten Stückkosten c der Förderung der Lagerstätten.

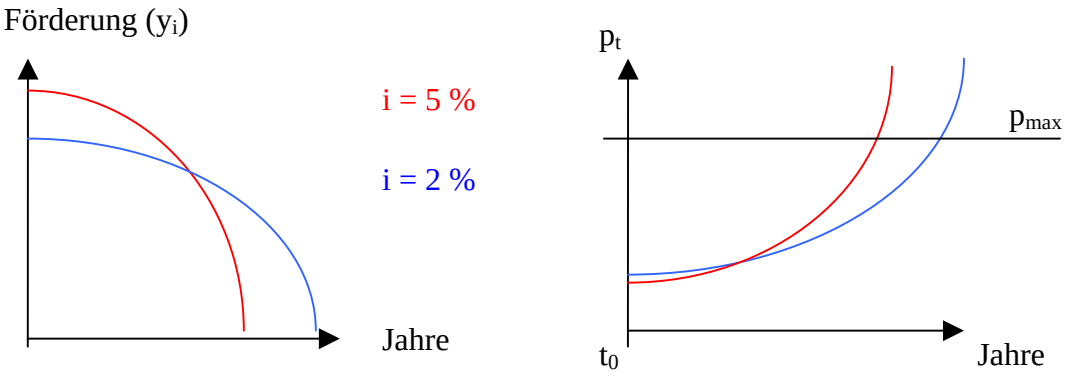
(ad 1) Beträgt der Marktpreis in t_0 $p_0 > c$, so erwirtschaftet das Unternehmen eine (Knappheits-) Rente[277] in Höhe von $\pi_0 = (p_0 - c)\, y_i$ (>0) bei y_i geförderten Einheiten.[278] Wird der Gewinn am Kapitalmarkt zum Marktzins i angelegt, ergibt sich in t Jahren ein Wert in Höhe von $\pi_t^{Kap} = \pi_0\, (1+i)^t$. (ad 2) Fördert das Unternehmen erst in t, da es steigende Marktpreise aufgrund zurückgehender Verfügbarkeit der Reserven erwartet, so erlangt es eine Rente in Höhe von $\pi_t = (p_t - c)\, y_i$ (>0 und $p_t > p_0$).

Wenn $\pi_t^{Kap} > \pi_t$ (Zinseffekt größer als erwartete Knappheitsrente in t), so vergrößert der Lagerstättenbesitzer seinen Barwert[279], wenn er heute fördert. Ist $\pi_t^{Kap} < \pi_t$, so lohnt es sich auf die Förderung vorerst zu verzichten. Im Grenzfall $\pi_t^{Kap} = \pi_t$ ist das Unternehmen indifferent gegenüber den Investitionsalternativen, da die Knappheitsrente mit dem Marktzins wächst. Verhalten sich alle Rohstoffunternehmen gewinnmaximierend, so folgt unter den getroffenen Annahmen und der Gleichgewichtsbedingung eine mit dem Marktzins i exponentiell ansteigende Knappheitsrente des Rohstoffes (*Hotelling-Regel*), da gilt $\pi_t^{Kap} = \pi_t \leftrightarrow (p_0 - c)\, y_i\, (1+i)^t = (p_t - c)\, y_i \rightarrow \mathbf{p_t = (p_0 - c)(1+i)^t + c}$ (mit $p_0 > c$). Zum einen steigt der Preis für fossile Brennstoffe aufgrund zunehmender Knappheit der endlichen Energieträger, zum anderen aufgrund der alternativen Investitionsmöglichkeiten der Rohstoffunternehmen: Bei hohem Marktzins wird das Unternehmen in t_0 mehr fördern und den Profit anlegen. Diese Angebotsausweitung hat zur Folge, dass p_0 gering ist, aber p_t aufgrund fehlender Reserven steiler steigen wird. Dies führt wiederum zu einem höheren Profit ($\pi_t = \pi_t\, (p_t)$), der aber aufgrund der Erschöpfbarkeit der Lagerstätte zeitlich begrenzt ist.

Bei geringem Marktzins wird das Unternehmen die Förderung in t_0 nicht ausweiten und daher über einen längeren Zeitraum fördern. p_0 wird deshalb höher sein als bei der Angebotsausweitung, p_t hingegen geringer, da die Reichweiten höher sein werden. Dennoch wird p_t stetig steigen aufgrund zunehmender Knappheit, aber nicht derart wie bei heutiger Förderung. Selbst bei sinkendem Marktzins wird der Preis für fossile Energieträger in der Zukunft stetig anwachsen.

---

[277] p > Average Costs (AC)
[278] Bei p_0=c und somit π_0=0 würde das Rohstoffunternehmen den endlichen Rohstoff nicht fördern
[279] Gegenwartswert



Zum Gleichgewichtspreis p_t wird der Rohstoff am Markt zum Zeitpunkt t angeboten. Bei preiselastischer Nachfrage können die Unternehmen den optimalen Preis in jeder Periode am Markt durchsetzen, indem sie ihr Angebot in jeder Periode festlegen (vgl. OPEC). Nach obiger Formel würde der Preis, zu dem die Unternehmen ihre Rohstoffe anbieten könnten, allerdings im Zeitablauf unendlich steigen können. In der Realität mag dies kaum zutreffend sein, da der Rohstoff vorher durch eine andere Lagerstätte, einen anderen Energieträger oder durch andere Technologien substituiert wird. Je höher p_t, desto höher sind auch die Anreize anderer Anbieter, in neue Möglichkeiten zu investieren und diese am Markt anzubieten. Derartige Substitutionsmöglichkeiten werden als „*Backstop*-Technologien“ bezeichnet. Durch deren Existenz ist implizit ein maximaler Preis p_{max} gegeben, bei dem die Nachfrage nach fossilen Energieträgern zusammenbricht. Dieser Preis entspricht dem Minimum der Durchschnittskosten (Stückkosten) der neuen Technologie. Unter der Annahme, dass die Backstop-Technologie (beispielsweise Wasserstoff-Brennstoffzelle) jederzeit in Betrieb genommen werden könnte und vollkommene Voraussicht durch simultane Preisanpassung unterstellt wird, wird das Rohstoffunternehmen die letzte Einheit der Lagerstätte zum Zeitpunkt ihrer Erschöpfung zu p_{max} verkaufen ($\pi_T = (p_{max} - c)\, y_{Rest}$). Die Höhe der Knappheitsrente in den Perioden vor dem Erschöpfungszeitpunkt $t<T$ ist dann $\pi_t = \pi_T\,(1+i)^{-(T-t)}$.

Bei der letzten Einheit des endlichen Energieträgers werden ebenfalls noch Knappheitsrenten, also Preise über den Grenz (MC)- oder Durchschnittskosten (AC) erzielt. Die erste Einheit der Backstop-Technologie hingegen wird zu Grenzkosten[280] verkauft, um eine Etablierung bzw. Innovation zu ermöglichen. Dies deutet auf Kostenvorteile der erschöpfbaren Energieträger gegenüber Backstop-Technologien hin. Der Zeitpunkt, zu dem die Backstop-Technologie eingeführt wird, hängt in diesem Modell vom Marktzins i ab: Je geringer der Zinssatz, desto länger der (optimale) Förderzeitraum, desto später wird p_{max} erreicht.[281]

[280] p=AC=MC
[281] Vgl. Erdmann (1995, 34-46)

Dieses Modell entspricht aufgrund der (Neoklassischen) Annahmen nicht der Realität, insbesondere reflektiert es nicht den Energiemarkt. Es gibt aber eine interessante Aussage im Kontext der Nachhaltigkeit. Aus der Sichtweise der Hotelling-Regel ist es für kommende Generationen vorteilhaft, erschöpfbare Energieträger heute zu konsumieren, da umso früher nachhaltige Innovationen Einsatz finden werden. Zukünftige Generationen hätten einen größeren Kapitalstock in Form von Know-how (Humankapital) über Backstop-Technologien. Humankapital und Innovationen scheinen der Schlüssel für eine nachhaltige Entwicklung zu sein. Altruismus der aktuellen Generation scheint nur angebracht, wenn keine Konzepte für zukünftige Techniken bestünden. In der Tat stehen der heutigen Generation neue Möglichkeiten zur Verfügung wie der Brennstoffzelle, Kernfusion oder Photovoltaik, die aber noch keine Marktreife aufgrund zu hoher Preise oder fehlenden technischen Wissens erreicht haben. Je höher der Preis p_{max} der Backstop-Technologie (beispielsweise PV), desto länger ist bei gleich bleibendem Marktzins die Restnutzungsdauer fossiler Energieträger. Geringe Preise der Backstop-Technologie ermöglichen frühzeitiger und leichter eine Substitution und außerdem unterbleibt eine Verlängerung der Restnutzungsdauer der fossilen Energieträger - was nachkommenden Generationen trotz Mangels an endlichen Energieträgern nur zugute kommt. Beim aktuellen niedrigen Weltzins werden nach der Hotelling-Regel die Unternehmen den Rohstoff allerdings im Boden lassen. Offen bleibt an dieser Stelle, ob eine Erhöhung der Leitzinsen tatsächlich nachhaltige Innovationen im Energiemarkt beschleunigen. An dieser Stelle sei nochmals die Diskussion über die derzeit zu niedrigen Energiepreise aufgenommen: Nach der Hotelling-Regel könnte der Energiepreis durch steigende Marktzinsen (neben Abgaben oder Zertifikaten) in naher Zukunft beschleunigt erhöht werden, was zur Verkürzung der Reichweiten und zum früheren Erreichen von p_{max} führen könnte. Auf der einen Seite würden somit auch die aktuellen Emissionen steigen, auf der anderen Seite die Potentiale der erneuerbaren Energieträger besser ausgenutzt werden.

4.3.5 Technologie-Diffusion im Energiemarkt

Wie oben angesprochen, gibt es neue innovative Technologien, die aber noch weit von ihrer Wirtschaftlichkeit entfernt sind. Des Weiteren sind Energiemärkte träge Märkte. Anpassungen und Umstellungen sind langfristiger Natur. Nun bleibt die Frage, wie sich Innovationen im Energiemarkt über die Zeit hinweg ausbreiten. Diffusionsmodelle versuchen dies zu erklären. Im Unterschied zu anderen Märkten sind Inventionen und Innovationen im Energiesektor komplexer: Neue Energie-Technologien sind oft abhängig von Versorgungsnetzen und Umweltverträglichkeitsprüfungen.

Nicht immer sind vorhandene Infrastrukturen technisch nutzbar. Auch andere Marktbarrieren wie Regulierung oder lock-in-Effekte der Verbraucher machen es dynamischen Unternehmern schwer. Ein in der Praxis häufig genutztes Modell zur Beschreibung der Diffusionsprozesse ist das „logistische bzw.- s-förmige Wachstumsmodell“.[282] Hier tritt zunächst eine nur geringe Diffusion ein. Später wächst das Diffusionstempo rasch aufgrund ökonomischen oder sozialen Drucks („band-waggon-Effekt“). Ein Sättigungseffekt stellt sich nur langsam ein. Der Marktanteil sh(t) der neuen Technologie wächst mit einer Wachstumsrate g (Marktpenetrationsrate) gegen eine Sättigungsgrenze sh_{max}. $\frac{\partial sh}{\partial t} = g[N - \frac{sh(t)}{sh_{max}}]\frac{sh(t)}{N}$. Durch log-Linearisierung der abgeleiteten Differenzialgleichung erhält man bei einem unterstellten maximal erreichbaren Marktanteil von 100 Prozent und einem Anbieter bzw. einer (heterogenen) Technologie (N=1): $\ln\frac{sh(t)}{1-sh(t)} = \ln\frac{sh(t_0)}{1-sh(t_0)} + gt$. Marchetti und Nakicenovic (1979) zeigen an einer verfeinerten Version des logistischen Wachstumsmodells, dass der Zeitraum für das Vordringen eines neuen Energieträgers oder dessen Umwandlungstechnologie nach weitgehend gleichartigen Mustern in langen Wellen (vgl. Abschnitt 4.3.3) erfolgt. Demnach sind die Marktperspektiven von beispielsweise erneuerbaren Energien erst auf längere Sicht günstig zu beurteilen. Ein Mindestmarktanteil von zwei bis drei Prozent muss zunächst erreicht werden, bevor eine Technologie-Diffusion ihren Lauf nimmt. Um den kritischen Marktanteil zu erreichen sind dynamische, vorausschauende Unternehmer gefragt, die die finanziellen Ressourcen haben und bereit sind, das Risiko zu tragen.

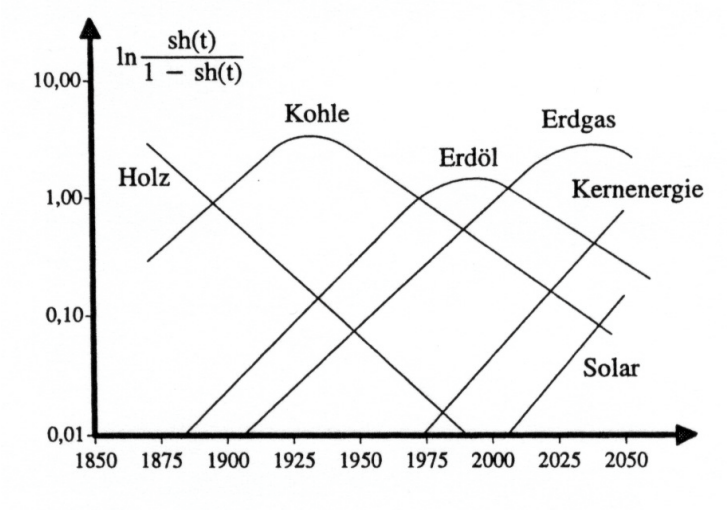


Abbildung 4.17 Strukturwandel des weltweiten Primärenergiesystems[283]

[282] Vgl. Erdmann (1995, 194–200)
[283] aus: Erdmann (1995, 195)

Neue innovative, nachhaltige Energiesysteme haben es schwer, sich im Energiemarkt zu etablieren. Maßgeblicher Grund hierfür ist die Kostenminimierung der Systeme (vgl. Kapitel 7: TIMES). Vorteilhaftere, aber teurere Energiesysteme wie erneuerbare Energien können sich erst dann durchsetzen, wenn sie wirtschaftlich mit den „alten“ Systemen konkurrieren können. Um den kritischen Marktanteil zu erreichen, könnten energiepolitische Maßnahmen getroffen werden. Durch beispielsweise Subventionen können neue Technologien gefördert werden. Allerdings besteht hierbei die Gefahr, dass unausgereifte Systeme aufgebaut werden, die sich zu späteren Zeiten als Fehlinvestition herausstellen können. Sinnvoll erscheint nur die Unterstützung bei der Invention (F&E), teilweise bei der Innovation, nicht bei der Diffusion. Wenn es wenig Sinn macht, neue Systeme zu verbilligen, so liegt es auf der Hand, energiepolitisch „alte“ Systeme zu verteuern oder Auflagen zu verschärfen (vgl. Abschnitt 4.2.5).

Neben dem Faktor Preis spielen weitere Aspekte eine Rolle, die über den Erfolg neuer Energiesysteme entscheiden. Häufig können neue Konzepte nur durch bestehende Energieunternehmen eingeführt werden, da diese vorhandene Infrastrukturen nutzen können und finanziellen Reserven haben. Diese müssen sich neue Kernkompetenzen aneignen, was ohne Adaptionskosten und Verzögerungen meist nicht vonstatten geht. Unmittelbar nach der Inbetriebnahme der neuen Technik sind die Kapazitäten zunächst gering ausgelastet, was vor allem bei kapitalintensiven Systemen erhebliche wirtschaftliche Verluste mit sich bringt. Betriebsinterne Quersubventionen lassen sich nicht beliebig und unendlich anwenden. Die Marktchancen sind ferner davon abhängig, ob sich das neue Konzept in bereits bestehende Infrastrukturen integrieren lässt. Am günstigsten liegen die Verhältnisse, wenn es sich zu den traditionellen Energieträgern beimischen lässt. Auch andere Aspekte, wie nötige Umrüstungen beim Verbraucher durch die Adoption der neuen Technik („switching costs“), Hindernisse aufgrund Regulierung (staatliche Preisaufsicht gegen bspw. Dumping Preise der neuen Technologie) oder technische (supranationale) Normen bzw. Produktspezifikationen, die erfüllt werden müssen, erschweren eine Innovation und Diffusion.[284] Ferner kann der technische Fortschritt auch den klassischen Energiesystemen zugute kommen (mit oder ohne Spillovers), was zu einem Innovationswettlauf führt und den Newcomern (insbesondere erneuerbare Energien) aufgrund weiterer Kostensenkung der endlichen Energieträger zum Nachteil wird. Im Energiemarkt kann nicht davon ausgegangen werden, dass etablierte Unternehmen (fossile Energieträger) mit Newcomern (nicht-fossilen Energieträgern) kooperieren (cross-fertilization). Stattdessen werden erstere selbst versuchen, neue Produkte auf den Markt zu bringen, die mit bestehenden Strukturen verteilt werden können (vgl. auch Neo-Schumpeter-Hypothese I).

[284] Vgl. Erdmann (1995, 197-198)

4.4 Substitutionsmechanismen im Energiemarkt

Den technischen Fortschritt kann man gleichwohl als eine Substitution von Energie durch Know-how ansehen. Wird hingegen Energie durch Kapital, oder Arbeit durch Energie substituiert, so handelt es sich nicht um einen Innovationsprozess per se, sondern vielmehr um einen anderen/ neuen optimalen Produktionspunkt hinsichtlich der Kombination der Einsatzverhältnisse der Produktionsfaktoren.

Investiert man in neue Techniken, die einen höheren energetischen Wirkungsgrad haben und somit weniger Einsatz von Primärenergie benötigen, so wird Energie durch Kapital (teilweise) ersetzt. Die eingesparten Kosten müssen aber den Mehrkosten der neuen Technologie gegenübergestellt werden (Bottom-up-Analyse). Bei dieser Wirtschaftlichkeitsrechung[285] muss allerdings gefragt werden, ob derartige Kalkulationen den Maßnahmen zur Schonung der Umwelt überhaupt gerecht werden. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (Top-down-Analyse) wird die Kritik laut, dass es nicht auf isolierte Energieeffizienzen ankommt, sondern auf den gesamtwirtschaftlich effizienten Einsatz von Energie. So resultiert beispielsweise beim Einsatz der Lasertechnologie für die Miniaturisierung der industriellen Fertigung eine wesentliche Verschlechterung der energetischen Wirkungsgrade. Auf der anderen Seite ergeben sich daraus Produktivitätssteigerungen und somit auch indirekt ein geringerer Energiekonsum. Als anderes Beispiel soll der Einsatz von Aluminium im Fahrzeugbau dienen, dessen Herstellung energieintensiv ist aber infolge des geringeren Gewichtes energetische Wirkungsgradverbesserungen resultieren. Zur Analyse der Substitutionsbeziehungen zwischen A, K und E können Substitutionselastizitäten $\delta_{K,E} = \frac{d\ln(E/K)}{d\ln(p_K/p_E)}$ herangezogen werden. Je höher diese sind, desto leichter lassen sich die Faktoren gegenseitig ersetzen. Ob eine Substitutionsbeziehung zwischen Energie und Kapital vorliegt, konnte bis heute nicht eindeutig empirisch belegt werden.[286] Klar dagegen scheint sie zwischen Kapital und Arbeit sowie zwischen Energie und Arbeit. Energie kann jedoch Arbeit nur beschränkt substituieren.

Auf die *Substitution zwischen Energieträgern* („Modal Split“) wurde bereits in Abbildung 4.1 hingewiesen. Bei der Bottom-up-Analyse wird der Energiemarkt vorab in einzelne Teilmärkte unterteilt.

---

[285] Hierbei soll nochmals auf die Problematik des zu wählenden Zinssatzes hingewiesen sein

[286] setzt man Elektrizität mit „Kapital“ gleich und fossile Energieträger allg. mit „Energie“, so besteht eine klare Substitutionsbeziehung zwischen beiden. In diesem Fall dient Elektrizität dem „Energiesparen“, da sie – wo möglich – immer effizienter eingesetzt werden kann.

So kann dann beispielsweise im Raumwärmemarkt Heizöl leicht durch Erdgas substituiert werden, da bivalente Brenner am Markt erhältlich sind (Economies of Scope).

Im Top-Down-Modell hingegen beschreiben Kreuzpreiselastizitäten $\varphi_{i,\,p_j} = \frac{\partial E_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{E_i}$ die Substitutionsmöglichkeiten. Ist der Ausdruck >0, so sind beide Technologien Substitute, anderenfalls (<0) Komplemente. Im Energiemarkt sind hier (wie bei den Substitutionselastizitäten) erhebliche Probleme bei der empirischen Bestimmung festzustellen. Eine Substitutionskonkurrenz ermöglicht es den Endkunden, zwischen Technologien zu wählen, was einen Branchenwettbewerb im Energiemarkt induziert. Dieser ist aber aufgrund natürlicher Monopole, langfristiger Lieferverträge, horizontaler Integrationen oder Marktzutrittsbarrieren nicht immer gegeben, so dass Substitutionsbeziehungen oft nur in der Theorie existieren.[287]

4.5 Energie, technischer Fortschritt und Wirtschaftswachstum

Der Energiesektor ist wesentlich für die Entwicklung der Volkswirtschaft verantwortlich. Energie ist eine grundlegende Ressource für Wohlstand, Sicherheit und Unabhängigkeit. Aufgrund des Rückgangs des Erdölpreises ab 1985 wurde der Zusammenhang zwischen Energieeinsatz und Wirtschaftswachstum wieder zum Nebenaspekt, da Energie im Vergleich zu Kapital und Arbeit so billig war und ist, dass ihr Einfluss auf das Sozialprodukt nur marginal sein könnte – so die Annahmen. Diese stützen sich auf die neoklassische Schule, die postuliert, dass der Beitrag eines Produktionsfaktors zur Wertschöpfung im Wesentlichen seinem Kostenanteil entspricht. Demnach würde der Produktionsfaktor Energie nur etwa 5 Prozent, Arbeit zu über 60 und Kapital zu etwa 30 Prozent zur Wertschöpfung beitragen.[288] Mit dieser Gewichtung kann man allerdings die empirische Wirtschaftsentwicklung nicht erklären. Ein „unerklärter Rest“ bleibt. Dieser wird technischer Fortschritt genannt und kann in einen „faktorgebundenen technischen Fortschritt“ und „ungebundenen technischen Fortschritt“ unterteilt werden. Ersterer erfasst den technischen Fortschritt, der auf die drei Produktionsfaktoren A, K und E zurückzuführen ist. Letzterer basiert auf einen unvorhersehbaren Beitrag menschlicher Kreativität in Form von Ideen, Erfindungen und Wertentscheidungen.

[287] Vgl. Erdmann (1995, 249- 277)
[288] Vgl. Kümmel (1998, 26- 27)

Wachstumsmodell

Im Nachfolgenden soll die Produktionsfunktion f = f (l,k,e;t) betrachtet werden mit $l=A/A_0$ (Arbeit), $k=K/K_0$ (Kapital), $e=E/E_0$ (Energie) und $y=Y/Y_0$ (Wertschöpfung). Im Rahmen der thermodynamischen und technisch-ökonomischen Grenzen sind sie unabhängige, exogen vorzugebende Variablen. Aus dem totalen Differenzial und nach Umformung erhält man die Wachstumsgleichung:

$$\frac{dy}{y}=\alpha\frac{dk}{k}+\beta\frac{dl}{l}+\gamma\frac{de}{e}+\frac{\partial \ln y}{\partial t}dt$$

faktorgebundener TF + ungebundener TF

Der ungebundene technische Fortschritt (Kreativitätsterm) wird aufgrund der Störungstheorie der Physik vernachlässigt, da das Wirken der Kreativität keinen deterministischen Grenzen unterworfen ist, die eine eindeutige mathematische Modellierung erlauben. Eine mathematische Konsequenz ist, dass die weitere Funktion ohne explizite Zeitabhängigkeit betrachtet wird (f = f (l,k,e)).

Nach Umformung in ein Differentialgleichungssystem und weiteren Umrechungen erhält man letztendlich eine LINEX-Produktionsfunktion, auf die in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen wird. Die technologisch-empirisch bestimmten Produktionselastizitäten α, β und γ, die die Gewichte angeben, mit denen die Wachstumsraten der einzelnen Produktionsfaktoren zum Wachstum der Wertschöpfung dy/y beitragen, betragen im Mittelwert α = 0,38, β = 0,12 und γ = 0,50. Die Produktionselastizität der Energie in diesem Wachstumsmodell ist somit so hoch wie α und β zusammen. Der mittlere prozentuale Zuwachs der Wertschöpfung bei 1-prozentigem Zuwachs des Energieeinsatzes beträgt folglich 50 Prozent, der tatsächliche Kostenanteil hingegen liegt bei fünf Prozent. Die große Produktionsmächtigkeit des Faktors Energie kann man als Evolutionsprinzip der Produktionsfaktoren formulieren: Im Verlauf der wirtschaftlichen Entwicklung erweitert Energie zuerst Arbeit und Kapital, bevor sie sie dann teilweise substituiert.

Durch die Einbeziehung der Energie in die Produktionsfunktion wird zugleich ein Teil des technischen Fortschritts erfasst. Energie liefert nach diesem Modell einen Beitrag zur Wertschöpfung von 50 Prozent – im Vergleich zu neoklassischen Modellen, die Energie nur 5 Prozent beimessen. Der Kreativitätsterm $\frac{\partial \ln y}{\partial t}dt$ manifestiert sich in einer Veränderung der Produktionselastizitäten. Energiepreissteigerungen „aktivieren“ den Term. Er spielt bei einem Zeitraum von über 100 Jahren eine wichtige Rolle.

Ersichtlich in diesem Wachstumsmodell ist das Missverständnis zwischen Leistungsfähigkeit und Preis: Der Faktor Arbeit ist am teuersten, liefert aber den geringsten Beitrag zur Wertschöpfung. Somit ist es nicht verwunderlich, dass trotz steigenden globalen Wirtschaftswachstums und zunehmender Automatisierung die Arbeitslosenquoten stetig steigen. Würde man des Weiteren – wie in der Finanzwissenschaft – nach der Leistungsfähigkeit „besteuern“, so müsste die Einkommenssteuer stark gesenkt, die Energiesteuer hingegen stark erhöht werden.[289]

Die Frage bleibt, wie sich Energiepreise und Energienachfrage in Zukunft verändern werden. Eine Verteuerung der Energie liegt nahe – wie geschildert. Im folgenden Abschnitt wird genauer auf die Energienachfrage eingegangen, um nach der vorstehenden Erläuterung der vergangenen Entwicklung auch die zukünftige zu prognostizieren.

[289] Vgl. Kümmel (1998, 32- 45)

5 Energieökonomik - Die Energienachfrage

Im 20. Jahrhundert stieg die Weltenergienachfrage nach fossilen Energieträgern weltweit um über 3000 Prozent. Gleichzeitig leben aber auch noch heute zwei Milliarden Menschen ohne eine Anbindung an das öffentliche Stromnetz, weitere zwei Milliarden verbrauchen pro Kopf nur ein Zehntel der Energie eines US-Bürgers.[290] Große Umbrüche im Energiemarkt sind zu erwarten. Daher werden in den folgenden Abschnitten die Determinanten der Energienachfrage genauer hinterleuchtet, um eine Trendaussage eruieren zu können.

5.1 Energienachfrage, wirtschaftliche Entwicklung und Energiepreise

Einer der maßgebenden Bestimmungsfaktoren für die Nachfrage nach (End-)Energie ist die wirtschaftliche Entwicklung. Hierfür nimmt man so genannte Energieintensitäten, die das Verhältnis von (aggregiertem jährlichen) Energiekonsum (=E [EJ]) zum Sozialprodukt (GDP; =Y [$]) darstellen und häufig zur Charakterisierung der gesamtwirtschaftlichen Energienachfrage verwendet werden. Energieintensitäten E/Y verändern sich natürlich im Laufe der Zeit. Zur Analyse können prozessanalytische Methoden (Bottom-up-Analysen) und makroökonomische Verfahren (Top-Down-Analysen) angewandt werden. Die Veränderungsrate der Energienachfrage θ ergibt sich als Summe von drei Faktoren:

$\theta = \frac{\Delta E}{E} \approx \frac{\Delta Pop}{Pop} + \frac{\Delta(Y/Pop)}{(Y/Pop)} + \frac{\Delta(E/Y)}{E/Y}$, wobei Pop die Weltbevölkerung darstellt. Ändert sich nun beispielsweise die Weltbevölkerung per anno um +3 Prozent und das Pro-Kopf-Einkommen um +2 Prozent, so würde die Nachfrage nach Energie bei konstanter Energieintensität um +5 Prozent wachsen – theoretisch!

In den Industrieländern sind die nationalen Energieintensitäten in den letzten Jahren gesunken und werden auch nach allen Prognosen in den nächsten Jahrzehnten weiter fallen. In den Entwicklungsländern[291] dagegen sind sie derzeit hoch[292]. Für den aktuellen und zukünftigen wachsenden Energiebedarf der Entwicklungsländer sind unter anderem die Substitution von nicht-kommerziellen durch kommerzielle Energieträger, die zunehmende Verstädterung, der Aufbau der Industrie oder der Mangel an effizienten Energietechnologien verantwortlich.

[290] Vgl. SAM (2002, 5)
[291] Ausführungen über Entwicklungsländern beziehen sich auf Primär-, nicht Endenergie
[292] etwa um den Faktor 3 höher als bei Industrienationen; Quelle: WEC Commission (1993)

Aufgrund zunehmenden Wirtschaftswachstums und ökologischen Bewusstseins werden diese – wenn auch nur gering – fallen, aber noch in absehbarer Zeit höher sein als in Industrienationen.[293] Ein großes Problem besteht im Vergleich nationaler Energieintensitäten, da die Bruttoinlandsprodukte nicht einheitlich bestimmt werden (vgl. Abschnitt 5.3.2). Nichtsdestotrotz lässt sich eine Konvergenz der Energieintensitäten bei den Industrienationen erkennen ($E/Y_{BRD} \approx E/Y_{USA} \approx E/Y_{Japan}$).

Zur Erklärung der Veränderung der Energieintensitäten wendet die *prozessanalytische Methode* analog Abschnitt 4.3.5 logistische Wachstumsmodelle an. Die Sättigungsgrenze der Energienachfrage ist hierbei abhängig vom Einkommen, der Preise der Endgeräte und der Substitute. Sinkende Energieintensitäten resultieren, wenn man gebundenen technischen Fortschritt in Form von Wirkungsgradverbesserungen bei Endgeräten berücksichtigt. Somit kann von einer sinkenden Energienachfrage in industrialisierten Nationen ausgegangen werden. Diese Modelle sind aber aufgrund der erforderlichen statistischen Ausgangsdaten und Erwartungswerte für Prognosen über zukünftige Entwicklungen der Energieintensitäten schlecht geeignet, da sich zudem jedes Ergebnis begründet modellieren lässt.

Die zweite Methode zur Bestimmung der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage und Energieintensitäten beruht auf dem *Top-Down-Verfahren*. Das Instrumentarium nutzt (kurz- und langfristige) Einkommens- und Preiselastizitäten. Bei wachsendem Einkommen steigt die Energienachfrage und -intensität, wenn die Einkommenselastizität $\eta_{E,Y} = \frac{dE}{dY}\frac{Y}{E}$ größer 1 ist. Dies gilt für Länder, deren Entwicklung des Energiesektors bislang hinter der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung zurückblieb. In den meisten Industrieländern konnte $0 < \eta_{E,Y} < 1$ beobachtet werden. Empirische Studien zeigten, dass in den OECD-Ländern $\eta_{E,Y} = 0{,}3$ beträgt.[294]

Analog werden steigende Energiepreise hinsichtlich ihres Effektes auf die gesamtwirtschaftliche Energienachfrage analysiert. Die aggergierte Energienachfrage ist nicht alleine eine Funktion der wirtschaftlichen Entwicklung, auch die relativen Preise determinieren sie. Der Energiepreis ist als Durchschnittspreis aller Energieträger zu sehen, gemessen als relativer Preis. Dieser ist real in den letzten Jahren gefallen. Bei Preiserhöhungen (bspw. durch Nachfrageverknappung) wird die Nachfrage kurzfristig nur schwach oder gar nicht zurückgehen, da sich die Verbraucher erst mit zeitlichen Verzögerungen den neuen Preisverhältnissen anpassen werden (geringer

[293] Vgl. Erdmann (1995, 218f.)

[294] gemessen 1980 bis 1991; Indiz für relative Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energiekonsum in hoch industrialisierten Nationen

Investitionsrhythmus der Abnehmer in neue, effizientere Technologien). Im Laufe der Zeit können mehr technische Optionen aktiviert werden, um teurere Energieträger oder teurere Technologien zu substituieren (vgl. Backstop-Technologien). Die kurzfristige Nachfragekurve im Energiesektor ist daher steiler (unelastischer) als die langfristige. Langfristig wird die Nachfrage zurückgehen, was bei einer flacheren, elastisch*eren* Nachfragekurve auch dazu führt, dass der Energiepreis leicht sinken wird. Die vorstehenden Überlegungen deuten bereits darauf hin, dass zwischen kurz- und langfristigen Preiselastizitäten im Energiesektor unterschieden werden muss. Empirische Studien ergaben, dass die langfristige Preiselastizität $\varepsilon_{E,p} = \frac{dE}{dp_E}\frac{p_E}{E}$ negativ, aber der Betrag nicht größer eins ist. Die kurzfristigen Elastizitäten sind marginal kleiner als Null, aber geringer als die langfristigen. Daraus resultiert eine preisunelastische Nachfrage im Energiesektor.[295]

5.2 Energienachfrage und Strukturwandel

Neben der wirtschaftlichen Entwicklung und den Energiepreisen hängt die Energienachfrage vom (intersektoralen) Strukturwandel im Energiesektor ab. Der Trend zu Dienstleistungs- und Informationsgesellschaften[296] weltweit reduziert die Energieintensität, da eine Verlagerung der Wertschöpfungsanteile vom Sekundär- zum Tertiärsektor mit weniger Einsatz von Energie verbunden ist. Die Energieintensität im Industriesektor ist etwa dreimal so hoch wie im Dienstleistungssektor.

Infolgedessen sind aber in den OECD-Ländern die *Elektrizitätsintensitäten* deutlich gestiegen. Bedingt war dieser Vorgang durch Substitutionsvorgänge zwischen fossilen Energieträgern und Elektrizität (Automatisierung und Rationalisierung) sowie durch die Diffusion neuer Technologien basierend auf Strom (Informations- und Kommunikationstechnologien). Elektrizität ist folglich *der* Energieträger der Dienstleistungs-, Informations- und Kommunikationsgesellschaft.[297]

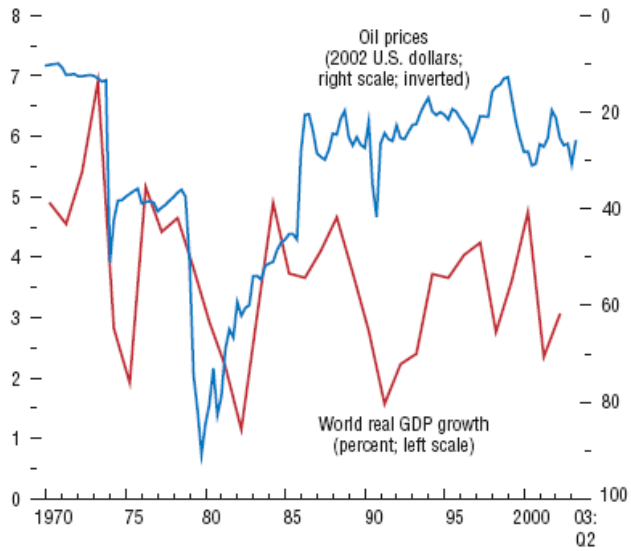
Trotz der Zunahme der Elektrizitätsnachfrage sind die Strompreise in der EU stetig gesunken. Wie bereits an anderer Stelle diskutiert, müssten diese beständig steigen, wenn Strom als Produktionsfaktor angesehen und gemäß seinem Beitrag zur Wertschöpfung entlohnt werden soll.

[295] Vgl. Erdmann (1995, 205-235), langfristig > 10 Jahre; kurzfristig < 3 Jahre
[296] Nach Solow (1957) trägt der Dienstleistungssektor maßgeblich zum Wirtschaftswachstum und Wohlstand bei.
[297] Vgl. Erdmann (1995, 237-247)

5.3 Determinanten der Energienachfrage

Wie vorher erwähnt, ist die Energienachfrage insbesondere abhängig vom Energiepreis, dem Wirtschaftswachstum und der Bevölkerungsentwicklung. Daher sollen diese in den folgenden Unterabschnitten genauer präsentiert werden.

5.3.1 Der Energiepreis



Energie geriet erstmals ins Blickfeld der Ökonomen, als aufgrund des Jom-Kippur-Krieges der Rohölpreis in den Jahren 1973-75 auf 50 US-Dollar pro Barrel, 1978- 81 auf 90 US-Dollar (in US-$$_{2002}$) wegen des irakisch-iranisches Krieges kletterte. Ab 1985 stürzte er auf 20 US-$ (dritter, negativer Ölpreisschock). Seit 2002 lag er zwischen 20 und 30 US-$ pro Barrel.

Abbildung 5.1: Entwicklung des Ölpreises im Vergleich zum (realen) Wirtschaftswachstum[298]

Nach dem negativen Ölpreisschock wurde insbesondere in den USA die Energieforschung im Bereich der erneuerbaren Energien und REV, die beim ersten Ölpreisschock initiiert wurde, zurückgefahren. Energiefragen blieben nur noch im Bereich Emissionen von ökonomischem Interesse. Nach allen Prognosen werden die Energieweltmarktpreise in den nächsten 20 Jahren nur wenig steigen. Der moderate Preistrend wird durch kurzfristige Schwankungen überlagert. Aufgrund zunehmender Liberalisierung in der EU ist vor allem bei Strom von beachtlichen Preisrückgängen auszugehen.

Allgemein kann festgehalten werden, dass die Energiepreise abhängig sind von der (real zunehmenden) Knappheit (der Ressourcen), der Umweltpolitik (Abgaben oder Lizenzen) und dem Grad der Liberalisierung (Wettbewerb im Elektrizitätssektor). Da die Reichweiten wie erläutert stets zunahmen, hat die Knappheit nur peripheren Einfluss auf die Preise in kurz- bis mittelfristiger Sicht.

[298] aus: IMF (2003, 56)

5.3.2 Globales Wirtschaftswachstum

Das globale Wirtschaftswachstum bzw. Sozialprodukt lässt sich mittels mehrerer Methoden ausdrücken. Das GDP[299] (gross domestic product) erfasst die innerhalb eines Staates erbrachte Gesamtleistung, also inklusive der Leistung der im Staat lebenden Ausländer auf Basis der datierten Wechselkurse. Das GDP PPP[300] (purchasing-power-parity) nimmt für die Berechnungen Wechselkurse, die den Kosten eines vorgegebenen Warenkorbes typischer, weltweit verfügbarer Güter entsprechen. Die Weltbank benutzt GDP; OECD und International Monetary Fund (IMF) verwenden das GDP PPP.

Das Weltbruttoinlandsprodukt (GDP World) betrug 2002 32.000 Milliarden US-Dollar[301] bzw. das GDP PPP 49.000 Milliarden US-Dollar[302].

Total GDP 2002

Ranking	Economy	(millions of US dollars)
1	United States	10,416,818
2	Japan	3,978,782
3	Germany	1,976,240
4	United Kingdom	1,552,437
5	France	1,409,604 a
6	China	1,237,145
7	Italy	1,180,921
8	Canada	715,692
9	Spain	649,792
10	Mexico	637,205
11	India	515,012
12	Korea, Rep.	476,690
13	Brazil	452,387
14	Netherlands	413,741
15	Australia	410,590
16	Russian Federation	346,520
17	Switzerland	268,041
18	Belgium	247,634
19	Sweden	229,772
20	Austria	202,954

Abbildung 5.2 GDP top 20 Ranking 2002[303]

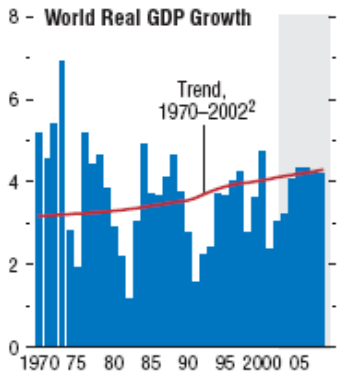


Abbildung 5.3 (Reales) GDP Wachstum[304]

Seit 1970 ist die Weltwirtschaft jährlich um etwa 3 Prozent gewachsen.[305] Insbesondere der asiatische Raum wies seit 1980 Raten über 5 Prozent auf. In den nächsten Jahren ist mit einem jährlichen Wachstum von 3 bis 4 Prozent zu rechnen.[306] Dabei expandieren die Entwicklungsländer mehr als doppelt so schnell wie die Industrieländer, trotzdem werden sie im Pro-Kopf-Einkommen weiter zurückfallen.[307]

---

[299] GDP = BIP
[300] GDP PPP = BIP mit Kaufkraftparität
[301] Vgl. World Bank Group (2002)
[302] Vgl. exxun (2004)
[303] aus: World Bank Group (2002)
[304] aus IMF (2003, 2)
[305] Vgl. World Bank Group (2002): bis 1980-90: 3,3 %, bis 2001: 2,7 Prozent; IMF (2003): siehe Grafik: reales GDP Wachstum steigende Tendenz
[306] Vgl. Barrel (2003), IMF (2003, 2)
[307] Vgl. Barrel (2003), IMF (2003, 2), Prognos (1999, i)

5.3.3 Bevölkerungswachstum

Heute leben 6,3 Milliarden Menschen auf der Welt – 87 Prozent in Entwicklungsländern – ein Sechstel in Slums. Die Hälfte ist unter 25 Jahre alt. 17 Prozent leben in den OECD-Staaten, auf die knapp 60 Prozent der Energienachfrage fallen. Allein die Bevölkerung in Asien stieg in den letzten 10 Jahren um mehr als 400 Millionen Menschen.[308] Nach den aktuellen Prognosen der UN wird sich die Weltbevölkerung bis 2075 auf etwa 9,2 Milliarden erhöhen und bis 2300 auf diesem Level verharren. Der Höhepunkt der Expansion soll 2075 erreicht werden.

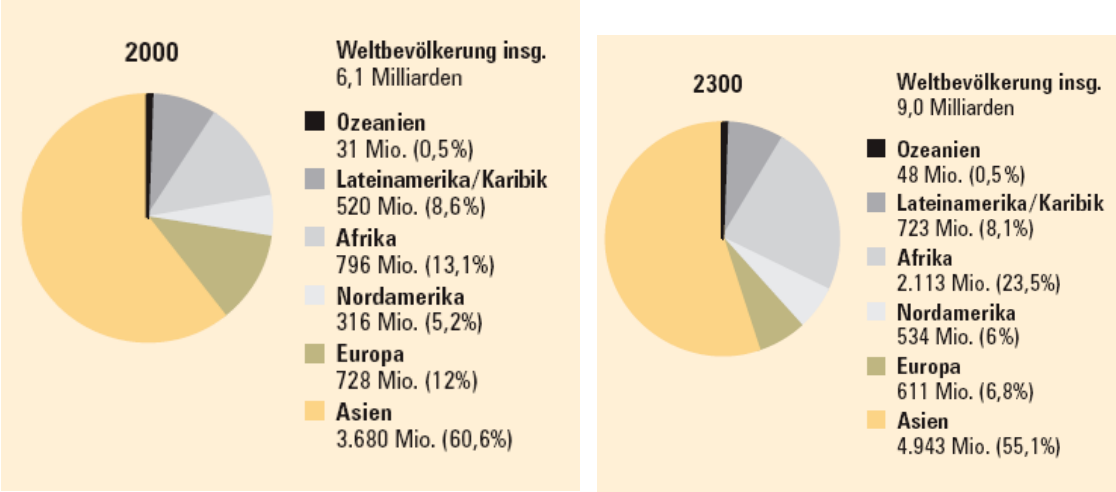


Abbildung 5.4 Weltbevölkerung 2000 und 2300[309]

Das Wachstum fände dabei zu 99 Prozent in den Entwicklungsländern statt: Die Bevölkerung in den ärmsten Ländern der Welt wird sich von heute 700 Millionen auf 2 Milliarden fast verdreifachen, was zu gravierenden Problemen führen wird. Dahingegen soll die Population Europas bis 2300 sinken von heute 12 Prozent auf knapp 7 Prozent; Afrika wird sich knapp verdreifachen und ¼ der Weltbevölkerung darstellen. Alternativen Szenarien zugrunde liegend könnte die Bevölkerungszahl bis 2300 sogar auf 36 Milliarden Menschen ansteigen.[310] Gerade die Zunahme in den Entwicklungsländern wird sehr problematisch gesehen. Heute beanspruchen sie zwar nur einen kleinen Teil des Weltenergiekonsums (vorwiegend durch die Verbrennung von Biomasse), dieser wird sich aber drastisch erhöhen. Da man den Entwicklungsländern wirtschaftliche Entwicklung und Wohlstand vor dem Umweltschutz zugesteht, werden die CO_2-Emissionen stark ansteigen.

[308] Vgl. SAM (2002, 9)
[309] aus: DSW (2003)
[310] Vgl. DSW (2003), SAM (2002, 8)

5.4 Schlussfolgerungen

Aus den vorstehenden Erläuterungen wird sichtbar, dass aufgrund der sektoralen Bevölkerungsentwicklungen die Energienachfrage insbesondere in Entwicklungsländern, deren Pro-Kopf-Energieverbrauch um den Faktor 10 geringer ist[311], stark zunehmen wird. Da allerdings auch deren BIPs wachsen, ist es fraglich, wie sich die Energieintensitäten verändern werden. In den Industrienationen wird teilweise von einem negativen Bevölkerungswachstum und somit auch von einer sinkenden Energienachfrage ausgegangen, was bei steigenden BIPs die Energieintensitäten fallen lässt. Angesichts der regionalen Unterschiede im zukünftigen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum kann eine globale Energieintensität schwer aufgestellt werden. Stellt man dennoch den Versuch an, so resultiert eine globale Energieintensität $E/Y_{glob.}$ von aktuell 12,5 EJ pro Billiarde (E+12) GDP in US-$. Wie sich dieser Wert in den nächsten Jahrzehnten ändern wird, ist schwer zu sagen. Da die Weltbevölkerung durchschnittlich mit 0,5, die Weltenergienachfrage mit 2 bis 3 und die Weltwirtschaft hingegen mit 3 bis 4 Prozent durchschnittlich per anno wachsen soll und zunehmende Effizienz bei den Technologien im Energiemarkt anzutreffen sein wird, kann global von einer leicht sinkenden Energieintensität ausgegangen werden. Nichtsdestotrotz wird die Nachfrage nach Energie trotz aller Sparanstrengungen und Wirkungsgradverbesserungen in den nächsten Jahrzehnten – wie auch in der Vergangenheit[312] – stetig steigen, da zunehmendes Einkommen bei zunehmender Bevölkerung kaum zu einer rückläufigen Energienachfrage führen kann. Allein Indien und China werden ihren Energieverbrauch in diesem Jahrhundert wohl versechsfachen, von vielen Ländern Afrikas ganz zu schweigen.[313] Studien gehen davon aus, dass sich die globale Energienachfrage bis zum Jahre 2060 verdoppelt bis verdreifacht.[314] Da Schwellen- und Entwicklungsländern aufgrund Kapitalknappheit dazu gezwungen sind, die billigste Lösung zu implementieren,[315] kann die Expansion der Energienachfrage erhebliche Umweltprobleme mit sich bringen. Andererseits könnten dort durch Kooperation mit der westlichen Welt regenerative Energien (Photovoltaik oder neueste Technologien basieren auf Kernenergie) erfolgreich eingesetzt werden. Ein Faktor, der sich hierfür unterstützend auswirken kann, ist das im Kyoto-Protokoll vereinbarte Instrument des „Clean-Development-Mechanism“ (CDM).

---

[311] Vgl. SAM (2002, 9)
[312] Vgl. SAM (2002, 9): In den OECD-Staaten ist zwischen 1990 und 1998 die Energienachfrage um 13 Prozent, in Asien um 44 Prozent gestiegen.
[313] Vgl. IPP (2001)
[314] Vgl. Steinkohleportal.de (2002), Erdmann 1995, 223), UBS (2001, 3)
[315] Vgl. IPP (2001)

CDM ermöglicht Investitionen in emissionsarme (dezentrale) Energietechnologien in Entwicklungsländern (mit fehlender Strominfrastruktur), finanziert durch die Industriestaaten. Die dadurch eingesparten Emissionen bei steigendem Energieangebot können sich die jeweiligen Länder selbst „gutschreiben“ lassen, da es sich bei CO_2-Emissionen um ein globales Problem handelt.[316] Somit bestehen für die westliche Welt Anreize, neue innovative und emissionsarme Technologien zu transferieren und deren Entwicklung, insbesondere der der erneuerbaren Energieträger, weiter voranschreiten zu lassen.

Aufgrund zunehmender Liberalisierung wird vor allem im Strommarkt von sinkenden Preisen und einer Zunahme des Strombedarfs[317] ausgegangen. Effizienzsteigerungen, REV und ein Produktionsmix könnten einen Teil kompensieren.

Der Rohölpreis wird aber aufgrund zunehmender Knappheit und des baldigen Monopols der OPEC langfristig ansteigen. Insbesondere nachhaltige Technologien werden daher in naher Zukunft der Schlüssel zum Erfolg sein. Mit Versorgungsengpässen ist in den nächsten 40 Jahren nicht zu rechnen. Problematisch im Sinne der Umweltökonomik sind allerdings die hohen Kohlereserven und –ressourcen, auf die die Industrienationen und insbesondere die asiatischen Länder bei zunehmender Nachfrage nach Energie und Elektrizität zurückgreifen können.

In den vorstehenden Kapiteln wurden die Energieträger sowie die Energieökonomik präsentiert. Wie gezeigt, besteht eine hohe Komplexität zwischen dem Zusammenspiel von Energienachfrage und –angebot. Angesichts der großen Anzahl von Einflussfaktoren, gegebener Unsicherheit und Trägheit des Marktes gestalten sich präzise Prognosen schwierig und erweisen sich meist als wenig wertvoll. Für die Energiepolitik können daher nur allgemeine Handlungsempfehlungen getroffen werden. Diese beinhalten eine ausreichende, breit gefächerte, umweltverträgliche, sichere und wirtschaftliche Energieversorgung; der Energieeinsatz selbst sollte sparsam und rationell erfolgen.[318]

In den nachfolgenden Kaptiteln sollen nun Energiemodelle betrachtet werden. Hauptaufgabe wird es dabei sein, die Ergebnisse der Kapitel zwei bis fünf mit den Implementierungen von Energiemodellen, insbesondere TIMES, zu vergleichen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der volkswirtschaftlichen Analyse. Aspekte der Evolutorik und Neo-Schumpeterianik stehen hierbei im Vordergrund.

---

[316] Vgl. SAM (2002, 9), UNEP UNFCCC (2004, 34)
[317] Vgl. CASS (2002, 7)
[318] Vgl. Erdmann (1995, 315)

6 Energiemodelle

Aufgrund der Tendenz zunehmender Forderung nach mehr Umweltschutz und steigender internationaler Konkurrenz in teils deregulierten Energiemärkten wollen viele Energiedienstleister bzw. staatliche Instanzen ihre Strategien optimieren resp. die Kompetenz steigern. Zielgerichtete Energiepolitik und optimiertes strategisches Handeln setzt voraus, dass die vorhandenen Informationen und Kenntnisse über Strukturen und Funktionsweisen von Energiesystemen sowie die Wechselwirkungen mit den Bereichen Umwelt und Wirtschaft systematisch und umfassend zusammengestellt und ausgewertet werden. Hierzu können Energiemodelle einen Beitrag leisten.

Modelle sind allgemein eine Abstraktion der Realwelt. Sie sind nützlich, wenn komplexe Systeme mit großen Datenmengen analysiert werden. Durch Modelle können Effekte und Verknüpfungen mathematische beschrieben werden. So kann ein Modell beispielsweise dazu beitragen, Korrelationen besser zu verstehen oder aber auch nur die bestehenden Daten besser interpretieren zu können. Um ein Modell zu generieren ist es notwenig, Annahmen und Vereinfachungen zu treffen, um die komplexe Realwelt logisch abbilden zu können.[319]

6.1 Energiemodellarten: Top-down vs. bottom-up

Energiemodelle haben vielen Aspekten, die innerhalb dieser Arbeit erläutert wurden, gerecht zu werden. Darunter zählen unter anderem die Wirtschaftlichkeitsrechungen, die Determinanten der Weltenergienachfrage oder aber auch Randbedingungen wie Umweltrestriktionen, Verfügbarkeit von Technologien, Reichweiten oder Wettbewerbsbedingungen. Folglich werden derartige Modelle enorm umfangreich und komplex. Für die praktische Energiepolitik und für wissenschaftliche Analysen sind sie infolgedessen nur beschränkt einsetzbar. Es ist daher unumgänglich, Energiemodelle zu vereinfachen und einen Fokus auf die jeweilige Fragestellung zu legen. So können Energiemodelle mehr oder weniger auf ökonomische, ökologische oder technologische Aspekte spezialisiert sein. Sie haben oft konkurrierende Ziele wie die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten auf der einen, oder die Reduktion der Treibhausgase auf der anderen Seite. Daher ist es sinnvoll, verschiedene Arten von Energiemodellen zu generieren, um den jeweiligen wissenschaftlichen Ansprüchen gerecht zu werden.

[319] Vgl. Mäkelä (2000, 17)

Bei der analytischen Methode von Energiemodellen unterscheidet man zwischen top-down Modellen (bzw. „energy-economic models“) und bottom-up Modellen (bzw. „energy system models“). Bottom-up Modelle sind darauf spezialisiert, hauptsächlich den Energiesektor detailliert hinsichtlich der verschiedenen Formen von Energie und Energieeinsatz sowie Technologien darzustellen. Dabei wird die Umwandlungskette beginnend vom Primärenergieträger bis zur Endenergie genau beschrieben. Jede Technologie wird durch Parameter wie fixe und variable Kosten, CO_2-Emissionen, Lebensdauer, Verfügbarkeit oder Effizienz dargestellt. Technologien sind klassischer Weise „Prozesse“, die Energie von einer in eine andere Form transformieren oder Güter erstellen. Bottom-up Modelle werden meist eingesetzt, um eine Energieversorgung zu minimalen Kosten zu eruieren (vgl. TIMES). Veränderungen in der Energienachfrage und im Energieangebot können ebenso wie neue Technologien leicht implementiert werden. Bei „energy system“ Modellen wird ein (partielles) Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Energiesektor erzeugt. Dabei kann durch den Energiepreis ein Gleichgewicht erreicht werden. Steigt dieser, so fällt die Nachfrage („partial equilibrium model“). Eine andere Möglichkeit ist die Annahme einer fixen Nachfrage durch den Anwender („fixed demand model“). Sparmaßnahmen der Nachfrager und Wirkungsgradverbesserungen können auch hier eingebaut werden, führen aber nicht zu einer verringerten Energienachfrage, sondern drosseln das Energieangebot, da die Versorgung mit geringerem Energieeinsatz garantiert werden kann. Bottom-up Modelle sind disaggregierte Modelle mit meist geringem Endogenisierungsgrad.

Typische Energie-ökonomische top-down Modelle ergänzen den Energiesektor um sonstige ökonomische Einflüsse und mit anderen Wirtschaftssektoren, die den Energiesektor beeinflussen oder von ihm beeinflusst werden, so dass der Energiesektor nicht so präzise modelliert wird. Diese Modelle unterstellen ein Marktgleichgewicht auf Märkten und meist perfekte Voraussicht und Information sowie perfekt rational handelnde Akteure (Neoklassische Schule), um das Modell – insbesondere den ökonomischen Teil – abbildbar machen zu können. Als Instrumente werden unter anderem Elastizitäten eingesetzt (vgl. Kapitel 5). Top-down Modelle sind aggregierte Modelle mit hohem Grad an Endogenität, um Zukunftsaussagen machen zu können.

Die Ergebnisse beider Ansätze sind tendenziell unterschiedlich.[320]

[320] Vgl. Mäkelä (2000, 17-19), Eherer (2003, 15-16)

6.2 Weitere Unterscheidungen

Energiemodelle können sich hinsichtlich ihrer Absicht der zu untersuchenden Fragestellung unterscheiden in ihren analytischen Methode (wie oben beschrieben), der Modellstruktur, der geographischen Bandbreite, des Zeithorizonts und der benötigten Daten. So können Energiemodelle den Zweck haben, Szenarien über zukünftige Entwicklungen nur darzustellen/ zu analysieren oder aber auch mögliche Aussagen über zukünftige Energiesysteme selbst zu generieren. Der Fokus kann dabei allgemein oder spezifisch (z.B. nur Angebots- oder Nachfrageseite) sein. Der Endogenisierungsgrad ist ein wesentliches Kriterium der Struktur von Modellen – insbesondere bei Modellen, die zukünftige Energiesysteme voraussagen müssen. Die meisten Energiemodelle setzen als exogene Benutzereingabe die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage, der Bevölkerung und des GDP voraus. Ebenso werden zukünftige Technologien wie auch Elastizitäten und Steuern als heute schon bekannt angenommen. Ferner können sich Energiemodelle dahingehend unterscheiden, ob das Energiesystem auf lokaler, nationaler, supranationaler oder internationaler Ebene abgebildet wird. Ebenso kann der Zeithorizont von Modellen kurz- bis langfristig sein.[321] Energiemodelle können Optimierungs- oder Simulationsmodelle sein. *Optimierungsmodelle* haben vor allem bei bottom-up Modellen eine Zielfunktion, die unter Nebenbedingungen (wie CO_2-Restriktionen) minimiert (beispielsweise die totalen Energiekosten) oder maximiert wird. Die mathematische Struktur besteht meist aus linearen Gleichungen, so dass ein globales Optimum erreicht werden kann. *Simulationsmodelle* hingegen haben keine Freiheitsgrade, so dass der Anwender das Ergebnis mehr oder weniger vorbestimmen kann. Das Ergebnis des Modells kann weit vom eigentlichen Optimum entfernt sein, da die Benutzereingaben wie beschrieben das Ergebnis beeinflussen – ja gar determinieren. Fernen können Modelle statisch oder (quasi-) dynamisch sein. *Statische* (Energie-) Modelle betrachten nur einen Zeitpunkt und lassen zeitliche Entwicklungen außen vor. Deren Einsatz ist dann sinnvoll, wenn innerhalb eines Modell (-ergebnisses) ein bestimmter Zusammenhang genauer analysiert werden soll; etwa das notwendige Energieangebot bei Spitzennachfrage. *Quasi-dynamische* Modelle hingegen analysieren das Verhalten eines Systems über einen längeren Zeitraum hinweg. Dabei wird das Ergebnis der ersten (t) Periode als Basis für die zweite (t+1) genommen. Die Optimierung erfolgt simultan über alle Perioden, wofür nur aktuelle Kenntnisse und Informationen eingespeist werden. In *dynamischen* Modellen optimiert die Zielfunktion sofort über alle Perioden simultan. Perfekte Voraussicht wird unterstellt.[322]

[321] Vgl. Eherer (2003, 11-15)
[322] Vgl. Mäkelä (2000, 17-19)

6.3 Umfassende Energiemodelle und Fazit

Umfassende Energiemodelle bestehen typischerweise aus zwei Grundbausteinen: einem „Energie-Technologie-Modellteil“ und einem „Energie-Nachfrage-Modellteil“. Häufig wird nur einer der beiden Modellteile detailliert ausformuliert; der andere hingegen mit exogenen Variablen vorgegeben – ja nach Zielsetzung. Die Aufgabe beim Aufbau des *Energie-Nachfrage-Modellteils* besteht darin, die (grob) absehbare Nachfrageentwicklung nach Primär- oder Endenergie im Zusammenhang mit der Wirtschaftsentwicklung (GDP, Preisniveau, Arbeitslosigkeit, Pro-Kopf-Einkommen, Preise, Substitute, etc.) darzustellen.[323] Wesentliche Indikatoren dafür sind die in den vorherigen Abschnitten dargestellten Elastizitäten. Komplexere Energie(wirtschafts)modelle nehmen die Variablen der Wirtschaftsentwicklung nicht als exogen an, sondern versuchen die Entwicklung von anderen Faktoren (wie makroökonomische (Preis-) Schocks, Kernenergiepolitik, Entwicklung GDP oder Bevölkerung) abhängig zu machen (Endogenisierung). Dahinter steckt die Absicht, wirtschaftliche Auswirkungen von/ auf den Energiesektor zu analysieren. Gerade der ökonomische Modellteil weist ein hohes Maß an Unsicherheit auf.

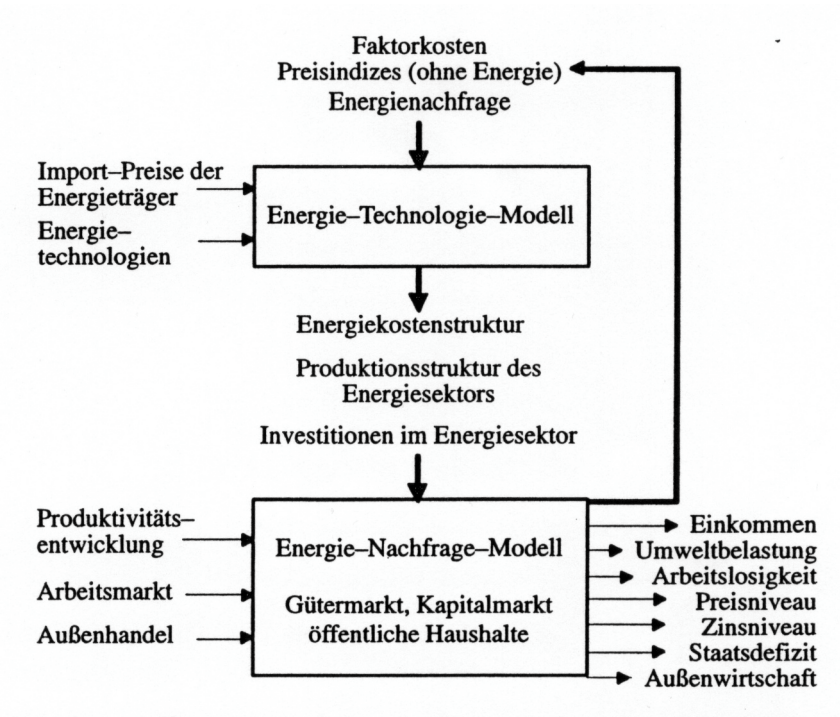


Abbildung 6.1 Energiemodelle[324]

[323] makroökonomische Methoden (top-down)
[324] aus: Erdmann (1995, 316)

Die Implementierung des *Energie-Technologie-Modellteils* beruht meist auf prozessanalytischen Methoden[325]. Hauptaufgabe dieses Teilmodells ist es, energietechnisch und wirtschaftlich konsistente Technologieszenarien für den Energiesektor zu berechnen, die gleichzeitig bestimmte Restriktionen wie CO_2-Begrenzungen oder andere Beschränkungen beachten.

Zu den Vorteilen, die Energiemodelle besitzen, gehören die Entwicklung einer einheitlichen Begriffsbasis, die formal konsistente und systematische Weise, komplexe Informationen zu ordnen, so dass auch Wichtiges von Unwichtigem getrennt wird. Energiemodelle fördern die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der getroffenen Annahmen und ermöglichen es, Hypothesen zu testen. Voraussetzung für ein nützliches Energiemodell ist, dass die Theorie, die dem Modell zugrunde liegt, korrekt ist. Wurden Beobachtungen der Vergangenheit falsch interpretiert und somit nicht-konsistent implementiert, so kann vom Modell keine korrekte Aussage erwartetet werden. „Je komplexer der beobachtete Sachverhalt ist, desto komplexer muss die solche Beobachtungen erklärende Theorie sein“.[326] Bei Energiemodellen hat sich herausgestellt, dass die Ergebnisse solcher Modelle stark durch die Annahmen und verwendeten statistischen Daten geprägt sind. Wird ein Parameter geändert, so ändert sich das Modellergebnis, ohne dass es im Einzelnen nachvollziehbar ist, auf welchen Ursachen diese Änderungen tatsächlich basieren. Viele Aspekte in der Energiewirtschaft sind durch einen hohen Grad an Ungewissheit determiniert. Ein Beispiel par excellence ist das Implementieren des technischen Fortschrittes bzw. von Innovationsvorgängen und deren Markteinflüsse.[327]

In dem nächsten Kapitel wird TIMES genauer erläutert. Im Vordergrund steht hierbei nicht die Beschreibung, wie das Tool zu bedienen ist. Vielmehr sollen die Möglichkeiten, die TIMES bietet, präsentiert sowie die ökonomischen Implementierungen herausgearbeitet werden. Die Darstellungen der Features wurden mit Mäkelä (2000), Eherer (2003), IER (2001), Loulou (1998), ETSAP (2000) und Remme (2001, 2004) abgeglichen.

[325] mikroökonomische Methoden (bottom-up)
[326] Erdmann (1995, 318)
[327] Vgl. Erdmann (1995, 311- 319)

7 TIMES

TIMES (The Integrated MARKAL EFOM System) wurde von einer internationalen Arbeitsgruppe des Energy Technology Systems Analysis Programmes (ETSAP) der International Energy Agency (IEA) entwickelt. Ziel dieser Entwicklung war es, die Stärken der bestehenden und etablierten Energiesystemmodelle MARKAL (MARKet ALlocation), E^3Net, EFOM (Energy Flow Optimisation Model) und MESSAGE zu vereinen und gleichzeitig die Schwächen dieser Modelle wie mangelnde Flexibilität bzgl. der Einbindung neuer Modellansätze und beschränkte temporäre und regionale Auflösungen zu beseitigen. TIMES wurde in der gleichungsorientieren Modellierungsumgebung GAMS (General Algebraic Modelling System) implementiert. TIMES ist kein Energiemodell per se, sondern vielmehr ein Modellgenerator.

7.1 Einleitung und Einordnung des Modells

TIMES ist ein prozessanalytischer, dynamischer bottom-up Energiemodellgenerator mit makroökonomischen Features und Anbindungsmöglichkeiten. Er kreiert Energiemodelle mittels Kostenminimierung unter bestimmten Nebenbedingungen. TIMES ist der neuste und aktuelle Energiegenerator - der Nachfolger von MARKAL. TIMES ist ein lineares Optimierungstool, das lineare Gleichungssysteme nutzt. Ziel ist es, Szenarien der zukünftigen Energiesysteme zu generieren, jene darzustellen, zu analysieren und zu optimieren. So können beispielsweise Szenarien mit oder ohne Treibhausgasbeschränkungen erstellt werden. Nicht nur der Energiesektor kann detailliert beschrieben werden, auch Nicht-Energiesektoren, die vom Energiesektor beeinflusst werden oder diesen beeinflussen. Sie können je nach Wunsch des Anwenders beliebig detailliert abgebildet werden. Dabei basiert TIMES auf partiellen Gleichgewichtsmodellen. TIMES wurde für Langzeitanalysen konzipiert, um energiewirtschaftliche, ökonomische und ökologische (E3)[328] Fragestellungen mittels der Anbindung an (makro-) ökonomische Modelle zu erklären. Durch die Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren wie Schätzungen über die Erweiterung der zukünftigen Kapazität in der Elektrizitätswirtschaft, Abschätzungen von Kosten/ Effekten durch Treibhausgasreduktionen[329] oder aber auch Auswirkungen und Kosten durch den Ausstieg aus der Kernenergie.

[328] economy - environment - energy
[329] beispielsweise durch den Umstieg von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern

Das Energiesystem wird durch ein Referenzenergiesystem (RES) abgebildet, das ein Netzwerk aus beliebig vielen Prozessen (processes) und Gütern (commodities) darstellt, die durch Güterflüsse verbunden sind. Im RES sind alle Optionen der Energieversorgung enthalten. TIMES erlaubt eine detaillierte Beschreibung der Technologien (bottom-up) – auch solcher, die heute noch nicht existieren oder zu teuer sind, um einen Beitrag zur Energieversorgung leisten zu können. Die Merkmale der Technologien können einfach geändert und den neuen Erkenntnissen angepasst werden. Eine detaillierte Modellierung mittels güter- und prozessspezifischer Wirkungsgrade sowie durch eine Differenzierung durch das Baujahr innerhalb einer Technologie ist möglich. Auch können Investitionskosten oder Stilllegungskosten genau dargestellt werden. Der Zeithorizont kann beliebig kurz- bis langfristig gewählt werden. Dabei bietet TIMES eine beliebige Anzahl von Perioden mit variablen Periodenlängen. Die unterjährige zeitliche Auflösung bis zu drei Zeitsegmentsebenen (saisonal, wöchentlich, täglich) kann ebenfalls beliebig sein. Hierbei kann u.a. die Möglichkeit von Speicherungsprozessen und Lastkurven implementiert werden. Durch den multiregionalen Charakter können Austauschprozesse von physischen und abstrakten Gütern wie Strom- oder Zertifikatehandel dargestellt werden (Import/ Export). Die geographische Breite kann lokal bis international sein. Die Option einer preiselastischen Energienachfrage kann durch den Anwender in Anspruch genommen werden.

TIMES benötigt numerische Daten, die der User einzugeben hat: Technologische Daten wie Anlagenbestand, Effizienz, Verfügbarkeit, Lebensdauer, Kosten, Kapazitäten und ökonomische Daten wie Energienachfrage, politische Rahmenbedingungen (Steuern, Subventionen), Importpreise etc. In der Regel werden anfangs nur der anfängliche Anlagenbestand, die Entwicklung der zukünftigen Preise und Energienachfrage sowie die Parameter für Güter und Prozesse definiert. Ziel der von TIMES erstellten Modelle/ Szenarien ist es, den kostenminimalen Mix aus den jeweiligen Energiesystemen bei gegebener (elastischer) Energienachfrage zu finden. Dabei wird perfekte Voraussicht unterstellt. Durch die Kostenminimierung gelangen nur die billigsten Energieoptionen der jeweiligen Energiebereiche in die Optimallösung. TIMES betrachtet dabei nur die Kosten, nicht die Erlöse durch Energiedienstleistungen. Mathematisch wird dieses Problem mit Hilfe der linearen Programmierung gelöst. Die Zielfunktion minimiert unter Beachtungen aller (linearen) Nebenbedingungen (wie Begrenzungen der CO_2-Emissionen) die jährlichen (abdiskontierten) Kosten des Energiesystems über den gesamten Modellzeitraum hinweg. Als Ergebnis (Output) erhält man die Auskunft darüber, wie und zu welchen Kosten der künftige Technologiebestand (Art und Umfang, differenziert nach Energieträgern) ausgestaltet werden muss, um die Energienachfrage kostenminimal unter Beachtung der angenommenen Restriktionen decken zu können.

7.2 Vorgehensweise und Abbildung des Energiesystems

Zu Beginn muss der Anwender Informationen über die Struktur des Energiesystems und numerische Daten eingeben. Dies erfolgt mittels Sets und Parameter. Durch die Strukturinformationen werden letztendlich die Gleichungen des RES beschrieben. Visualisierungsprogramme können dies grafisch darstellen.

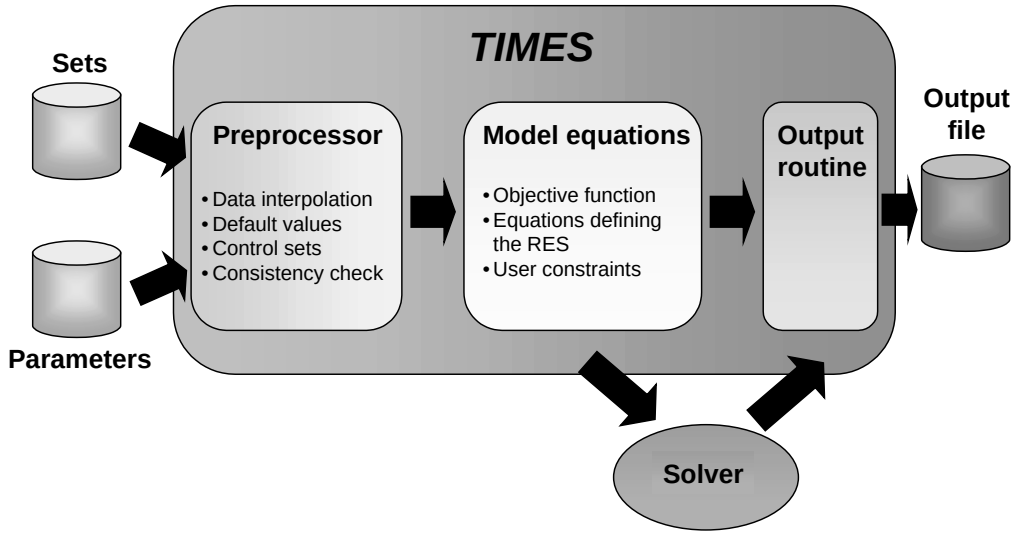


Abbildung 7.1 Arbeitsweise TIMES[330]

Nach den Benutzereingaben im Text-Datei-Format prüft TIMES diese Daten auf Konsistenz. Die Inputdaten bestehen aus Sets und Parametern. Erstere beschreiben die Struktur des Problems für das RES, letztere liefern die numerischen Daten. Anschließend generiert TIMES die Modellgleichungen und Entscheidungsvariablen und stellt das RES auf. Im Prinzip repräsentieren diese Gleichungen das zu modellierende Energiesystem. Nun stellt TIMES die Zielfunktion und die Nebenbedingungen auf im Hintergrund einer optimalen, kostenminimalen Energieversorgung. Zielfunktion und Nebenbedingungen passieren anschließend einen externen Solver, wie CPLEX, der auf der Simplex-Methode basiert und die Zielfunktion minimiert. Die resultierenden Werte der Variablen für jede Periode werden danach zurück an GAMS geschickt. Abschließend erzeugt TIMES die Output-Datei, die ebenfalls wie der Input im Textformat ist, und das kreierte Modell numerisch repräsentiert. Tools wie MESAP (Modular Energy System Analysis and Planning) können eingesetzt werden, um die Output-Datei zu visualisieren, da weder GAMS noch TIMES ein graphisches Interface besitzen.

[330] aus: Mäkelä (2000, 28)

7.3 Beschreibung des Energiesystems: Das RES und seine Komponenten

In diesem Abschnitt soll geklärt werden, wie in TIMES ein Energiesystem beschrieben wird. Die strukturelle Beschreibung basiert auf einem Referenzenergiemodell. Das RES beschreibt die Modellstruktur resp. das gesamte Energiesystem einer Region als ein Netzwerk aus Prozessen (*processes* = PRCs) und Gütern (*commodities* = COMs). Das RES umfasst dabei das ganze Abbild der Energieflüsse quantitativ – von Primärenergieträgern über Umwandlung, Transport und Speicherung bis hin zur Nachfrage nach Endenergie. Alle Sektoren wie Industrie, Haushalte, Verkehr, Elektrizität sind dabei berücksichtigt. Commodities „fließen“ durch das Netzwerk (von links nach rechts) und werden dabei durch Prozesse erzeugt, transformiert oder verbraucht, was meist Kosten verursacht. Dabei können commodities Energieträger, Energiedienstleistungen, Materialien, Finanzwerte oder Emissionen sein. Ein weiteres Merkmal des RES ist die Möglichkeit, neue, heute aber viel zu teure (z.B. PV) oder (noch) nicht existierende Technologien (= Prozesse) wie die Kernfusion als zukünftige Option in das Technologie-Portfolio aufzunehmen. Optionen zur Wirkungsgradverbesserung und Möglichkeiten zur Energieeinsparung (durch effizientere Technologien) können ebenfalls definiert werden.

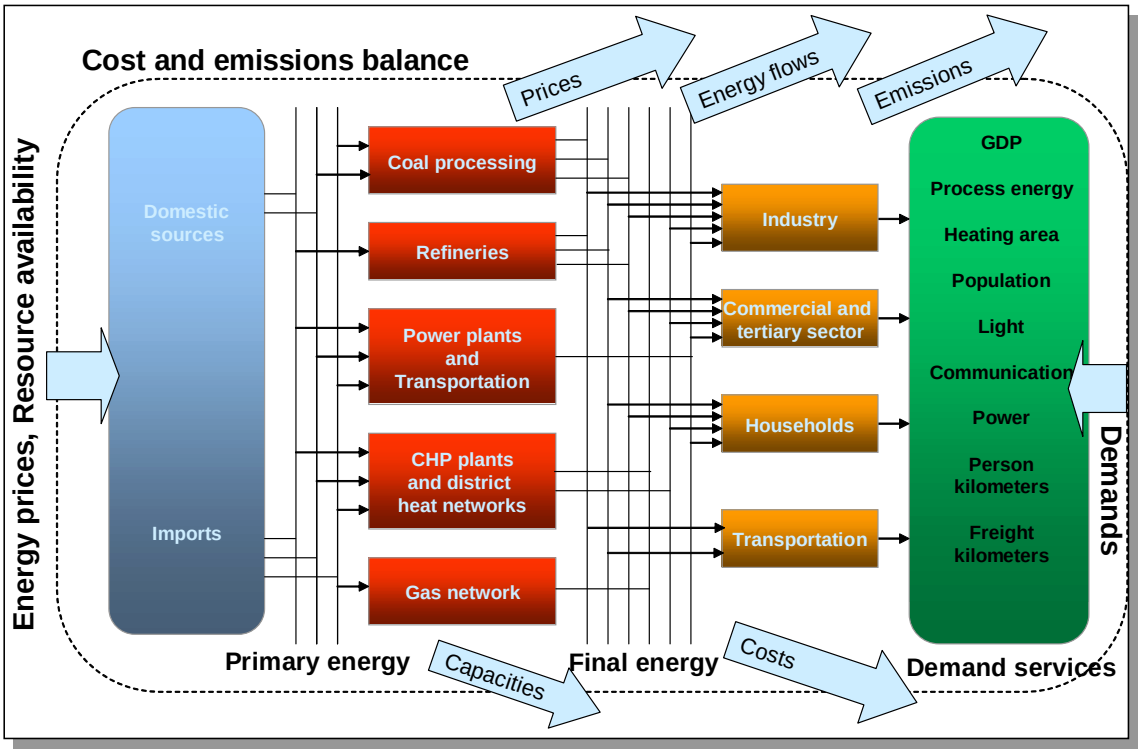


Abbildung 7.2 Referenzenergiesystem[331]

[331] aus: Remme (2004)

7.3.1 Processes und Commodities

COMs werden dabei durch Aktivitäten (ACT) beschrieben, PRCs durch Aktivitäten und Kapazitäten (CAP). Dabei produziert ein PRC nicht ein COM, das er gleichzeitig konsumiert (außer bei der „Speicherung“). COMs müssen einer vordefinierten Gruppe zugeordnet werden: der primary commodity group (PCG). Diese besteht aus Energie, Materialien, Finanzen, Nachfrage und Umwelt (PCG = NRG, MAT, FIN, DEM, ENV). Letztendlich werden COMs „verbraucht“ oder exportiert. Prozesse wandeln commodities von einem in einen anderen Zustand um. Dabei können Prozesse Kraftwerke darstellen, die beispielsweise aus Kohle (Input COM) Elektrizität erzeugen (Output COM)[332]. Prozesse können mehrere COMs als Input oder Output haben. COMs und PRCs werden durch Sets und Parameter definiert.

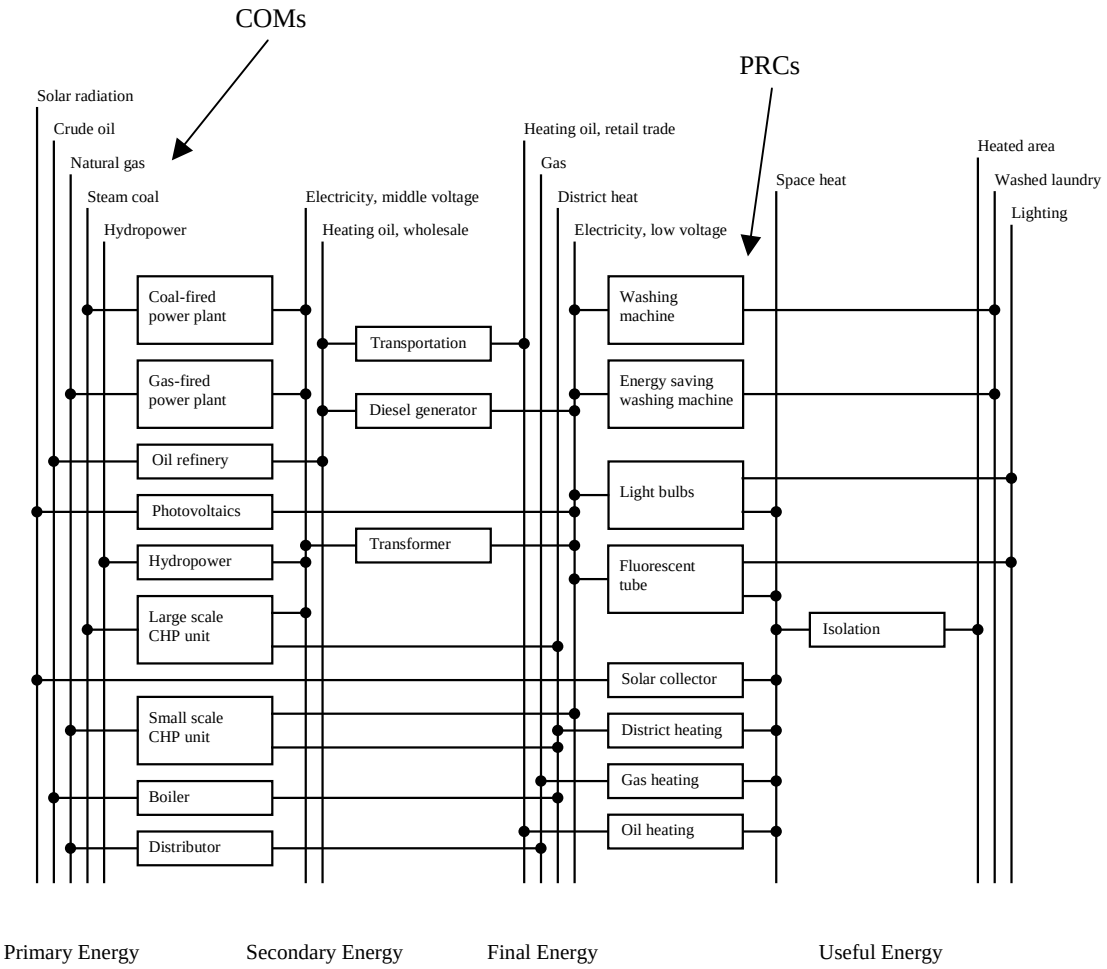


Abbildung 7.3 RES für die Energienachfrage privater Haushalte[333]

[332] Die Output-COMs eines Prozesses werden meist in der Shadow Primary Group (SPG) definiert
[333] aus: Mäkelä (2000, 20); Wörter in Kasten bezeichnen Prozesse

7.3.2 Input: Sets und Parameter

Innerhalb von TIMES müssen COMs und PRCs genauer beschrieben werden. Einige Beispiele hierfür wären Verfügbarkeit, Effizienz (Wirkungsgrad), Kosten, Limitierungen oder Emissionen. Der Zeithorizont und die regionale Auflösung müssen ebenfalls beachtet werden. Die nachfolgenden Ausführungen geben einen groben Überblick über die Implementierung der Informationen in TIMES, d.h. über die notwendigen Inputs, die TIMES dem Anwender abverlangt.

Wie in Abschnitt 7.2 erwähnt, benötigt TIMES Informationen über die Struktur des Systems und numerische Inputdaten. Diese determinieren die von TIMES zu erstellenden Gleichungen. Hierfür benutzt man die Schreibweise von GAMS, um *Sets* und *Parameter* zu definieren. Sets sind Mengen in Form von Zusammenfassungen, Zuweisungen oder Definitionen jeglicher Art. Hierbei geht es primär darum, das „Gerüst“ des Energiesystems zu definieren. COMs werden im SET COM, Prozesse im SET PRC beschrieben. Ihr Zusammenhang wird durch die Topologie SET TOP (REGion, PRC, COM, Input/ Output) definiert. Die Ausdrücke in Klammern beschreiben, wie die Sets definiert werden müssen.

Beispiel I: Commodities

```
SET COM_GRP
/
COL     „Kohle“
GAS     „Gas“
SOL     „Solare Energie“
HYD     „Wasserkraft“
ELC     „Elektrizität“
GDP     „BIP“
CO2     „Kohlendioxid“
/;
```

Beispiel III: Zeithorizont

```
SET DATAYEAR
/
1990
2000
2010
2020
2030
/;
```

Beispiel II: Processes

```
SET PRC
/
COLPL       „Kohlekraftwerk“
NUCPL       „Kernkraftwerk“
HYDPL       „Wasserkraftwerk“
IMPORT      „Import“
ENV         „Umwelt“
DEMAND      „Energienachfrage“
/;
```

Beispiel IV: Topologie

```
SET TOP (REG,PRC,COM,IO)
/
GER   .COLPL      .COL   .IN
GER   .COLPL      .ELC   .OUT
GER   .COLPL      .CO2   .OUT
/;
```

Der Region zugeordnet fließen COMs in oder aus dem Umwandlungsprozess.
Im Beispiel: Der Input für ein Kohlekraftwerk ist Kohle, den Output stellen Strom und CO_2

Numerische Daten werden mittels Parameter eingegeben. Betroffene Sets werden dabei in Klammern geschrieben. Allgemein kann man zwischen COM- und PRC-orientierten Parametern unterscheiden. Prozessorientierte Parameter beschreiben die technische und ökonomische Lebensdauer (einer Technologie), die Kostenstruktur, Bauzeit, Verfügbarkeit, Emissionen, Effizienz sowie die verfügbare Kapazität und mögliche Beschränkungen. Sie beginnen meist mit dem Präfix NCAP_, da sich die meisten technischen Beschreibungen auf die neue Kapazität/ Technologie beziehen. COM-orientierte Parameter definieren zum Beispiel die Nachfrage nach einem commodity, die Importpreise oder mengenmäßige Begrenzungen von COMs (siehe auch Abschnitt 7.3.5). Auch modellallgemeine Parameter wie die Definition der Diskontrate existieren.

Beispiel I: Allg. Diskontierungsrate

```
PARAMETER G_DRATE (REG,ALLYEAR,CUR)
/
GER     .2000    .EUR    0.05
GER     .2010    .EUR    0.05
/;
```

Beispiel II: Investitionskosten in Giga-€

```
PARAMETER NCAP_COST(REG,ALLYEAR,PRC,CUR)
GER     .2000    .HYDPL          .EUR    1,8
GER     .2010    .HYDPL          .EUR    1,2
/;
```

Beispiel III: Stromnachfrage

```
PARAMETER COM_PROJ (REG,ALLYEAR,COM)
/
GER     .2000    .ELC    800
GER     .2010    .ELC    900
/;
```

Beispiel IV: (Variable) Kosten in Giga-€

```
PARAMETER  ACT_COST  (REG,ALLYEAR,PRC,CUR)
/
GER     .2000    .COLPL          .EUR    0.000345
GER     .2010    .COLPL          .EUR    0.000345
/;
```

Die jährlichen variablen Betriebskosten betragen bei Kohlekraftwerken 345.000 €.

Beispiel V: (technische) Lebensdauer

```
PARAMETER NCAP_TLIFE (REG,ALLYEAR,PRC)
/
GER     .2000    .COLPL          .ANNUAL         30
GER     .2010    .COLPL          .ANNUAL         32
GER     .2020    .COLPL          .ANNUAL         33
/;
```

Im Beispiel erfährt ein Kohlekraftwerk (PRC=COLPL) im Jahre 2010 im Vergleich zu 2000 eine Verbesserung der technischen Lebensdauer um 2 Jahre (exogener technischer Fortschritt).

Wie ersichtlich, tangieren Sets und Parameter auch regionale und zeitliche Aspekte. Diese sollen in den nächsten Abschnitten genauer dargestellt werden.

7.3.3 Zeithorizont, zeitliche Auflösung und Indexierung

Der Modellzeitraum bei TIMES besteht in der Regel aus mehreren Jahrzehnten, die in Perioden unterteilt werden (Anzahl und Dauer durch Benutzer beliebig wählbar). Die Modellgrößen stellen hierbei jährliche Durchschnittswerte einer Periode in Form von so genannten „Milestoneyears“ dar. Der User hat für jede Modellperiode neben dem Durchschnittsjahr (M) auch das Anfangs (B)- und Schlussjahr (E) sowie die Periodendauer (D) einzugeben.

```
SET MILESTONYR(ALLYEAR)
/
1990
2000
```

So stellt 1990 das Durchschnittsjahr der Jahre 1986 bis 1995 dar bei einer Periodenlänge von 10 Jahren.

```
PARAMETER B(ALLYEAR)        „erstes Jahr jeder Periode“
/
1990    1986
2000    1996
```

Durch die Parameter B und E werden die Zeitspannen einer Periode definiert.

```
PARAMETER E(ALLYEAR)        „letztes Jahr jeder Periode“
/
1990    1995
2000    2005
```

Die Dauer ergibt sich aus: $D(t) = E(t) - B(t) + 1$

Realiter bestehen Kapazitäten / Investitionen schon vor dem Modellhorizont (im Beispiel vor 1986). Diese werden durch das SET PASTYEAR(ALLYEAR) ergänzt.

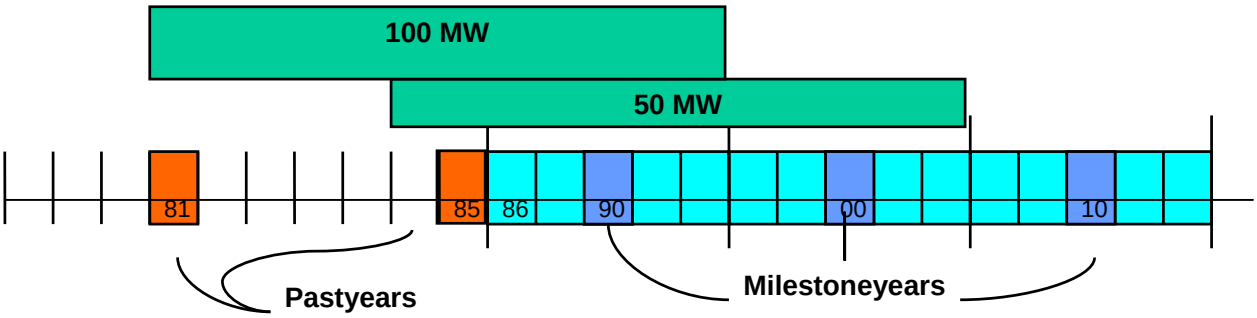


Abbildung 7.4 Investitionen vor dem Modellzeitraum

Das SET MODLYEAR beinhaltet beide oben angeführte Sets. Die Jahre, für die numerische Daten gegeben sind, werden als DATAYEARs bezeichnet. Diese Jahre müssen demnach nicht die Milestoneyears sein. Das Set ALLYEAR beinhaltet alle Jahre vom Modellanfang bis zum Modellende.

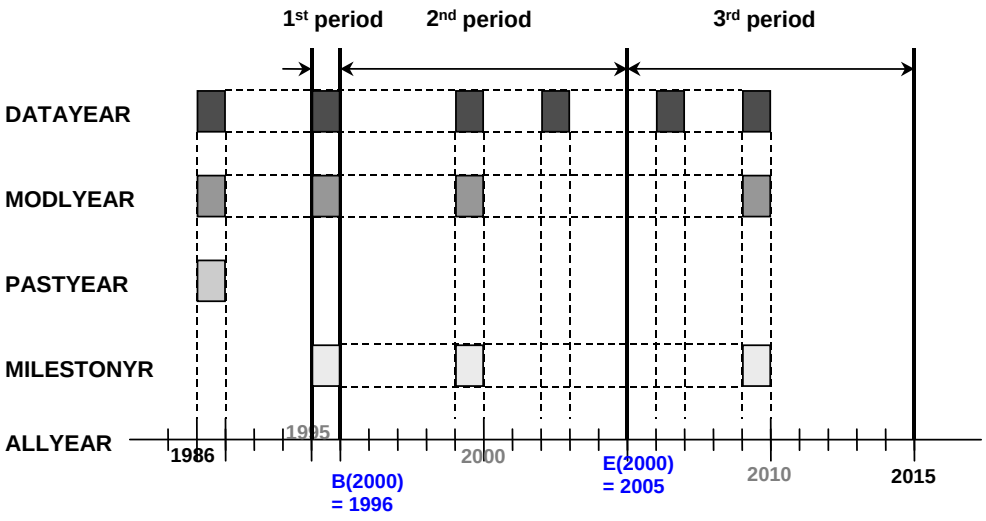
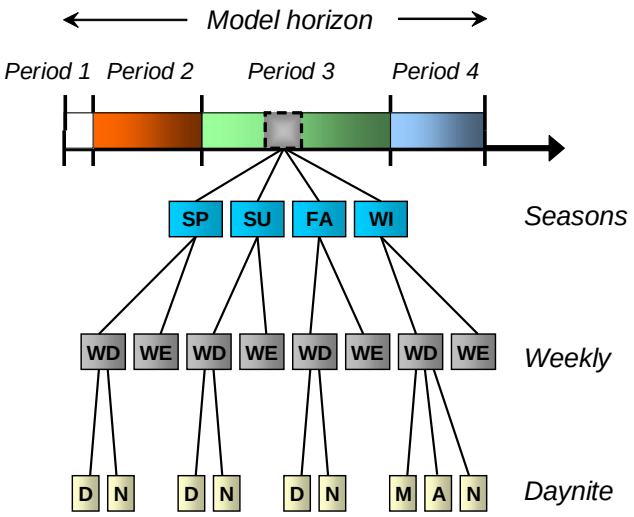


Abbildung 7.5 SETs der Modellierungen des Zeithorizontes[334]

7.3.3.1 Zeitfenster

Ein Durchschnittsjahr/ Milestoneyear lässt sich erneut untergliedern in Zeitsegmente („time slices“) innerhalb von drei Zeitsegmentshierarchien (saisonal, wöchentlich, täglich). So können Lastkurven (load curves) erstellt werden, die Schwankungen im Energiebedarf reflektieren. Es existiert ein vordefiniertes SET TSLVL; der Anwender kann aber auch eigene Untergliederungen erstellen (zusammengefasst im SET TS_GROUP). Dieses Feature eignet sich besonders bei Ultra-Kurzzeitanalysen. Bei Langzeitanalysen ist es nebensächlich.



Innerhalb jeder Jahreszeit wird zwischen Wochenenden und Werktagen unterschieden. Eine weitere Untergliederung findet in Tag und Nacht statt. Im Winter hingegen wird differenziert nach morgens, nachmittags und nachts.

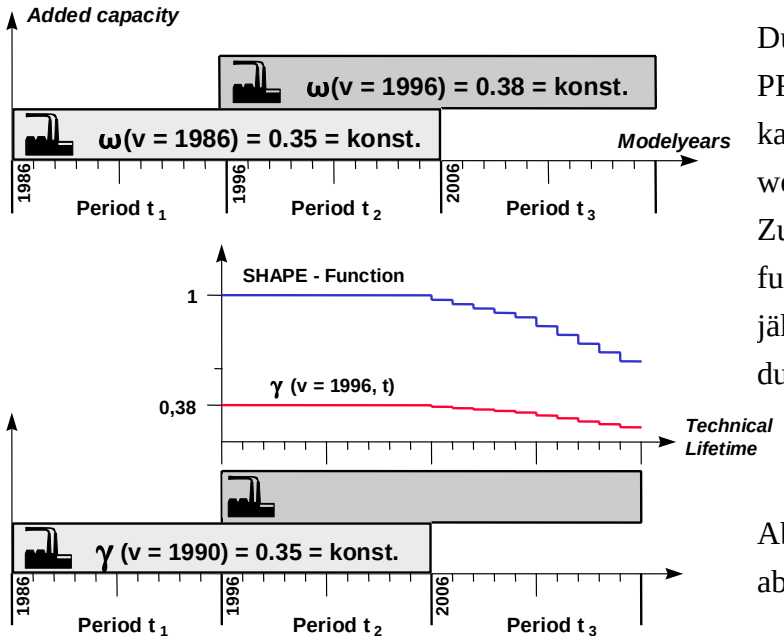
Abbildung 7.6 Time Slices[335]

[334] aus: Mäkelä (2000, 32), in der Abbildung ist in der ersten Periode das letzte Jahr das Durchschnittsjahr

So können commodities und Prozessen Zeitfenster zugeordnet werden mit Hilfe von SET COM_TSL resp. SET PRC_TSL. Dementsprechend kann beispielsweise modelliert werden, dass die Photovoltaik nachts keinen Strom erzeugt oder die Leistung der Wasserkraftwerke von der Saison abhängig ist.

7.3.3.2 Alterungsprozesse (Vintaging)

TIMES ist in der Lage, zwischen Anlagen neueren und älteren Baujahres zu unterscheiden. Ältere Anlagen haben häufig einen geringeren Wirkungsgrad, eine geringe Lebensdauer und sind umweltschädlicher als neuere. Auch ändern sich im Zeitablauf die technologischen Parameter einer Technologie (SHAPE Funktion): So kann anfangs die Verfügbarkeit eines Kraftwerkes aufgrund zunehmender Erfahrung des Personals steigen. Später sinken die Effizienz mit zunehmendem Alter der Technologie (Verschleißerscheinungen)[336] und die Verfügbarkeit wegen steigender Ausfälle. Mathematisch implementiert wird dies durch Indexierung der Anlage um ihr Baujahr. Der Index (Kontrollparameter) steht für die Zubauperiode und unterscheidet Technologien bzgl. ihrer Effizienz und Verfügbarkeit aufgrund ihres Alters.



Durch das SET PRC_VINT(REG,PRC) kann das Baujahr modelliert werden. Zusätzlich wird ein Zustandvektor (Shape-function) benutzt, der die jährliche Verschleißrate durch Alterung darstellt.

Abbildung oben: Effizienz abhängig von Baujahr

Abbildung unten: Effizienz abhängig auch von Alterung

Abbildung 7.7 Zubauperioden und Alterung[337]

Ohne die Berücksichtigung des Baujahres (o.) und der Alterung (u.) wären Technologien homogen und im Zeitablauf bzgl. ihrer technischen Parameter konstant.

---

[335] aus: Remme (2004)
[336] Vgl. Erdmann (1995, 300)
[337] aus: Remme (2004), modifiziert

7.3.4 Regionale Aufteilung

TIMES Modelle können aus mehreren (unabhängigen) Regionen bestehen, die jeweils ein eigenes RES haben. Diese Regionen sind imstande, commodities zu handeln wie Primärenergieträger, Elektrizität oder CO_2-Zertifikate. Jene so genannten internen Regionen bilden die Modellregion, die analysiert wird. Interne Regionen werden detailliert beschrieben. Des Weiteren können externe Regionen, die nicht genauer abgebildet/ modelliert werden, definiert werden. Mit diesen Regionen stehen die internen lediglich in einem Import-/ Export Tauschprozess, der mengenmäßig und zeitlich begrenzt werden kann. So kann beispielsweise Europa die Modellregion sein, die jeweiligen EU-Länder bilden die internen Regionen. Asien und Amerika können externe Regionen darstellen, die nicht genauer analysiert werden.

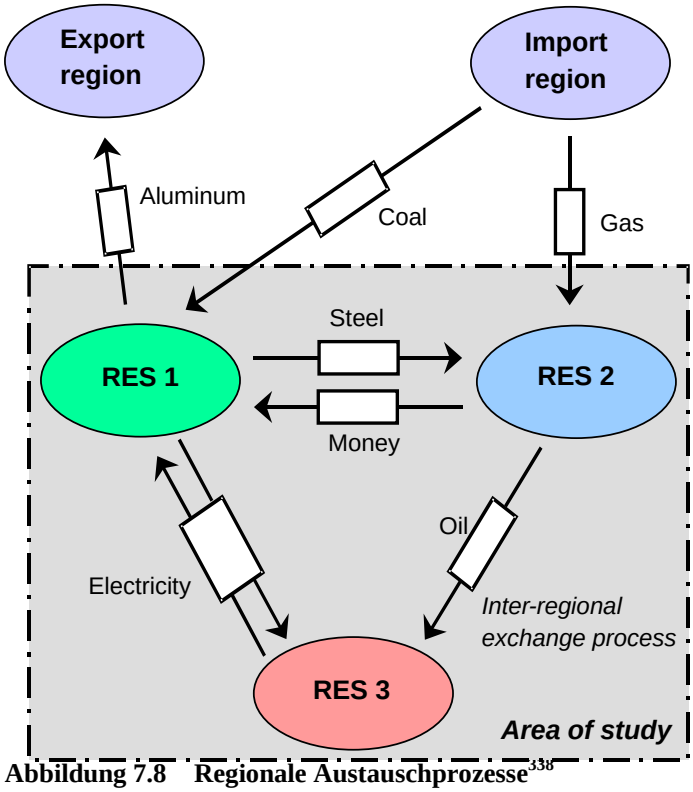


Abbildung 7.8 Regionale Austauschprozesse[338]

Im Beispiel könnte Europa Primärenergieträger wie Erdöl importieren. Produzierte COMs, die nicht konsumiert werden, können exportiert werden. Austauschprozesse können mittels des SET TOP_IRE(REG1,COM1,REG2, COM2,EXP_PRC) festgelegt werden. Dabei wird COM1 aus der Region 1 in die Region 2 als COM2 exportiert durch den Prozess EXP_PRC.

In der Input-Datei werden die Regionen ebenfalls als Sets beschrieben:

SET *ALL_REG "alle internen und externen Regionen"*

/

EU *„Modellregion"*

IMPEXP *„externe Region (Asien)"*

/;

SET *REG(ALL_REG) „interne Regionen"*

/

GER

AUT

CH

SPA

GB

/;

Interne Regionen sind ein Subset von ALL_REG

[338] aus: Mäkelä (2000, 31)
Auf diese Art können auch Effekte des internationalen CO_2-Zertifikatehandels analysiert werden.

7.3.5 Commodities und Prozesse – eine genauere Betrachtung

Wie bereits in Abschnitt 7.3 erwähnt, besteht das Netzwerk des RES aus COMs und PRCs. Alle *commodities*, die benutzt werden wollen, müssen in TIMES innerhalb des RES im SET COM_GRP resp. _CG definiert werden. Hier werden alle COMs gruppiert, die ein Prozess als Input und Output hat. Das SET COM enthält die jeweiligen individuellen COMs.[339] Durch SET COM_GMAP(REG,CG,COM) werden die einzelnen COMs der COM Gruppe (CG) zugeordnet. Jedem commodity muss ferner eine Einheit (siehe nächster Abschnitt) und ein Typus der PCG mittels SET COM_TMAP zugeordnet werden:

SET *COM_TMAP(REG,COM_TYPE,COM) „Zuordnung der COMs zum fixed Set COM_TYPE”*

/

GER .NRG .ELC „Strom gehört zu „Energie““

GER .ENV .CO2 „Emissionen gehören zum Typ Umwelt“

Letztendlich wird die CG einem oder mehreren Prozessen mittels SET PRC_CG(REG,PRC,COM) zugewiesen. COMs können Zeitfenstern (time slices) zugeordnet werden. So kann bestimmt werden, ob ein COM beispielsweise nur im Winter oder nur nachts nachgefragt wird.

SET *COM_TSL(REG,COM,TSLVL)*

/

GER .PV .IN/SN/WN „Photovoltaik nur tagsüber“

GER .ELC .ANNUAL „Stromangebot ganzjährig“

Ebenfalls können Effizienz (Verluste beim Transport bspw.), Limitierungen (Min/ Max), Reserven sowie Kosten, Steuern und Subventionen zugeordnet werden.

PARAMETER *COM_BNDPRD(REG,ALLYEAR,TS,BD) „Limitierung/ Produktionsbeschränkung”*

/

GER .2000 .CO2 .ANNUAL .UP 800 „800 Mega Tonnen max. CO_2 p.a.”

PARAMETER *COM_CUMPRD(REG,ALLYEAR,ALLYEAR,COM,BD) „kumulierter Gesamtoutput”*

/

GER .2000 .2010 .CO2 .UP 5000 „Gesamtemissionen bis 2010 maximal 5000 Mt”

[339] so könnte beispielsweise der Prozess ELE als Inputs Öl (COM1) und Gas (COM2) haben. Beide bilden zusammen die commodity group CG1. Der Output könnte CG2 (ELC,CO2) sein. Ein einzelnes COM ist immer auch eine CG (mit nur einem Mitglied).

PARAMETER *COM_IE(REG,ALLYEAR,COM,TS) „Gesamteffizienz eines commodities”*

/

GER .2000 .ELC .ANNUAL 0.95 „5 Prozent Energieverlust“

PARAMETER *COM_TAXPRD(REG,ALLYEAR,COM,TS,CUR) „Steuern”*

/

GER .2000 .CO2 .ANNUAL .GEUR 0.065 „65 Millionen. €pro Mt CO_2“

Ein weiterer wichtiger Parameter für COMs ist die Nachfrage. Der Anwender kann für jedes commodity die heutige und zukünftige Nachfrage (= Verbrauch) mittels PARAMETER COM_PROJ eingeben. Des Weiteren kann eine preiselastische Nachfrage definiert werden (vgl. Abschnitt 7.5.2).

Prozesse müssen wie COMs im SET PRC definiert werden, wie bereits erklärt. Dabei können Prozesse gruppiert werden durch das SET PRC_GRP. Auch hier stehen vordefinierte Gruppen zur Verfügung: Stromerzeugung (ELE), KWK (CHP), Nachfrage (DEM) oder Speicherung (STG) – um ein paar Beispiele anzuführen. Ferner müssen die Beziehungen zwischen COMs und PRCs mittels SET TOP eingegeben werden (vgl. Beispiel IV, S. 113). Neben den Beziehungen müssen den Prozessen Aktivitäten und Kapazitäten zugeordnet werden. Aktivitäten beschreiben, welche COMs in und aus einem Prozess fließen. Durch Beschränkungen im Modell wird garantiert, dass die Aktivität die Kapazität eines Prozesses nicht übersteigt.

SET *PRC_ACTUNT(REG,PRC,CG,UNITS_ACT) „Aktivität eines Prozesses”*

/

GER .COLPL .ELC .GWh „Kohlekraftwerk mit Strom als Output/ Aktivität“

SET *PRC_CAPUNT(REG,PRC,CG*[340]*,UNITS_CAP) „Kapazität eines Prozesses”*

/

GER .COLPL .ELC .GW „Kapazität in Form von GW angegeben”

Neben der Aktivität und der Kapazität muss die Effizienz bzw. der Wirkungsgrad eines Prozesses resp. einer Technologie definiert werden (vgl. Kapitel 2). Dies erfolgt mit Hilfe der Parameter FLO_FUNC („prozessbedingte Effizienz“) und FLO_SUM („COM-bedingte Effizienz“).

[340] COM_GRP ≡ CG

Der Parameter FLO_FUNC gibt dabei die Gesamteffizienz der Transformierung einer CG in eine andere an. Dabei kann eine CG auch ein einziges COM sein. Es geht also um das Verhältnis einer Input-CG1 zu einer Output-CG2 innerhalb eines Prozesses. Der Parameter beschreibt allgemein, wie viele Einheiten von CG2 mit einer Einheit von CG1 produziert werden können.[341] Nur der gesamte Prozess wird betrachtet.

Der Parameter FLO_SUM stellt die „Brennstoff"-abhängige Effizienz dar, wenn mindestens zwei Inputs in den Prozess eingehen. Ein Beispiel hierfür wäre ein Kraftwerk, das mit Öl (C1) und Gas (C2) befeuert wird. Hierbei wird innerhalb des Prozesses p = PL1 der Beitrag – gemessen am Wirkungsgrad – der einzelnen Inputs (OIL,GAS) zum Output (CG2=ELC,CO2) ermittelt:

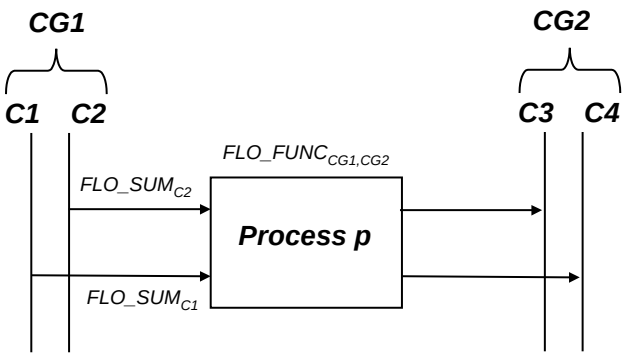


Abbildung 7.9 Wirkungsgrade in TIMES[342]

Der Parameter FLO_SUM kann sich ebenso auf die Output-COMs C3 und C4 beziehen.

PARAMETER *FLO_FUNC(REG,ALLYEAR,PRC,CG,CG,TS)* *„PRC-Gesamtwirkungsgrad"*

/

GER	*.2000*	*.PL1*	*.CG1*	*.ELC*	*.ANNUAL*	*0.36*	*„Wirkungsgrad = 36 Prozent"*
GER	*.2010*	*.PL1*	*.CG1*	*.ELC*	*.ANNUAL*	*0.38*	*„Wirkungsgradverbesserung"*[343]

PARAMETER *FLO_SUM(REG,ALLYEAR,PRC,CG,COM,CG,TS)* *„Brennstoffabhängige Effizienz"*

/

GER	*.2000*	*.PL1*	*.CG1*	*.OIL*	*.ELC*	*.ANNUAL*	*0.35*	*„Wirkungsgrad = 35 Prozent"*
GER	*.2000*	*.PL1*	*.CG1*	*.GAS*	*.ELC*	*.ANNUAL*	*0.38*	

[341] Vgl. Mäkelä (2000, 36)
[342] aus: Mäkelä (2000, 37)
[343] Implementierung des (exogenen) technischen Fortschritts

Die Verfügbarkeit eines Prozesses (bspw. eines Kraftwerkes) kann durch den Parameter NCAP_AF dargestellt werden.

```
PARAMETER NCAP_AF(REG,ALLYEAR,PRC,TS,BD)      „Verfügbarkeitsfaktor”
/
GER    .2000    .COLPL   .ANNUAL      .FX     0.8     „Verfügbarkeit genau 80 Prozent“
GER    .2010    .COLPL   .ANNUAL      .UP     0.8     „Verfügbarkeit mind. 80 Prozent“
```

Marktanteile von commodities innerhalb eines bestimmten Prozesses sind ebenfalls implementierbar. So kann beispielsweise aufgrund der Umweltpolitik angegeben werden, dass innerhalb Deutschlands ab 2010 Kohle nur noch zu maximal 25 Prozent zur Stromversorgung eingesetzt werden darf. Erneuerbaren Energien hingegen kann eine Mindestnutzung (von 20 Prozent) garantiert werden. Mittels Grenzen UP/LO/FX (mindestens/ maximal/ fix) wird der Marktanteil definiert:

```
PARAMETER FLO_SHAR(REG,ALLYEAR,PRC,COM,CG,TS,BD)    „Marktanteil”
/
GER    .2010    .SOLPL    .SOL    SOLPL_IN     .ANNUAL      .UP     0.2
GER    .2010    .COLPL    .COL    COLPL_IN     .ANNUAL      .LO     0.25
```

Zu den aktuellen Anteilen der Energieträger am Energiekonsum sei auf Kapitel 3 dieser Arbeit verwiesen.

7.3.6 Einheiten und Diskontraten

Einheiten wie GW, Mtoe oder GWh (vgl. Kapitel 2 und 3) spielen eine wichtige Rolle. Times bietet eine Reihe vordefinierter Einheiten an; der Benutzer kann sie auch selbst definieren durch das SET UNITS. Diese können begrenzt werden auf commodities oder auf Kapazitäten und Aktivitäten von Prozessen.

```
SET UNITS_COM(UNITS)  „Einheiten für COMs”
/
GWh
Mtoe
/;
```

```
SET UNITS_CAP(UNITS)  „Einheiten für PRCs“
/
GW
Mtoea    „Mtoe per anno“
/;
```

Auch Währungseinheiten können durch SET CUR definiert werden:

```
SET CUR  „Liste von Währungen”
/
GEURO          „Milliarden Euros“
GUSD           „Milliarden US-$“
/;
```

Diskontraten für die Diskontierung der Kosten auf das gewünschte Basisjahr (Barwert) können für jede Periode, Region, Währung und Technologie definiert werden. Des Weiteren kann eine sektorspezifische Diskontrate beschrieben werden, so dass unter anderem zwischen Amortisierungszielen zwischen Unternehmen und privaten Haushalten unterschieden werden kann. Verzichtet man auf beispielsweise techno-spezifische Diskontraten, kann TIMES auch eine allgemeine Diskontrate für alle Sachverhalte benutzen.

```
PARAMETER G_DRATE(REG,ALLYEAR,CUR)     “allgemeine Diskontrate”
/
GER     .1990    .GEUR          0.05     „5 Prozent“
GER     .2000    .GEUR          0.055
/;
```

Die gewählte Diskontrate (Diskontierungsfaktor) wird von der Zielfunktion von TIMES benutzt, um alle anfallenden Kosten der Zukunft abzudiskontieren.

Neben den angeführten Beispielen an Sets und Parametern existieren im TIMES-Quellcode noch jede Menge mehr. So können für jeden Prozess die Kosten genau angegeben und unterschieden werden (variable & fixe Kosten, Unterhaltungskosten, Entsorgungskosten, Investitionskosten, etc.). Die technische und ökonomische Lebensdauer kann mittels NCAP_TLIFE bzw. NCAP_ELIFE definiert werden. Eine Unterscheidung ist z.B. dann sinnvoll, wenn unterschiedliche Amortisationsziele abgebildet werden sollen. So verlangen beispielsweise private Haushalte eine schnellere Amortisation der Investition (ELIFE).[344] Der Anhang dieser Arbeit bietet eine Übersicht der hierarchischen Struktur der COM- und PRC-Sets.

[344] Beispiel: Eine Sparlampe wird sich ein Haushalt nur dann anschaffen, wenn er die Mehrkosten durch die eingesparte Energie (Negenergie) schnell wieder kompensiert.

7.4 Output

Die Output-Datei („result file“) von TIMES enthält die Gleichungen und die berechneten Werte der Entscheidungsvariablen nach der Optimierung durch den Solver. Die Werte der Variablen sind durch die Nebenbedingungen, die die Zielfunktion bei der Optimierung berücksichtigte, determiniert und im Betrag so, dass die Zielfunktion minimiert ist. Sie beschreiben z.B. notwendige Investitionen in den Kraftwerkspark in der Periode i. Im Prinzip stellen die Gleichungen und Variablen das gesamte Energiesystem dar. TIMES gibt dabei die gesamten Systemkosten abdiskontiert auf das Basisjahr aus und beschreibt den korrespondierenden Anlagenbestand der Zukunft, um die zukünftige Energienachfrage decken zu können.

7.4.1 Gleichungen

Neben der Zielfunktion (EQ_OBJ), die im Abschnitt 7.5 genauer erklärt wird, kreiert TIMES weitere Gleichungen (EQ_). Mathematische Gleichungen (VAR_xxx = VAR_xxx) werden dabei mit dem Präfix EQE_ dargestellt, Ungleichungen (≤, ≥) mit EQL_ bzw. EQG_.

Die *Kapazitätsbeschränkung* EQ_CAPACT garantiert, dass die Aktivität eines Prozesses nicht seine Kapazität überschreitet. Die *Transformations-Gleichung* EQ_PTRANS beschreibt die Beziehung zwischen Input- und Output-COMs eines Prozesses. So können beispielsweise Effizienzen oder Emissionen, die bei einem Prozess anfallen, abgebildet werden. Die Parameter FLO_SUM resp. FLO_FUNC bilden hierfür die Basis (vgl. Abschnitt 7.3.5). EQ_PTRANS wird für jeden Prozess und jedes Zeitfenster erstellt. Die *Allokationsgleichung* EQ_FLOSHAR wird benutzt, um den Anteil eines COMs innerhalb einer CG festzulegen. Festgelegt wird dies durch den Input Parameter FLO_SHAR mit der Limitierung UP/LO/FX. Dabei beziehen sich die Gleichungen EQ_INSHR und EQ_OUTSHR auf den Input Parameter FLO_SHAR und repräsentieren somit den Mindest- oder Maximalanteil eines COMs innerhalb eines Prozesses. Das *Commodity-Gleichgewicht* EQ_COMBAL stellt sicher, dass der Import und die Produktion eines commodities innerhalb einer Periode größer gleich des Exports und des Konsums sind. Die *Belastungsgleichung* EQ_PEAK garantiert, dass genügend Kapazität installiert ist, um die Spitzenlastnachfrage zu jeder Zeit befriedigen zu können.

7.4.2 Variablen

Die Werte der Entscheidungsvariablen wurden durch die Zielfunktion von TIMES und des Solvers optimiert, d.h. sie spiegeln die numerischen Werte des gesamten Energiesystems unter der Prämisse der Kostenminimierung wider. Im TIMES Quell-Code beginnen alle Variablen mit dem Präfix VAR_. Dabei repräsentieren sie jährliche Durchschnittswerte einer Periode – mit Ausnahme von VAR_NCAP, die die kumulierte neue Kapazität beschreibt. *Prozessorientierte Variablen* wie VAR_ACT beschreiben die Gesamtflüsse von COMs innerhalb von Prozessen. Werden Kapazitätsgrenzen (UP/LO/FX) bei Prozessen angegeben, so erstellt TIMES die Variable VAR_CAP. Sie beschreibt die installierte Leistung/ Kapazität jeder Periode. Dies entspricht der Summe der bereits installierten Leistung inkl. der Kapazität der pastyears abzüglich der Kapazitäten, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben. Sie beschreibt also die gesamte installierte Kapazität in jeder Periode bis zum Ende des Modellzeitraums, deren technische Lebensdauer noch nicht erreicht ist. **VAR_NCAP** bestimmt die neu zu installierende Kapazität jeder Periode. Sie wird determiniert durch die Input-Eingabe des Users. Dieser kann für jede Technologie (wie Kraftwerke) eine individuelle Bauzeit mittels PARAMETER NCAP_ILED definieren. Ebenso können vor dem Modellzeitraum bestehende Kapazitäten durch den PARAMETER NCAP_PASTI eingegeben werden. TIMES weist dabei die neue notwendige Kapazität als Gesamtbetrag aus; die Investitionskosten werden über die ökonomische Lebensdauer verteilt (siehe Abschnitt 7.51) und die verfügbare neue betriebsfähige Kapazität steht als konstanter Wert jedem Periodenjahr inklusive der Bauzeit zur Verfügung.

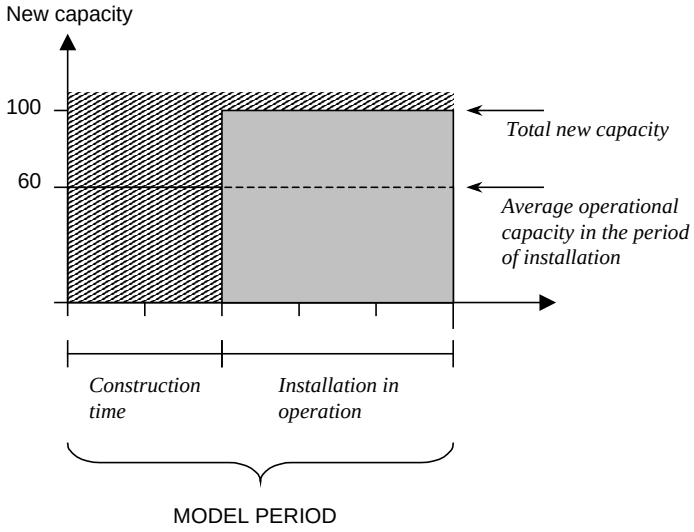


Abbildung 7.10 Modellierung der Verfügbarkeit von NCAP[345]

[345] aus: Mäkelä (2000, 35)

COM-orientierte Variablen wie VAR_COMNET beschreiben die Nettomenge eines COMs als Differenz zwischen Produktion und Konsum. Die absolute Produktionsmenge eines commodity weist die Variable VAR_COMPRD aus. Beide werden von TIMES nur erstellt, wenn das betreffende COM durch den Input mengenmäßig begrenzt wurde oder dem COM explizit Kosten zugeordnet wurden. Nutzt der Anwender die Möglichkeit, preiselastische Angebots- und Nachfragekurven zu definieren, kreiert TIMES VAR_ELAST, das die Werte der Fläche der einzelnen Blöcke des Integrals darstellt (siehe Abschnitt 7.52).

Bivalente, flussorientierte *COM-/PRC-Variablen* beschreiben die Beziehung zwischen Prozessen und commodities. VAR_FLO beschreibt alle einzelnen COM-Flüsse eines Prozesses (in jedem Zeitfenster). VAR_IRE repräsentiert die Austauschbeziehungen (Import/ Export) von commodities.[346]

7.5 Die (Neoklassische) Zielfunktion

Die zu minimierende Zielfunktion EQ_OBJ (objective function) ist das Herzstück des Optimierungsmechanismus von TIMES. Sie beschreibt alle Kostenterme des Energiesystems auf Jahresbasis im betrachteten Modellzeitraum. Dabei werden Kosten, die in der Zukunft anfallen, auf das Basisjahr abdiskontiert. Ebenso Erlöse[347], die vielmehr als Negativkosten zu sehen sind. Sie reduzieren lediglich die Gesamtkosten (Nettokosten). Dafür können wie bereits beschrieben eine allgemeine Diskontrate sowie eine sektor- oder technospezifische definiert werden. So kann eine Technologie bzw. Investition basierend auf erneuerbaren Energien bevorzugt werden, indem die (soziale) technospezifische Diskontrate *höher* ist. Im Abschnitt 4.1.1 wurde darauf hingewiesen, dass die soziale Diskontrate geringer sein muss, da es sich um die Kapitalwertmethode handelt. TIMES betrachtet allerdings nur Kosten, keine Einnahmen in Form von direkten Verkaufserträgen. Daher können die aggregierten Kosten bei nachhaltigen Technologien nur dadurch stärker minimiert werden, indem zukünftige Kosten stärker abdiskontiert werden durch einen höheren Zinssatz. Ferner kann der Anwender neben der technischen Lebensdauer eines Prozesses eine ökonomische definieren.

[346] Dabei ist ferner allgemein zwischen .L und .M Variablen zu unterscheiden. Allgemein gesprochen bedeuten .L Variablen >0, dass der Prozess oder das COM in der kostenminimalen Lösung zum Einsatz kommt. .M-Werte beziehen sich auf .L-Variablen, die = 0 sind und nicht zum Einsatz kommen. .M-Werte beschreiben, wie viel kostengünstiger die nicht in der Optimallösung vorhandenen PRCs und COMs werden müssen, um eben dorthin zu gelangen (vergleichbar Konzept der Grenzkosten).

[347] TIMES betrachtet keine Einnahmen durch den „Verkauf“ von Energie. Da vollkommene Konkurrenz unterstellt wird, erwirtschaftet das Gesamtsystem einen Gewinn von Null (p=MC).

Das Optimierungsziel in TIMES besteht nun in der Minimierung der Zielfunktion, die die auf ein Basisjahr abdiskontierten jährlichen volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems enthält. So werden folglich nur die billigsten Energieoptionen in die Optimallösung aufgenommen.

EQ_OBJ diskontierte Summe aller jährlichen Kosten abzgl. Erlöse im Modellzeitraum

+	Investitionskosten	
+	Kosten für wieder verwertbare Materialien und Hilfsmaterialien	
+	Variable Betriebskosten	
+	Fixe Kosten und Kosten für das Unterhalten der Technologie	
+	Überwachungskosten	fallen nur an, wenn TLIFE erreicht ist
+	Stilllegungs-/ Entsorgungskosten	
+	Steuern	
-	Subventionen	
-	Verkauf der wieder verwertbaren Materialien nach der Stilllegung	
-	Restwert	

Unter die *Investitionskosten* fallen alle Kosten, die für die Inbetriebnahme notwendig waren. Sie werden z.B. bei Kraftwerken auf die ökonomische (ELIFE) oder technische (TLIFE) Lebensdauer verteilt.[348] Diese Anteile werden wie alle Kostenterme der Zielfunktion auf das Basisjahr abdiskontiert – auf Wunsch mittels einer techno-spezifischen Diskontrate. Wird diese nicht definiert, benutzt TIMES automatisch den allgemeinen Diskontierungsfaktor. Durch die Diskontrate und die Lebensdauer kann die Technologie verteuert oder aber verbilligt werden. Eine geringe Lebensdauer und ein geringer Diskontierungsfaktor würden beispielsweise die Energietechnologie verteuern. Bei den *variablen und fixen Betriebskosten* werden auch die Kosten derjenigen Anlagen berücksichtigt, die vor dem Modellzeitraum gebaut wurden und noch in Betrieb sind. Wenn die entsprechende Technologie/ Kapazität ihre technische Lebensdauer (TLIFE) erreicht hat, fallen *Entsorgungs- und Überwachungskosten* (z.B. bei atomarem Müll) an. Die *Stilllegungskosten* können beispielsweise bei Kernkraftwerken neun bis 15 Prozent der Investitionskosten betragen.[349] Bei der Stilllegung bzw. Entsorgung können oft Teile der Anlage oder Technologie recycelt und weiterveräußert werden. Diese Einnahmen werden der Zielfunktion gutgeschrieben. Ein Beispiel hierfür wäre die Blechkarosserie von Kraftfahrzeugen, der Urankern eines Kernkraftwerkes oder gar ganze Reaktoren. Einer Investition wird ein *Restwert* zugewiesen, wenn deren technische Lebensdauer über das Ende des Modellzeitraums hinausgeht. Dieser ungenutzte Teil wird monetär bewertet und geht als Gutschrift in die Zielfunktion ein.

[348] meist: ELIFE < TLIFE
[349] Vgl. Boyle (2003, 444)

Gleichzeitig erscheinen aber auch annuisierte Investitionskosten[350], die über den Modellzeitraum hinausreichen, als Kostenbestand in der EQ_OBJ. Diese heben sich gegenseitig auf, wenn die Dauer der Verteilungsdauer der Investitionskosten gleich TLIFE ist. Ist TLIFE hingegen länger als die Verteilungsdauer,[351] so resultiert im Saldo eine Gutschrift. Würde der Restwert nicht berücksichtigt werden, so hätte dies rechnerisch eine Verteuerung der Technologie zur Folge. Insbesondere beim Ausstieg aus der Kernenergie (innerhalb des Modellzeitraums) ist dies ein nicht zu unterschätzender Faktor in der Zielfunktion.

7.5.1 Unterscheidung der Investitionsarten

TIMES behandelt die Investitionskosten, die z.B. beim Bau eines Kraftwerkes in t_0 anfallen, nicht als einen einmaligen Betrag, der ausschließlich in t_0 anfällt. Stattdessen wird die gesamte Investitionssumme über einen bestimmten Zeitraum hinweg verteilt. Dabei unterscheidet TIMES zwischen kleinen und großen Projekten. Ein kleines Projekt ist durch eine kurze oder keine relevante Bauzeit (ILED≈0) definiert. Beispiele hierfür wären Elektrogeräte oder Kraftfahrzeuge. Hierbei wird berücksichtigt, dass sich etwa der Gerätebestand nicht schlagartig, sondern kontinuierlich ändert. Die Investitionssumme wird anfangs daher gleichmäßig so verteilt, dass sie bereits vor dem Periodenbeginn anfällt und Mitte der (Anschaffungs-) Periode endet. Anschließend werden diese Blöcke auf ELIFE umgewälzt und abdiskontiert:

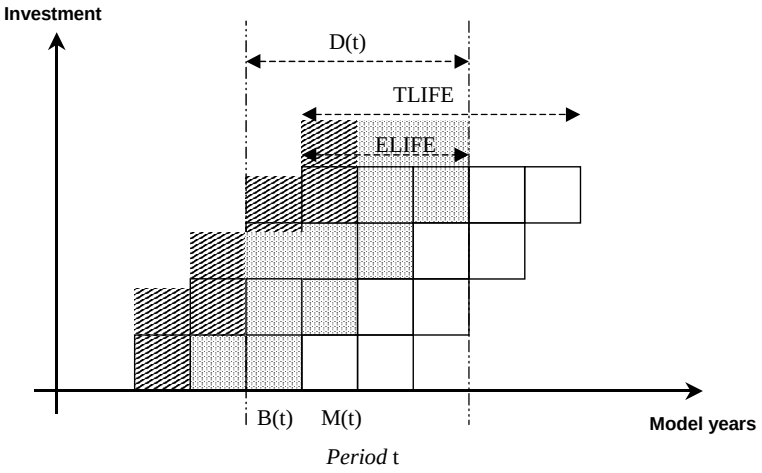
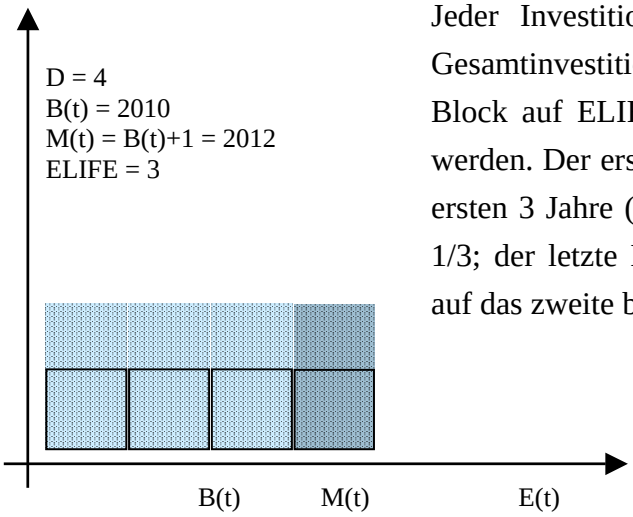


Abbildung 7.11 Verteilung der Investitionskosten bei kleinen Investitionen[352]

[350] ebenso werden Stilllegungs- und Überwachungskosten erfasst, die nach dem Modellzeitraum anfallen.
[351] Verteilte Investitionsblöcke werden in der Literatur (IER) als Annuitäten bezeichnet. Da Kapitalkosten außen vor bleiben, wird der Begriff hier nicht benutzt. Ebenso wird der Begriff Abschreibungen oder Abschreibungsdauer verwendet. Dies hat den Anschein einer (nicht gegebenen) steuerlichen Abschreibungsmöglichkeit. Ergo handelt es sich nur um eine „Verteilung der Investitionskosten“.
[352] aus: Mäkelä (2000, 40)

Mathematische Vorgehensweise:

Geht man von einer Periodenlänge von 4 Jahren aus, wird die Investition (bspw. 1 Millionen neue Kühlschränke für Endabnehmer) von B(t) – 2 bis M(t) [= B(t) + 1] verteilt. Das Milestoneyear ist das zweite Jahr der Periode. Somit wird auf jedes der vier Jahre ein Viertel der Investitionskosten übertragen. Kosten per se stellen diese Blöcke noch nicht dar.



Jeder Investitionsblock entspricht nun ¼ der Gesamtinvestitionssumme. Jetzt muss jeder Block auf ELIFE, im Beispiel 3 Jahre, verteilt werden. Der erste Block verteilt sich nun auf die ersten 3 Jahre (von B(t) – 2 bis B(t) + 1) auf je 1/3; der letzte Block ebenfalls zu je ein Drittel auf das zweite bis vierte/ letzte Jahr der Periode.

Rein rechneris[illegible]r folgende Verteilung:

Jahr					
B(t)-2		x			
B(t)-1		x	x		
B(t)	t_1	x	x	x	
M(t)	t_2		x	x	x
M(t)+1	t_3			x	x
E(t)	t_4				x

Jeder der vier Blöcke wird ab seinem Zuteilungsjahr auf die jeweils nächsten drei verteilt. Jeder Block entspricht 1/3 · 1/4 = 1/12 der Gesamtinvestitionssumme. Daher werden im Jahr B(t)-2 insgesamt 8,3 Prozent angesetzt, im folgenden Jahr 16,67 Prozent, in B(t) und M(t) jeweils 25 Prozent; im letzten Periodenjahr wieder 8,3 Prozent.

Die angesetzten Kosten steigen anfangs – später fallen sie wieder ab. Abbildung 7.11 gibt den Verlauf wieder. Jeder dieser sechs Investitionskostenblöcke wird durch die Zielfunktion abdiskontiert. Daher ist der letzte Block – genau genommen – wertmäßig kleiner als der erste, da die Diskontierung größer ist.

Große Projekte weisen eine lange Bauzeit und meist eine Lebensdauer größer als die Periodendauer auf. Ein Beispiel hierfür wären Kraftwerke. Hierbei wird der Tatsache Rechnung getragen, dass realiter die erste Auszahlung schon während der Bauzeit und nicht erst bei der Inbetriebnahme der Technologie fällig ist. Die Gesamtinvestitionssumme wird hierfür ebenfalls in gleich große Einzelinvestitionen aufgeteilt und über die *Bauzeit* verteilt. Diese Einzelinvestitionen werden dann über die ökonomische Lebensdauer (wenn definiert – ansonsten TLIFE) verteilt und abdiskontiert. Daraus resultiert, dass die annuisierten Kosten nicht konstant sind: Während der Bauzeit steigen sie an, am Ende der ELIFE fallen sie wieder ab (Erklärung siehe „kleine Projekte“).

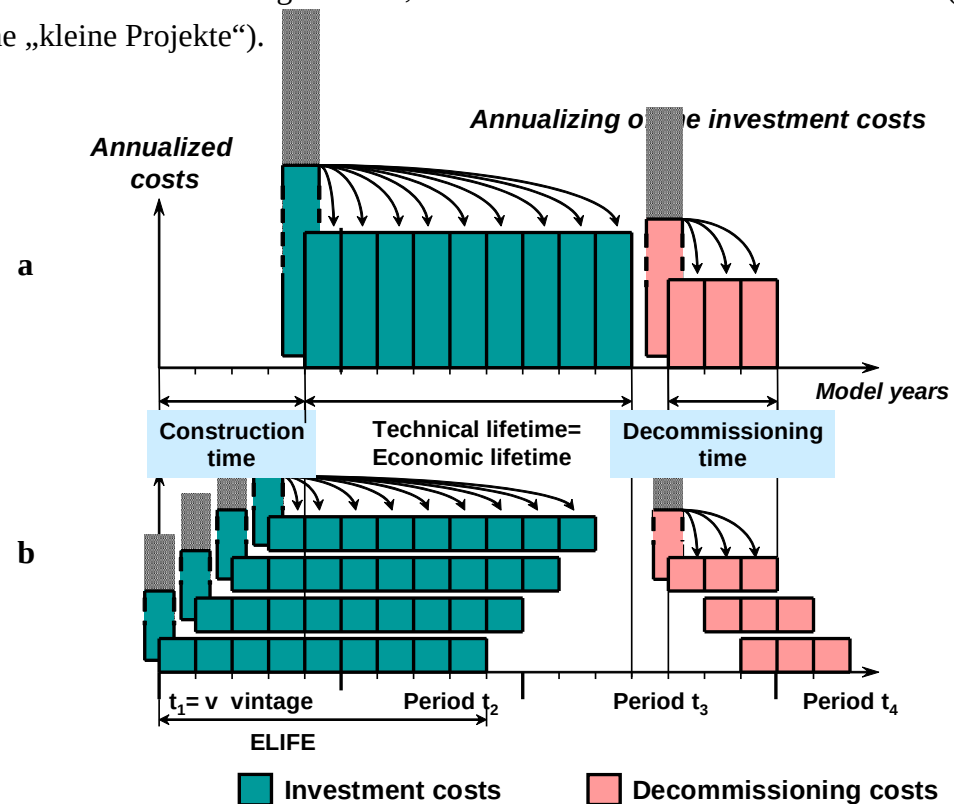


Abbildung 7.12 Verteilung der Investitionskosten bei großen Investitionen[353]

Abbildung 7.12 zeigt die Verteilung der Investitionskosten in TIMES (b) und in bisherigen Ansätzen (a). In alten Energiemodellen wird die Gesamtsumme zu gleichen Anteilen auf die Lebensdauer verteilt. Würde man bei großen Investitionen zusätzlich zu den reinen annuisierten Investitionskosten auch Kapitalkosten (Zinsen für Kredit) berücksichtigen, so hätte dies zur Folge, dass sich Technologien im Vergleich zu alten Ansätzen verteuern, da der gesamte Zeitraum der Auszahlungen länger ist. Die Kapitalkosten müssen vom Anwender manuell der Investitionssumme aufgeschlagen werden. Das gleiche Vorgehensmuster der Verteilung der Investitionskosten wird auch bei den Stilllegungskosten benutzt.

[353] aus: Remme (2004), modifiziert

7.5.2 Güterpartialmarktgleichgewicht und elastische Nachfrage

Im Normalfall gibt der Anwender exogen die Nachfrage nach Energie bzw. Gütern (COMs) vor. TIMES berechnet dann das Angebot, das notwendig ist, um die Nachfrage zu befriedigen. In diesem Fall bestimmt TIMES den produktionskostenminimalen Energiemix durch die Minimierung der Kosten resp. der Zielfunktion. Wird das Gütermarktgleichgewicht durch das Konzept der Elastizität ergänzt, maximiert hingegen die Zielfunktion die Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente. Dabei werden die Produktionskosten minimiert.[354]

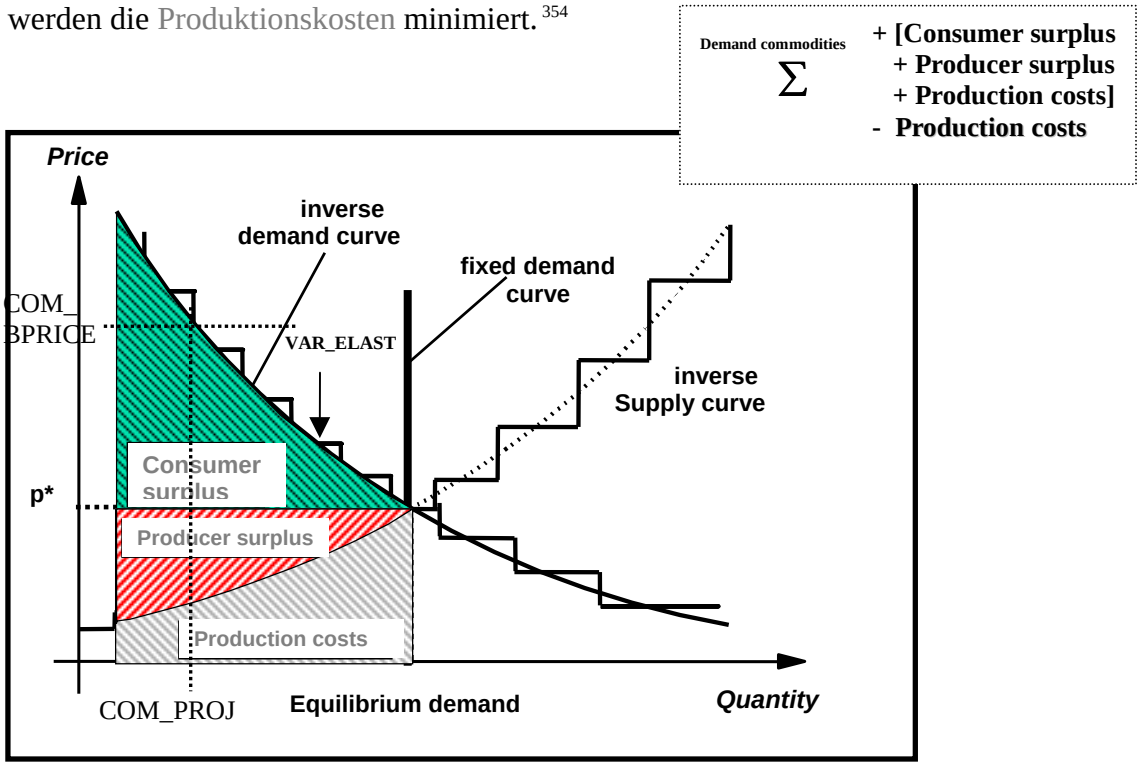


Abbildung 7.13 Gütermarktgleichgewicht und elastische Nachfrage[355]

Durch den Benutzer erfolgt die Eingabe eines Punktes (COM_PROJ und COM_BPRICE). Durch die zusätzliche Information über die Steigung (COM_ELAST) kann eine mehr oder weniger elastische Nachfragekurve um den Punkt herum erzeugt werden. Der Bereich unter der Nachfragekurve wird integriert. Da die Zielfunktion linear sein muss, wird der integrierte Bereich in Blöcke aufgeteilt. Jedem Block wird der Flächenwert VAR_ELAST zugeordnet. Summiert man diese Flächenwerte, ergibt sich der Wert des Integrals über die oben im Bild schraffierten Flächen. Die Zielfunktion kann nun die Wohlfahrt durch das Variieren der Stufenblöcke maximieren.

[354] bei einer fixen (=unelastischen) Nachfrage kann das Konzept Max! ∑ KR+PR nicht eingesetzt werden, da die Konsumentenrente unendlich ist.
[355] aus: IER (2001c), modifiziert

7.6 Zusammenfassung der techno-ökonomischen Implementierungen in TIMES

Die techno-ökonomischen Grundlagen und Features von TIMES sollen abschließend kurz zusammengefasst werden. Der Modellgenerator baut auf der Kostenminimierung (Neoklassische Schule) auf. Ergo werden nur die billigsten Technologien und Energieträger eingesetzt. Vollkosten (vgl. Abschnitt 4.2.3) könnten implementiert werden, indem die Kosten/ Preise für Güter erhöht werden. Es werden alle betriebswirtschaftlich relevanten Kosten betrachtet (vgl. Abschnitt 2.4), teils verteilt auf einen bestimmten Zeitraum und stets auf das Basisjahr abdiskontiert. Die Kapitalkosten bei großen Investitionen sind allerdings vom Anwender selbst zu berechnen und aufzuschlagen. Ein Automatismus im Sinne der Berechungen der jährlichen Kapitalkosten durch TIMES ist nicht gegeben. Die Diskontrate kann frei gewählt werden sowie für Sektoren und Technologien spezifische Zinsfüße definiert werden können. Fixe Steuern können auf Energieflüsse oder Zubauperioden berücksichtigt werden – aber keine Preissteuern und keine steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten von bspw. Kraftwerken. Letzteres würde die Bemessungsgrenze der Gewinnsteuer reduzieren und somit den fixen Steuerbetrag im Sinne einer Jahresüberschussminimierung senken.

TIMES bietet die Möglichkeit einer preiselastischen Nachfrage. In diesem Fall tritt an die Stelle der Kostenminimierung die Maximierung der Wohlfahrt im Partialmarkt. Die Empirie hat gezeigt, dass der träge Energiemarkt meist eine unelastische Nachfrage aufweist (vgl. Abschnitt 5.1). Daher kann dieses Feature vernachlässigt werden, da es wenige Partialmärkte im Energiesektor gibt, deren Nachfrage preiselastisch ist. Dies wird vor allem nur bei neuen Technologien anzutreffen sein, die kein essentielles Gut darstellen.[356] TIMES unterscheidet zwischen alten und neuen Anlagen (Prozessen) und berücksichtigt Alterungsprozesse, was zur Heterogenität beiträgt. Wirkungsgradverbesserungen können derart erklärt werden, bleiben aber weiterhin exogener Natur. Unterschiedliche Zeitfenster und Regionen reflektieren ein Mehr an Realität und Flexibilität. Durch Restriktionen können Emissionen limitiert werden, so dass das Umsetzen des Kyoto-Protokolls (vgl. Abschnitt 4.2.3) analysiert werden kann. Ein Zertifikatehandel ist aufgrund der interregionalen Austauschprozesse möglich. Ebenso können durch die regionale Differenzierung Emerging Economies im Vergleich zu Industrienationen abgebildet werden. Zu den exogenen Eingaben gehören im Prinzip alle technischen und ökonomischen Parameter. Der Endogenisierungsgrad von TIMES ist sehr gering.

[356] Würde sich beispielsweise die dezentrale PV für private Haushalte verteuern, so würde dies mit einem Nachfragerückgang verbunden sein. Bei Kraftstoffen oder Elektrizität wird dieser Effekt nicht zu beobachten sein.

Lediglich endogenes Lernen ist bei den Investitionskosten implementiert. Dadurch, dass zukünftige Investitionen relativ gesehen billiger sind aufgrund von möglichen Lerneffekten, sind Substitutionsmechanismen (vgl. Abschnitt 4.4) indirekt darstellbar. Die zukünftige Entwicklung der Rahmenannahmen ist vollständig bekannt: Wirkungsgrade (vgl. Kapitel 2), Energienachfrage und –preise (vgl. Kapitel 5) und politische Rahmenbedingungen von morgen (vgl. Kapitel 4) werden als bekannt angenommen. Daher sind mehrere Szenarien und Sensitivitätsanalysen notwendig, um dieser Unsicherheit zu begegnen. Ein Unsicherheitsindex innerhalb TIMES ist zwar möglich und erlaubt stochastische und Fuzzy-Modelle[357], reicht aber bei nur einem zu generierenden Modell bzw. Szenarium nicht aus.

7.7 Grundlegende Annahme der Neoklassik in TIMES

Die Grundannahmen von TIMES basieren vorwiegend auf der Neoklassischen Ökonomik. Durch die *Minimierung der Zielfunktion* werden Technologien und Güter nur aufgrund ihrer Kosten, nicht aufgrund nachhaltiger Aspekte ausgewählt. Dabei existiert nur eine einzige Zielfunktion, nicht mehrere für die jeweiligen Partialmärkte (Verkehr, Elektrizität, etc.). Da lediglich *perfekte Märkte*[358] angenommen werden, vereinfacht dies zwar die Modellierung und reduziert die Komplexität, spiegelt aber weniger die Realität wider. Monopole und Oligopole sind durch TIMES nicht darstellbar, obwohl sie sehr häufig anzutreffen sind. TIMES unterstellt ferner *vollkommene Voraussicht*. Zukünftige ökonomische und technologische Parameter sind bekannt. Kostenstrukturen werden geschätzt und als gegeben für die neue Technologie angenommen. Sie können zwar flexibel geändert werden, verzerren aber eventuell das „optimale“ Ergebnis durch die Kostenminimierung. So könnte beispielsweise die Kernfusion kostengünstiger sein als vermutet. Der *technische Fortschritt* wird zwar erfasst, aber manuell durch den Anwender eingegeben. Dazu zählen u.a. Wirkungsgradverbesserungen, das zukünftige Technologieportfolio und Emissionsreduzierungen. Den erstellten Energiemodellen wird jede Art von Eigendynamik und Endogenität versagt: Der Innovationsprozess an sich wird nicht dargestellt, der Übergang resp. die Diffusion von Technologien und Energieträgern bleibt außen vor.

[357] Vgl. ETSAP Newsletter Vol.7, No.1 (01/00)

[358] Begründung: Da nur Kosten betrachtet werden, ist davon auszugehen, dass Kosten = Erlöse, ergo ein Gewinn von Null (p=MC). Daraus resultieren perfekte Märkte (Polypol).

Unsicherheit kann durch verschiedene Szenarien zwar verringert werden, ist aber in TIMES aufgrund der vollkommenen Voraussicht nicht explizit berücksichtigt. Insbesondere die politische Unsicherheit (bspw. Ausstieg aus der Kernenergie) ist im Energiesektor von zentraler Bedeutung. Die Einführung stochastischer Prozesse kann dies nur grob kompensieren.

TIMES weicht allerdings bei der Homogenität teils von der Neoklassik ab: Zwar werden Akteure lediglich als Prozesse abgebildet, jedoch ist innerhalb dieser Prozesse (und im RES) eine Sektorierung in Haushalte und Unternehmen möglich. Besonders die Technologien werden durch Baujahr und Alterung beschrieben, was zu einem heterogenen Bestand von vor beispielsweise Kraftwerken führt. Perfekte Homogenität im Sinne der Neoklassik von Unternehmen (= PRCs) und Energieträgern (= COMs) ist folglich nicht gegeben. Im nachfolgenden Kapitel werden diese ökonomischen Grundlagen des Energiemodellgenerators TIMES genauer analysiert – insbesondere im Kontext der evolutorischen Ökonomik. Einen Überblick über die Merkmale der Neoklassik und Evolutorik bietet der Anhang dieser Arbeit.

8 TIMES – Eine kritische Würdigung

Im Gegensatz zur Neoklassik (Allokationsökonomie) ist die Evolutorik eine lern- und wissensbasierte Ökonomie. Die Grundannahmen der Neoklassik, wie vollständige Konkurrenz und Pareto-Optimum (optimum optimorum), Markträumung sowie einen repräsentativen Akteur (Homogenität) in Form eines homo oeconomicus lehnt die Evolutorik ab. Dafür treten an die Stelle von Gleichgewichtsmodellen Tendenzaussaugen und Simulationsmodelle, die das dynamische Verhalten von heterogenen Akteuren erfassen sollen. Statt eines perfekt handelnden Akteurs nimmt man einen homo creativus an, der weder vollkommene Voraussicht, noch vollkommene Informationen besitzt. Beschränkte Rationalität und technologische Fähigkeiten versetzen heterogene Akteure in Such- und Experimentierverhalten, um in einer Umgebung starker Unsicherheit auf Neues zu stoßen. Diesen Innovationsprozess lösen vor allem dynamische Unternehmer aus, die für ihr eingegangenes Risiko belohnt werden müssen. Der Innovationsprozess selbst ist kein linearer, sondern ein vernetzter Prozess mit Feedback-Prozessen innerhalb der Invention, Innovation, Diffusion und Imitation. Der technische Fortschritt fällt nicht wie „Manna vom Himmel“ (exogener technischer Fortschritt), sondern ist vielmehr endogener Natur und verantwortlich für wirtschaftliches Wachstum. Insbesondere Lernprozesse, Kooperationen, Synergieeffekte (cross-fertilization) und Spillovers kennzeichnen den Entwicklungspfad (siehe auch Abschnitt 4.3.3). Diese technologischen Entwicklungen und Übergänge negiert die Neoklassik. Nur durch die Lockerung der Annahmen der Neoklassischen Schule können – so die Evolutorik – langfristige ökonomische und soziale Entwicklungen resp. Veränderungen einer Volkswirtschaft und somit auch das Wachstum und das Entstehen neuer Industriezweige, Güter und Technologien erklärt werden.[359]

In den nachfolgenden Abschnitten wird daher der Energiemodellgenerator TIMES unter evolutorischen Gesichtspunkten genauer analysiert. Die Abschnitte 7.6 und 7.7 haben bereits auf Schwachstellen des Modells hingewiesen. Insbesondere die fehlenden Marktausprägungen, der exogene technische Fortschritt und die Grundannahmen der Neoklassik wie vollkommene Voraussicht, ergo keine Unsicherheit und die Auswahl der Technologien und Energieträger durch die Kostenminimierung sind kritisch zu hinterfragen. Flexibilität und Nachhaltigkeit ist durch den Neoklassischen Kern in TIMES schwer möglich. Nachhaltige Entwicklung benötigt technischen Fortschritt. Diesen abzubilden ist, wie in Kapitel 6 bereits erläutert, schwer. Allerdings wäre es denkbar, Ausschnitte wie Diffusionsmodelle zu implementieren, die auf Erfahrungen der Vergangenheit aufbauen (vgl. Abschnitt 4.3.5: lange Wellen).

[359] Vgl. Pyka (2003, 3-4); agent-based-models können hierfür einen Beitrag leisten

8.1 Marktstrukturen

TIMES unterstellt vollkommene Konkurrenz. Daher reicht es aus, nur die Kostenseite darzustellen, da bei perfekten Märkten resp. vollständiger Konkurrenz die Kosten den Erträgen entsprechen. Modelliert man allerdings Marktversagen bzw. unvollkommene Märkte, auf denen ein positiver Gewinn erzielt wird, so reicht es nicht mehr aus, lediglich die Kostenseite zu betrachten, da die Anbieter die Güter nicht unter der Prämisse p=MC weitergeben werden. Unterstellt man bei Marktmacht weiterhin eine unelastische Nachfrage[360], so kann der Anbieter durch Angebotsverknappung im Prinzip jeden Preis verlangen, der weit über den Produktions- resp. Grenzkosten (MC) liegt.[361] Folglich würde TIMES durch die Optimierungsroutine das gleiche allokative Ergebnis darstellen wie bei Polypolen, wenn es nur die Kosten betrachtet. Die Gesamtkosten bzw. -preise würden aber realiter das Modellergebnis weit übersteigen. Die Abbildung 8.1 spiegelt den Monopolfall wider. Die Produzentenrente steigt, die Konsumentenrente fällt. Ein Wohlfahrtverlust (dwl) stellt sich ein.[362]

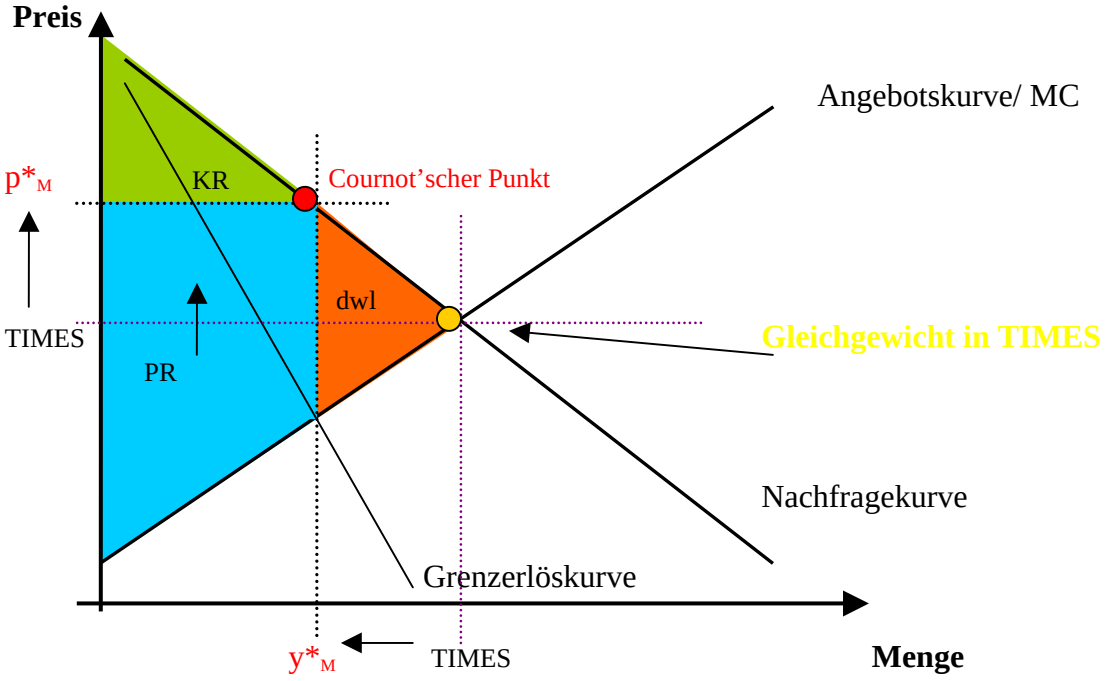


Abbildung 8.1 Monopol

[360] Energie als essentielles Gut bzw. essentiellen Produktionsfaktor

[361] Dabei wird unterstellt, dass die Kostenstruktur in einem Monopol gleich der in einem Polypol ist.

[362] In der Literatur (Loulou) findet man den Hinweis, dass TIMES in der Lage ist, bei elastischer Nachfrage (vgl. Abschnitt 7.5.2) im Polypolfall den Wohlfahrtsverlust zu berechnen. Im Monopolfall tritt ein spezieller Wohlfahrtsverlust ein, der so genannte „dead-weight-loss". Dieser könnte durch TIMES berechnet werden, wenn die Marktstruktur Monopol berücksichtigt würde.

Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben, wird bei Erdöl in naher Zukunft eine Monopolstellung der OPEC erwartet, da diese über ¾ der Erdölreserven verfügen. Auch im Strom- und Gasmarkt sind oftmals noch (natürliche) Monopole anzutreffen, vor allem in der Feinverteilung. Oligopole beobachtet man in der heutigen Erdölbranche und beispielsweise bei Tankstellen. Markteintrittsbarrieren sichern die Monopol- bzw. Oligopolstellung nicht selten ab. Daher ist es in TIMES unumgänglich, neben Polypolen auch mehr realistischere Marktstrukturen zu implementieren, da der Energiemarkt kein perfekter Markt ist. Wie bereits in Abschnitt 4.3.3 erläutert, ist es für einen dynamischen, innovativen Unternehmer legitim, eine kurzfristige Monopolstellung für das eingegangene Risiko einzunehmen. Möchte man in TIMES den technischen Fortschritt endogenisieren, muss man neben den oben angeführten Argumenten auch in diesem Fall die Marktausprägung Monopol berücksichtigen. Folglich sollten Monopole und Oligopole in das TIMES-Modell implementiert werden. Letztere können durch simultane oder sequentielle Gleichgewichtsmodelle (Nash/ Stackelberg) der Spieltheorie beschrieben werden. Eine Optimierungsroutine, die lediglich die Kosten betrachtet und minimiert, ist dann nicht mehr möglich.

8.2 Neoklassische Grundannahmen

Zu den Neoklassischen Grundannahmen zählen perfekte Voraussicht, Information und Rationalität (homo oeconomicus), homogene Akteure und Technologien sowie schwache bis keine Unsicherheit, was sich aus perfekter Voraussicht ableitet. Der technische Fortschritt ist exogener Natur, der Innovationsprozess ist linear.

8.2.1 Der homo oeconomicus und Risiko

In der Neoklassik existiert zwar Unsicherheit – jedoch nur eine schwache. Diese kann mehr als Risiko verstanden werden. Durch stochastische Indexierung ist es TIMES möglich, dieses Risiko einzubauen. In der Evolutorik hingegen nimmt man starke Unsicherheit an, die mit Wahrscheinlichkeitsfunktionen nicht mehr darstellbar ist. Insbesondere der Innovationsprozess ist durch intrinsische Unsicherheit gekennzeichnet. Technologische Unsicherheit induziert Fehler und Überraschungen[363].

[363] Vgl. Pyka (2003, 9)

Simulationsmodelle können hierfür einen Beitrag leisten, um darzustellen, wie (technologische) Lernprozesse diese Unsicherheit reduzieren können. Der Anwender hat in TIMES alle Parameter der heutigen und zukünftigen Entwicklung der Technik und Wirtschaft einzugeben. Diese Eingaben implizieren perfekte Information und Voraussicht. Ergo wird unterstellt, dass alle Kosten vollkommen bekannt sind, ebenso heutige und zukünftige Produktionsfunktionen der Unternehmen. Realistisch sind diese Annahmen kaum – vor allem nicht im komplexen Energiemarkt. Private Haushalte wissen beispielsweise nicht, welchen Strom und woher sie diesen eigentlich beziehen. Kein Marktteilnehmer weiß, wie viel Energie er in zehn Jahren nachfragen bzw. verbrauchen wird. Zwar kann man Tendenzaussagen aufstellen (Strompreis wird fallen und Benzinpreis wird steigen), dies reicht aber nicht annähernd aus, um in einem derart komplexen Modell, das auf der Kostenminimierung basiert, Partialmarktgleichgewichte der Zukunft zu bestimmen. Kritisch hervorzuheben ist hierbei die exogene Energienachfrage. Wie in Kapitel 5 dargestellt, ist sie determiniert durch Einflussfaktoren. So könnte man die Nachfrage nach Energie teilweise endogenisieren, indem man sie nicht nur vom Energiepreis, sondern auch von der Entwicklung der Bevölkerung und des Wirtschaftswachstums abhängig macht. Dies ist in TIMES durch die Verknüpfung mehrerer COMs (GDP=COM; Pop=COM) teilweise möglich. Die Energiepreise wiederum stehen in (reziproker) Abhängigkeit mit der Knappheit, dem technischen Fortschritt, der Marktstruktur, dem politischen Umfeld u.v.m. Der Abschnitt 8.5 führt diesen Gedankengang fort. Durch perfekte Voraussicht und Information sowie fehlender echter Unsicherheit in der Neoklassik und im Energie-Nachfrage-Modellteil von TIMES werden (makroökonomische) Schocks wie sie in den 70er Jahren gegeben waren (vgl. Abschnitte 3.1.2 und 5.3.1) vollkommen ignoriert. Um der Unsicherheit, die die Evolutorik postuliert, gerecht zu werden, müssten derartige Szenarien mittels mehrerer TIMES-Modelle simuliert werden.

8.2.2 Heterogene Akteure, Technologien und Energieträger

Die Evolutorische/ Neo-Schumpeterianische Ökonomik unterscheidet bei den Akteuren zwischen ihrem (innovativen) Verhalten und Wissen. Akteure eignen sich durch dynamische Lernprozesse Wissen an und lernen aus ihren eigenen Erfahrungen.[364] Somit entsteht vor allem aufgrund des unterschiedlichen Humankapitals, aber auch wegen ungleichen Ausstattungen in Form von technischen Anlagen und Maschinen eine Heterogenität, die mit dem repräsentativen Akteur der Neoklassik (homo oeconomicus) nicht vereinbar ist.

[364] Vgl. Pyka (2003, 16)

Das Verhalten ist meist determiniert durch Routineverhalten, was der Beweis für beschränkte Rationalität und „satisficing behaviour“ ist – bringt aber auch Stabilität ins System.[365] Die Akteure interagieren dabei in Netzwerken. Zudem stehen Akteure und Technologien in einer gegenseitigen Abhängigkeit. Klassische Modelle eignen sich dafür kaum, diese Dynamik in sozioökonomischen Modellen darzustellen. Multi-Agenten-Systeme können dieses Verhalten und die unterschiedlichen Ausstattungen von Akteuren innerhalb von Simulationsmodellen wiedergeben.

Im Energiemarkt sind drei verschiedene Klassen von Akteuren anzutreffen: Unternehmen, die COMs produzieren, private Haushalte, die diese nachfragen und staatliche Instanzen, die durch Regulierungs- und Aufsichtsbehörden die Rahmenbedingungen schaffen, Energie nachfragen und sich oftmals bei der Grundlagenforschung engagieren. Jedes Unternehmen hat in der Realität eine unterschiedliche Ausstattung an Technologien und Inputs. So stellt das eine Unternehmen im Elektrizitätssektor Strom mittels Kohlekraftwerken her, das andere durch Kernenergie, ein anderes aus Wasser- oder Windkraft. Andere Branchen sind für den Transport oder die Verteilung zuständig. Auch unterscheiden sich Unternehmen hinsichtlich ihrer Zugangsmöglichkeiten zu Energieträgern und Abnehmern. Private Haushalte haben unterschiedliche Bedürfnisse an Energie. Während die einen ihre Wärme aus Gas erzeugen, benötigen andere Heizöl. Manche Haushalte produzieren einen Teil des benötigten Stroms selbst mittels dezentralen photovoltaischen Anlagen, andere beziehen den Strom regulär durch das regionale Verteilungsnetz.

In TIMES werden Unternehmen nur als Prozesse modelliert. Dabei stellen unterschiedliche PRCs verschiedene Unternehmen dar. Ebenso werden Haushalte indirekt als Prozesse definiert, die bestimmte Güter nachfragen. Private Haushalte sind als ein Ausschnitt des RES zu betrachten (vgl. Abbildung 7.3), der einen Sektor im Energiemodell darstellt. Der Staat kann ebenfalls als Nachfrager, oder als eine übergeordnete Instanz, die Auflagen und Vorschriften produziert, modelliert werden. Diese Auflagen und Vorschriften werden als Restriktionen durch Parameter definiert und fließen als Nebenbedingungen in den Optimierungsvorgang ein. Ferner kann der Staat Steuern erheben und subventionieren, was TIMES den Prozessen und Gütern selbstständig auf- oder abschlägt. Folglich existieren in TIMES keine Akteure per se – nur ihre Abstraktion durch Prozesse und Restriktion.

[365] Vgl. Pyka (2003, 19)

In TIMES sind Technologien (=PRCs) und Energieträger (=COMs) teils heterogen. Der Modellgenerator akzeptiert ein großes Portfolio an unterschiedlichen Primärenergieträgern und Technologien. Letztere sind nach ihrem Baujahr indexiert und aufgrund von Alterungsprozessen verschieden. Akteure in Form von Prozessen werden ebenfalls ansatzweise heterogen dargestellt.

So kann beispielsweise der Unternehmenssektor in Branchen untergliedert werden. Diesen Branchen können wiederum unterschiedliche Subbranchen und Unternehmen zugeordnet werden. Das eine Unternehmen kann Erdöl fördern, das andere wandelt es um, ein letztes verteilt das Raffinerieprodukt – jeweils dargestellt durch Prozesse. Private Haushalte können (wie im obigen Beispiel) je nach Zugang zum Verteilungsnetz Gas oder Heizöl nachfragen.

Aus den obigen Beschreibungen wird klar, dass aufgrund der Abstraktion von Akteuren durch Prozesse das Unterscheiden der einzelnen Akteure nach ihrem Wissen und Verhalten – insbesondere im Hinblick auf Innovationstätigkeiten – fehlt. Innerhalb von TIMES hat jeder abstrakte Akteur vollkommene Voraussicht und Information. Durch Restriktionen (bspw. CO_2-Restrikitionen) passen sich alle Flüsse im Modell an, indem sie Vorgaben einhalten. Anreize zu F&E bestehen nicht, da jedem (abstrakten) Unternehmen innerhalb einer Region und Periode die neuste Technologie zur Verfügung steht („ready-to-use-Konzept“). Zwar kann modelliert werden, dass die Kernfusion beispielsweise nur Deutschland zugänglich ist, welche Unternehmen jedoch in der Lage sind, diese Technik aufgrund des spezifischen Know-hows einzusetzen, bleibt außen vor. Dies ist einsichtig, da der technische Fortschritt nur exogener Natur in TIMES ist (vgl. Abschnitt 8.4). Analysiert man ein Weltmodell auf die Auswirkungen von ökologischen Restriktionen, so mag diese Kritik nebensächlich sein. Versucht man allerdings zu erklären, wie sich neue Technologien im Energiemarkt im Laufe der Zeit verteilen, ist das innovative Verhalten von Unternehmen mit in Betracht zu ziehen.

Akteure und Technologien stehen wie beschrieben in Abhängigkeit und Interaktion. Ergo ist der Energiesektor durch sozio-ökonomische und techno-ökonomische Abhängigkeiten gekennzeichnet.[366] Multi-Agenten-Systeme analysieren diese Beziehungen und sollten daher mit Energieflussmodellen kombiniert werden, um zum einen Akteure überhaupt darstellen zu können, zum anderen um Verhalten und Lernprozesse dieser simulieren zu können. So könnten beispielsweise Diffusionsmodelle in TIMES integriert und analysiert werden.

[366] Vgl. Pyka (2003, 24)

8.3 Die (Kosten-) Minimierung der Zielfunktion

Wie in Kapitel 7 dargestellt, beschreibt TIMES alle Kosten in der Zielfunktion, die anschließend durch den Solver minimiert werden. Folglich werden nur die billigsten Optionen gewählt. Lerneffekte (siehe vorheriger Abschnitte) werden hierbei exogen unterstellt. Werden durch den Anwender Restriktionen, wie beispielsweise ein Mindestmarktanteil (vgl. Abschnitt 7.3.5) der erneuerbaren Energien eingegeben, so erscheinen diese neben den billigsten Optionen in der Optimallösung. Folglich kann der kritische Marktanteil (vgl. Abschnitt 4.3.5 und 8.4.2) durch den Anwender „überwunden“ werden. Der Eigendynamik der Diffusionen von erneuerbaren Energien trägt dies natürlich nicht Rechnung. Durch diese Beschränkungen kann indirekt Nachhaltigkeit implementiert werden – auch durch die Verwendung von Vollkosten statt reinen betriebswirtschaftlichen Kosten. Indirekt bedeutet, dass die Nachhaltigkeit weiterhin ein Randphänomen bleibt. Die Minimierung der Gesamtkosten steht weiterhin im Vordergrund. Denkbar wäre auch, statt einer kostenminimierenden Zielfunktion eine emissionsminimierende zu integrieren, so dass die Nachhaltigkeit und nicht die gesamtwirtschaftlichen Kosten im Vordergrund stehen. Somit könnte je nach Wunsch defensives (reaktives) oder offensives (aktives) Umweltmanagement durch die Zielfunktion im Sinne der Umweltökonomik beschrieben werden.

Das größte Problem in der EQ_OBJ besteht in der Schätzung der Kostenstrukturen der Technologien und Güter, vor allem in denen der Zukunft. Für eine Legitimierung der Kostenminimierung müssen alle Kosten detailliert bekannt sein. Schätzungen können das Ergebnis verzerren. Wie bereits an anderer Stelle erklärt, könnte es sein, dass durch die Berechung von TIMES-Modellen die Kernfusion nie in der Zukunft eingesetzt wird, da sie zu teuer erscheint. Diese Kosten können aber heute nur geschätzt werden. Nicht zu vernachlässigen ist an dieser Stelle, dass neben den Kosten auch Nachhaltigkeitsaspekte eine Rolle spielen. Welchen Sinn macht es, wenn man ab dem Jahre 2050 nur Gas für die Stromerzeugung benutzt, obwohl die Kernenergie – hier die Kernfusion – wesentlich umweltfreundlicher, aber evtl. ein paar Prozent teurer ist?

Durch die Kostenminimierung werden demzufolge die kostengünstigsten Technologien und Systeme ausgewählt. Da der Energiemarkt träge ist und strategische Entscheidungen langfristige Auswirkungen haben, ist das resultierende Energiesystem für die nächsten Jahrzehnte fix. Im Sinne einer evolutorischen Sichtweise mangelt es an Flexibilität: Heute getroffene Entscheidungen und Umsetzungen über die Ausgestaltung der zukünftigen Energiesysteme sind meist irreversibel. Daher sollten Alternativen wie die Kernfusion oder PV nicht aufgrund von Kostenüberlegungen verworfen werden.

Dadurch, dass der Staat hohen Einfluss auf den Energiesektor hat, können sich Auflagen jederzeit ändern. Ein unflexibles Portfolio an Energietechnologien, ausgewählt aufgrund lediglich monetärer Aspekte, wird sich den neuen Anforderungen schwer anpassen können. Ziel sollte es sein, ein breites Portfolio von unterschiedlichen Energiesystemen zu haben, um ein Mehr an Flexibilität zu erreichen. In diesem Zusammenhang spielen die Potentiale von erneuerbaren Energien eine große Rolle (vgl. Abbildung 3.28). Letztendlich sind erneuerbare Energien und Kernenergien Backstops (vgl. Abschnitt 4.3.4). Je früher man diese Optionen berücksichtigt, desto besser. Die Evolutorische Ökonomik gibt, wie ersichtlich, eine andere Qualität von Handlungsempfehlungen. Erfahrungen der Vergangenheit sollten auch Einfluss auf Entscheidungen haben, nicht alleine monetäre Aspekte.

Was weiterhin offen bleibt, ist der Übergang der durch TIMES-Modelle empfohlenen Energiesysteme. Diese Modelle sagen zwar, „was“ im Jahre 2050 Energie erzeugt, jedoch nicht wie der (technologische) Übergang aussieht. Der technische Fortschritt bleibt in seiner Dynamik außen vor.

8.4 Technischer Fortschritt und Innovationsprozess

Im Kapitel 4.3 wurde bereits auf den technischen Fortschritt und den Innovationsprozess eingegangen. Im Energiesektor ist technischer Fortschritt notwendig, um neue Technologien (PV, Kernfusion oder Brennstoffzelle) und Energiebasen und –speicher (H_2) hervorzubringen. Effizienzsteigerungen (in Form von Wirkungsgradverbesserungen und REV) bei vor allem erneuerbaren Energien, Erhöhung der Reichweite (neue Explorations- und Förderungstechniken) oder eine Reduktion der Umweltbelastung sind nur möglich durch weiteren technischen Fortschritt. Daher beeinflusst er auch die LCA-Analysen, Rohstoffbasen und Energiepreise. Zusammengefasst geht es darum, Energie effizienter zu nutzen resp. den Verbrauch zu senken und Alternativen zu entwickeln. Bei erneuerbaren Energien beeinflusst der technische Fortschritt die Potentiale, Preise, Erntefaktoren und Skaleneffekte bei der Herstellung. Ein Wohlfahrtsanstieg bei gleichzeitig sinkendem Verbrauch an Ressourcen und weniger Umweltbelastung (nachhaltige Entwicklung) ist somit möglich.

In Energiemodellen ist die Invention eher von nachrangigem Interesse. Innovationen und vor allem Diffusionen spielen eine wichtige Rolle – die TIMES negiert. In TIMES ist der technische Fortschritt zwar ansatzweise implementiert, bleibt aber bis auf eine Ausnahme (ETL) exogener Natur und fällt wie „Manna vom Himmel“. So können Innovationen in Form von neuen Produkten und Technologien (wie die Kernfusion) zwar eingebettet werden („ready-to-use-Konzept), dies jedoch exogen durch die Benutzereingaben. Forschung und Entwicklung, die Voraussetzungen für technischen Fortschritt und Innovationen, sind in TIMES (durch Prozesse) nicht berücksichtigt. Folglich werden Effizienzsteigerungen durch Wirkungsgradverbesserungen aus exogenen Lernprozessen unterstellt, Emissionsreduzierungen in der Zukunft als gegeben angenommen. Die Evolutorik hingegen sieht den Innovationsprozess vielmehr als ein kollektives Such- und Experimentierverhalten („trial-and-error-behavior“) in einer Umgebung starker Unsicherheit. Sie will erklären, wie es zu technischem Fortschritt und Innovationen überhaupt kommt und wie sich diese über die Zeit hinweg verbreiten. Wirkungsgradverbesserungen sollten daher durch (interaktive) Lerneffekte erklärt werden. Deshalb sind Effizienzsteigerungen dynamischer, nicht statischer Natur. Dargestellt werden kann dieser endogene technische Fortschritt ebenso wie die Heterogenität durch Simulationsmodelle.

Die einzige Ausnahme in TIMES ist das *endogene* technologische Lernen, das von den exogenen Eigenschaften des technischen Fortschritts in TIMES abweicht.

8.4.1 Endogenous Technological Learning (ETL)

Die Investitionskosten im Energiesektor sind meist sehr hoch (im Vergleich zu anderen Branchen), irreversibel und bestimmen den Technologiebestand für die nächsten Jahrzehnte. In TIMES ist bei den Investitionskosten endogenes technologisches Lernen implementiert. Durch (exogen unterstellte) Lernprozesse fallen die Kosten für beispielsweise Kraftwerke im Laufe der Zeit. In Abschnitt 4.1.1 wurden die Investitionskosten bereits diskutiert. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass die Investitionskosten proportional mit der Fläche oder dem Volumen steigen. Dies tangiert mehr Skaleneffekte. ETL in TIMES hingegen bezieht sich lediglich auf neue, identische Kraftwerke. So kostet z.B. ein GuD-Erdgas-Kraftwerk mit einer Leistung von 400 MW in t eine Milliarde Euro, in t_{+1} 900 Millionen Euro.

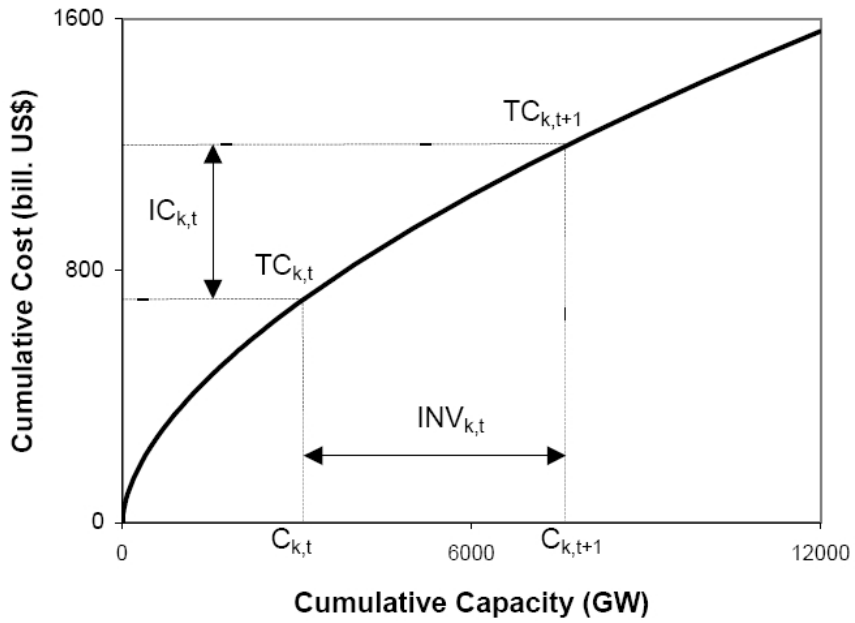
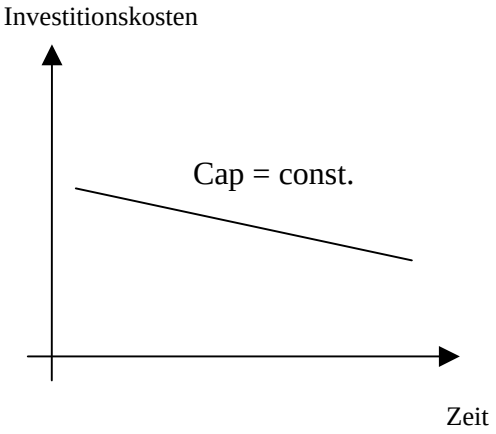


Abbildung 8.2 Erfahrungskurve (ETL)[367]

Abbildung 8.2 zeigt den konkaven Verlauf der kumulierten (spezifischen) Investitionskosten. Somit haben die kumulierten Kosten einen abnehmenden Verlauf. IC stellen die Investitionskosten dar, TC die Gesamtkosten. Mit steigender Kapazität und zunehmendem Wissen bzw. zunehmenden Erfahrungen fallen die Kosten relativ im Vergleich zu alten Investitionen. Die Steigung der Erfahrungskurve nimmt daher mit steigender kumulierter Kapazität ab.



Je mehr gleichartige Kraftwerke (Cap = const.) im Zeitverlauf gebaut werden, desto geringer sind die Investitionskosten pro Anlage. Dies kann als inkrementelle Innovation verstanden werden.

TIMES nutzt ETL nur bei den Investitionskosten. Das Konzept der Erfahrungskurve könnte auch auf variable Kosten, Stilllegungs- und Unterhaltskosten bezogen werden.

[367] aus: Barreto (2001, 43)

8.4.2 Diffusion und technologische Übergänge

Im Abschnitt 4.3 und 8.2.2 wurden bereits Diffusionsmodelle und Integrationsmöglichkeiten in TIMES angesprochen. Wie erläutert, findet in TIMES keine Diffusion in dem Sinne statt, dass sich eine Erneuerung im Laufe der Zeit über bestimmte Kanäle hinweg über verschiedene Akteure im Energiesektor verteilt. Innovationen werden durch den Benutzer den jeweiligen Regionen ab einem bestimmten Zeitpunkt zugeteilt und stehen „zur Verfügung“. Ob sie dann letztendlich eingesetzt werden, hängt von der Zielfunktion bzw. Kostenminimierung ab. In der Realität ist natürlich auch der Preis bzw. sind die Kosten dafür verantwortlich, ob sich eine Innovation am Markt ausbreitet. Anfangs werden nur innovative Energiedienstleister die teure Technologie einsetzen. Durch den „trickle-down-Effekt“[368] werden diese Technologien im Zeitablauf günstiger. Das logistische Wachstumsmodell (vgl. Abschnitt 4.3.5) kann den Verlauf der Diffusion wiedergeben. TIMES betrachtet diese Kostensenkungspotentiale nicht. Sie können zwar exogen eingegeben werden, unterstellen jedoch dann, dass eine Diffusion eintrat, die TIMES aber im result-file nicht widerspiegelt.

TIMES sollte daher um Diffusionsmodelle ergänzt werden, um Basisinnovationen und Backstop-Technologien wie erneuerbare Energien und die Kernfusion hinsichtlich ihrer Verbreitung analysieren zu können (Marktpenetrationsrate). Dabei könnte untersucht werden, wie der kritische Marktanteil von zwei bis drei Prozent erreicht wird. Gerade im Energiesektor ist dieser Aspekt von essentieller Bedeutung, da die fossilen Energieträger ihre dominante Stellung (80 bis 90 Prozent des Weltenergiekonsums) in naher Zukunft verlieren werden. Diese technologischen Übergänge können in TIMES durch Mindestmarktanteile zwar erzwungen werden, die Dynamik bleibt aber außen vor.

Ebenso könnte untersucht werden, ob bei höheren Energiepreisen der endlichen Energieträger (wie oftmals gefordert; vgl. Abschnitt 3.4 und 4.3.4) mehr Anreiz zu F&E besteht und sich erneuerbare Energien schneller am Markt etablieren.

Aus den obigen Ausführungen wird klar, dass logistische Wachstumsmodelle, Marktpenetrationsraten und Kosteneffekte durch den trickle-down-Effekt eine sinnvolle Ergänzung in TIMES wären. Simulationsmodelle (mit heterogenen Akteuren) könnten infolgedessen den interessanten Teil des Innovationsprozesses im Energiemarkt darstellen.

[368] Durch steigende Nachfrage (zunehmende Marktreife, band-waggon-Effekt, Skaleneffekte) fällt der Preis für die neue Technologie und findet folglich mehr Abnehmer.

8.5 Endogenisierung des technischen Fortschrittes in TIMES

Die ökonomischen und ökologischen Aussagen, die durch TIMES-Modelle generiert werden, sind maßgeblich durch die Modellierung des technischen Fortschritts beeinflusst. Wie beschrieben, vollzieht sich dieser nur durch einen trendmäßigen Zuwachs an Effizienz (Wirkungsgradverbesserungen und ETL). Der technische Fortschritt wird daher nicht nur oberflächig dargestellt, sondern basiert auch vorwiegend auf den Annahmen der Neoklassischen Schule. Neoklassische Gleichgewichtsmodelle unterstellen beispielsweise in ihren (CES-) Produktionsfunkionen unbegrenzte Substitutionsmöglichkeiten der Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital und Energie. Aus diesen Produktionsfunktionen (Kostenstrukturen) werden kostenminimierende Faktornachfragefunktionen abgeleitet. Gerade im Energiesektor sind Substitutionsmöglichkeiten allerdings begrenzt (vgl. Abschnitt 4.4).[369]

Die Grundlage für technischen Fortschritt bildet primär die Entscheidung über die Verteilung der Ressourcen in F&E, das Ergebnis sind Innovationen in Form von neuen Produkten und Produktionsverfahren. Um zu erklären, wie es im Energiesektor zu Innovationen kommt und wie sich diese im Zeitablauf verteilen, muss der technische Fortschritt bzw. der Innovationsprozess (ansatzweise) endogenisiert werden. Um dies zu bewerkstelligen, müssen zu Beginn *reziproke Abhängigkeiten* bestimmt werden, da der technische Fortschritt nicht isoliert gesehen endogenisiert werden kann. Energiepreise und die Energienachfrage spielen ebenfalls eine wichtige Rolle, die den Innovationsprozess beeinflussen und gleichzeitig durch ihn beeinflusst werden. Somit kann die Eigendynamik mehr hervorgehoben werden.

Die globale Energienachfrage hängt unter anderem vom technischen Fortschritt ab. Durch zunehmende Effizienz kann die Nachfrage nach Energie sinken. Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum sowie die Energiepreise (insb. Erdöl) beeinflussen die Nachfrage nach Energie. Die sektorale, produktspezifische Nachfrage nach Energiedienstleistungen ist u.a. abhängig von Preis, Nutzen, der individuellen Wertschätzung, von Umstellungskosten sowie von Substituten und Komplementen.

Die Energiepreise spielen bei der Endogenisierung des technischen Fortschrittes eine besondere Rolle. Wie in Abschnitt 4.2.4 hingewiesen, kann die ineffiziente Nutzung der Energie auf zu geringe Energiepreise zurückzuführen sein. Ferner haben es erneuerbare Energien schwer, sich bei niedrigen Energiepreisen am Markt durchzusetzen.

[369] Vgl. Schleich (2002, 2)

Determinanten der Energiepreise

Reserven und Ressourcen, Knappheit, Nachfrage	Liberalisierung/ Deregulierung	Politisches Umfeld, Schocks
Technischer Fortschritt	(Globale) Marktstruktur der Anbieter	Umweltökonischen Auflagen und Steuern
Wertschöpfungskette	Effizienz der Umwandlungstechnologie	Geographische Lage

Tabelle 8.1: Determinanten der Energiepreise

Wie ersichtlich, bestehen reziproke Abhängigkeiten zwischen technischem Fortschritt, Energiepreisen und Energienachfrage. So kann ein hoher Energiepreis eine höhere Rate des technischen Fortschrittes bewirken, da mehr Investitionen in F&E getätigt werden, um neuere, kostengünstigere Technologien zu entwickeln. Forschung und Entwicklung selbst sind nicht nur vom Energiepreis abhängig, sondern auch von der Wettbewerbsintensität, von Subventionen, den Kosten von F&E, der Knappheit sowie von den erwarteten Resultaten.

Endogener technischer Fortschritt kann investitions-, nachfrage- oder F&E-induziert sein. Wichtig ist hierbei die Anbindung an Technologien, die für die technischen Weiterentwicklungen verantwortlich sind. Ein Versuch, den technischen Fortschritt konkret in TIMES zu endogenisieren, beruht auf der Idee der *auktorialen Rate des technischen Fortschrittes*, die ihrerseits die Technologien abhängig von den jeweiligen *Kennzahlen* beeinflusst. Aus der makroökonomischen Sichtweise könnte mittels ökonometrischer Methoden eine „auktoriale“ Rate des technischen Fortschrittes – ähnlich der Rate des Wirtschafts- oder Bevölkerungswachstums – ermittelt werden. Diese wäre determiniert durch die Energiepreisentwicklung, die Knappheit, das Umweltbewusstsein der Bevölkerung (Nachfrage nach umweltschonenden Technologien), den Grad der Liberalisierung des Energiesektors, die allgemeine wirtschaftliche Situation der Unternehmen und des Staates (makroökonomische Schocks), die Brisanz der Backstop-Technologien und durch die Verhaltensweisen der Akteure (absorptive Fähigkeiten, Kooperation/ Netzwerke, Spillovers). Die auktoriale Rate könnte je nach Region und Zeit abhängig von den vorstehenden Determinanten und reziproken Abhängigkeiten bestimmt werden. Ähnlich wie die Rate des Wirtschaftswachstums ist sie eine globale Durchschnittsrate. Sie kann sich aus den jeweiligen Subraten der internen Regionen zusammensetzen.

Aus der mikroökonomischen Betrachtung muss für jede Technologie (wie Steinkohlekraftwerke, Kernkraftwerke, Solarenergie, Wasserkraft, etc.) oder jeden Energieträger eine Kennzahlen-Matrix erstellt werden, die letztendlich das naturwissenschaftliche und wirtschaftliche Potential ausdrückt:

Technologie-Kennzahlen (Diffusionspotential) (nicht-) vorhandener Technologien

Auflagen/ Vorschriften/ Normen	Marktreife/ kritischer Marktanteil	Kostenminimierungs-potential	Lock-in-Effekte der bestehenden Technologien
Umweltverträglich-keitsprüfung UVP	Vorhandenes Versorgungsnetz	Markteintritts-barrieren	Wirkungsgrad-potentiale
Reichweite	Erntefaktor	Gesellschaftliche Akzeptanz	Maximaler Wirkungsgrad
Politisches Interesse	Risiken	Beitrag zur Nachhaltigkeit	Emissionen

Tabelle 8.2 Technologiekennzahlen

Für die in obiger Tabelle stehenden Determinanten können einzelne Kennzahlen und Gewichtungen vergeben werden. Letztendlich resultiert eine Gesamtkennzahl, die es ermöglicht, das Diffusionspotential der unterschiedlichen Technologien miteinander zu vergleichen. Die auktoriale Rate des technischen Fortschritts in TIMES beeinflusst nun die Technologiekennzahlen. Je stärker die auktoriale Rate ist, desto mehr profitieren alle Technologien. In Abhängigkeit ihrer Potentiale wachsen sie mit der auktorialen Rate. Um verschiedene Situationen simulieren zu können (wie mit oder ohne CO_2-Zertifikate), können unterschiedliche Gewichtungen in verschiedenen Szenarien vergeben werden. Steht beispielsweise der Umweltschutz im Vordergrund, erhalten die Determinanten „Beitrag zur Nachhaltigkeit“, „Emissionen“ und „UVP“ höhere Gewichtungen. Steht die naturwissenschaftliche Effizienz im Vordergrund, werden „Wirkungsgradpotentiale“, „maximaler Wirkungsgras“ und „Erntefaktor“ höher bewertet.

Fazit: Um den technischen Fortschritt in TIMES zu endogenisieren, müssen zuerst reziproke Abhängigkeiten bestimmt werden. Dies ist notwendig, um das „Phänomen“ des Innovationsprozesses in seinen Abhängigkeiten besser verstehen zu können. Dies kann in einem Flussbilddiagramm wiedergegeben werden. Geeignete dynamische Modelle müssen eingesetzt werden, um das Entstehen der Eigendynamik und die Funktionsweise der gegensätzlichen Beeinflussung darstellen und erzeugen zu können.

Der zweite Schritt besteht darin, die Abhängigkeiten mit der auktorialen Rate des technischen Fortschrittes in Verbindung zu bringen, so dass diese erzeugt werden kann. Diese Rate wiederum beeinflusst die Subraten. So kann bei einer geringen auktorialen Rate nur die Technologie in TIMES eingesetzt werden, deren Kennzahl die höchste ist. Bei einer hohen Rate können alle Technologien profitieren – wie stark hängt von der jeweiligen Kennzahl ab. So entscheidet TIMES nicht mittels der Kostenminimierung, welche Energieoptionen eingesetzt werden, um die Nachfrage zu decken. In diesem Fall ermittelt TIMES die Technologien, die in Abhängigkeit vom (endogenen) technischen Fortschritt das größte Potential haben, den Technologiebestand im Energiesektor flexibel, nachhaltig und kostenbewusst gestalten zu können. Erneuerbare Energien und die zukünftige Kernfusion wären folglich die privilegierten Energieoptionen.

Um die reziproken Abhängigkeiten wie beschrieben erzeugen und verwalten zu können, muss das gesamte Energiemodell neu entworfen werden. Die Benutzereingaben konzentrieren sich dabei nur noch auf wenige Startwerte. Um zu gewährleisten, dass das Modell mit nur wenigen exogenen Daten auskommt und die Eigendynamik nicht die Realität verfehlt, sind selbstlernende Methoden der Künstlichen Intelligenz (KI) notwendig. Neuro-Fuzzy-Systeme können für die Berechung der Wahrscheinlichkeiten einen Beitrag leisten. Da die KI noch weit von ihrem Reifestadium entfernt ist, sollte anfänglich versucht werden, Ausschnitte des technischen Fortschrittes in die vorhandene Konzeption von TIMES zu implementieren. Dazu eignen sich Diffusionsmodelle wie in Abschnitt 8.4.2 beschrieben. Sie würden einen nicht unbeachtlichen Teil dazu beitragen, dass der technische Fortschritt exakter dargestellt wird. So würde zwar das Entstehen des technischen Fortschrittes (vorerst) außer Acht gelassen werden, jedoch würde die Ausbreitung von Innovationen erklärt werden. Gerade im Energiesektor, der durch Backstop-Technologien wie kein anderer Markt determiniert ist, wäre dies ein großer Beitrag für wissenschaftliche Studien und Prognosen.

9 Schlussfolgerungen und Fazit

Der Energiemarkt ist im Gegensatz zu vielen anderen Branchen durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet. Stetig steigenden Nachfrage nach Energie (vor allem zukünftig bedingt durch Entwicklungsländer), staatlicher Einfluss, Ineffizienzen, Umweltverschmutzungen, erschöpfbare Produkte und Trägheit der Märkte aufgrund von hohen Kosten und Langzeitentscheidungen sind nur einige Merkmale.

Der Energiemarkt ist im Wandel. Neue Technologien werden in den Markt eindringen, da die alten in naher Zukunft aufgrund der Endlichkeit der fossilen Energieträger nicht weiter existieren können.

Energiemodelle werden eingesetzt, um die Komplexität des Energiesektors darzustellen und mögliche Szenarien der Zukunft zu generieren. Derzeitige Modelle konzentrieren sich vor allem auf die Kostenaspekte der aktuellen und zukünftigen Technologien. Sie sollten nicht als Basis für (politische) Entscheidungen eingesetzt werden, da das Resultat ein unflexibles Portfolio an Energieversorgungsoptionen darstellt. Energiemodelle sollen vielmehr einen Beitrag dazu leisten, wie die Entwicklung an sich in den nächsten Jahren vonstatten geht. Wie in dieser Arbeit ersichtlich wurde, wird dem technischen Fortschritt die Lösung aller Probleme – insbesondere im Kontext der nachhaltigen Entwicklung – zugetraut. Andererseits werden die Probleme, die aktuell in der Energiebranche bestehen, dem derzeit mangelnden technischen Fortschritt zugeschrieben. In der Tat ist die Innovationskraft im Energiemarkt anderen Sektoren weit unterlegen – bedingt durch die spezifischen Merkmale.

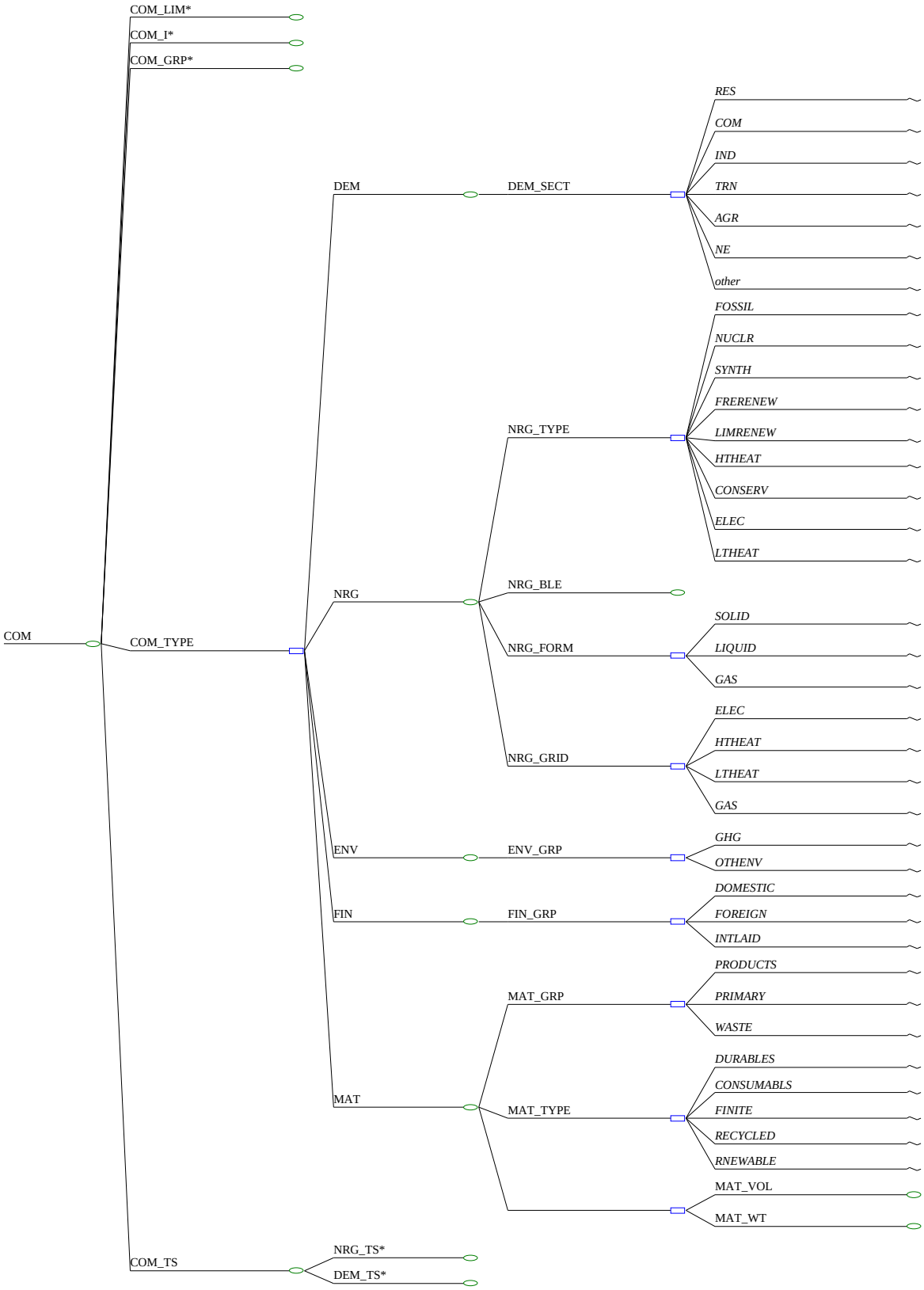
In TIMES ist der technische Fortschritt nur ansatzweise und exogen implementiert. TIMES vernachlässigt nicht nur die Entstehung und Bedeutung von Innovationen, sondern auch deren Diffusion. Aufgrund der Existenz von Backstop-Technologien müssen gerade Energiemodelle den technischen Fortschritt, wenn auch nur ausschnittsweise, darstellen können.

Die Implementierung sollte stufenweise erfolgen. Anfangs sollten Diffusionsmodelle mittels Simulationsmodellen (mit heterogenen Akteuren) ergänzt werden. Später sollte versucht werden, den technischen Fortschritt einen hohen Endogenisierungsgrad zukommen zu lassen. Dies würde der volkswirtschaftlichen Dynamik und dem bevorstehenden Wandel im Energiemarkt Rechnung tragen.

Anhang

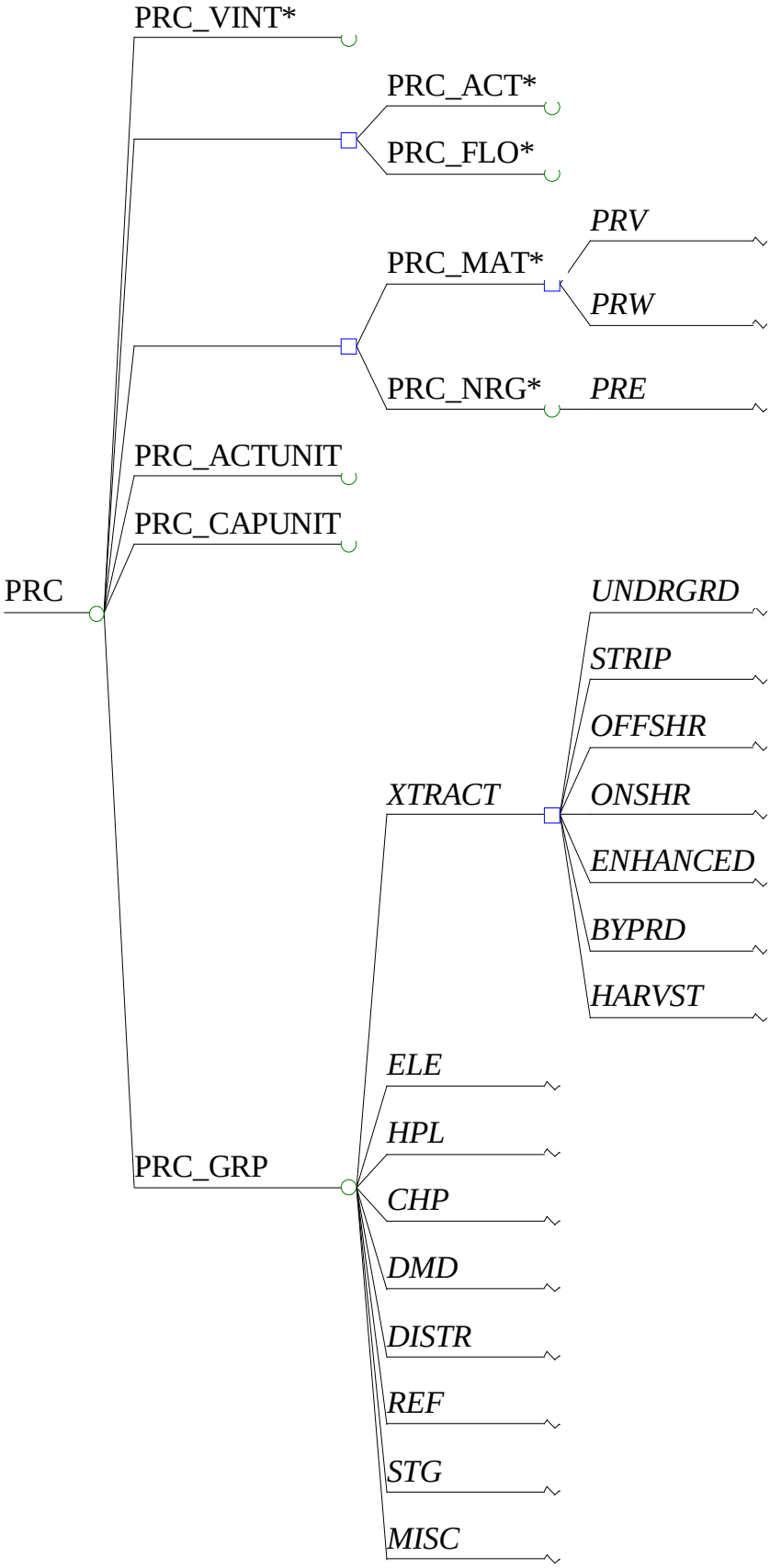
Neoklassik	Evolutorik
Allokationsökonomie	*Lern- und Wissensökonomie*
Anreizbasierter Ansatz	Wissensbasierter Ansatz
Vollkommene Konkurrenz und *Pareto-Optimalität (optimum optimorum)* Nutzenmaximierung Kostenminimierung/ Gewinnmaximierung Markträumung Unendlich schnelle Reaktionszeit (Preise) Repräsentativer Akteur (Homogenität) => GG- und Optimallösungen existieren	kein Marktgleichgewicht (kreative Zerstörung) Heterogene Akteure Tendenzaussagen
Totale Substituierbarkeit (A,K) Innovation ist Substitution gleichzusetzen	Beschränkte Substituierbarkeit (A,K)
Home oeconomicus *Schwache bis keine Unsicherheit (Risiko)* perfekte Rationalität vollkommene Info vollkommene Voraussicht optimales Handeln Vollkommene technol. Fähigkeiten	*Homo creativus* *Starke, prozessuale (technol.) Unsicherheit* Beschränkte Rationalität unvollkommene Info beschränkte Voraussicht trial-and-error Beschränkte technol. Fähigkeiten
Linearer Innovationsprozess Innovationstätigkeit als GG-Phänomen	*Vernetzter Innovationsprozess*, Eigendynamik Feed-back Prozess
Wissen ist öffentliches Gut (Patentschutz)	Wissen ist latent-öffentliches/ privates Gut (Patentschutz hier nicht anreizfördernd)
Exogener TF (ready-to-use, black box) wie Manna vom Himmel Wissen als etwas bereits Vorhandenes aber nicht berücksichtigtes Ready-to-use Konzept Innovatoren zahlen für Wissen	*Endogener TF* (Privatwirtschaft) kumulative Aktivität Integration der Forschungsaktivitäten in U. abh. vom wissenschaftlichen Fortschritt Lernprozesse (Synergie, cross-fertilization) Wissensbasierte Gesellschaften
faktorsparender oder neutraler TF	5 Formen von Innovationen (Schumpeter)
Spillovers anreizreduzierend (Durchsickern von Quasirenten)	*Spillovers anreizfördernd* bei extensiven Möglichkeiten und interindustriellen Beziehungen (ideenschaffender Effekt)
Beschäftigung oder Innovation Innovation	Beschäftigung durch

Hierarchie von COM-Sets

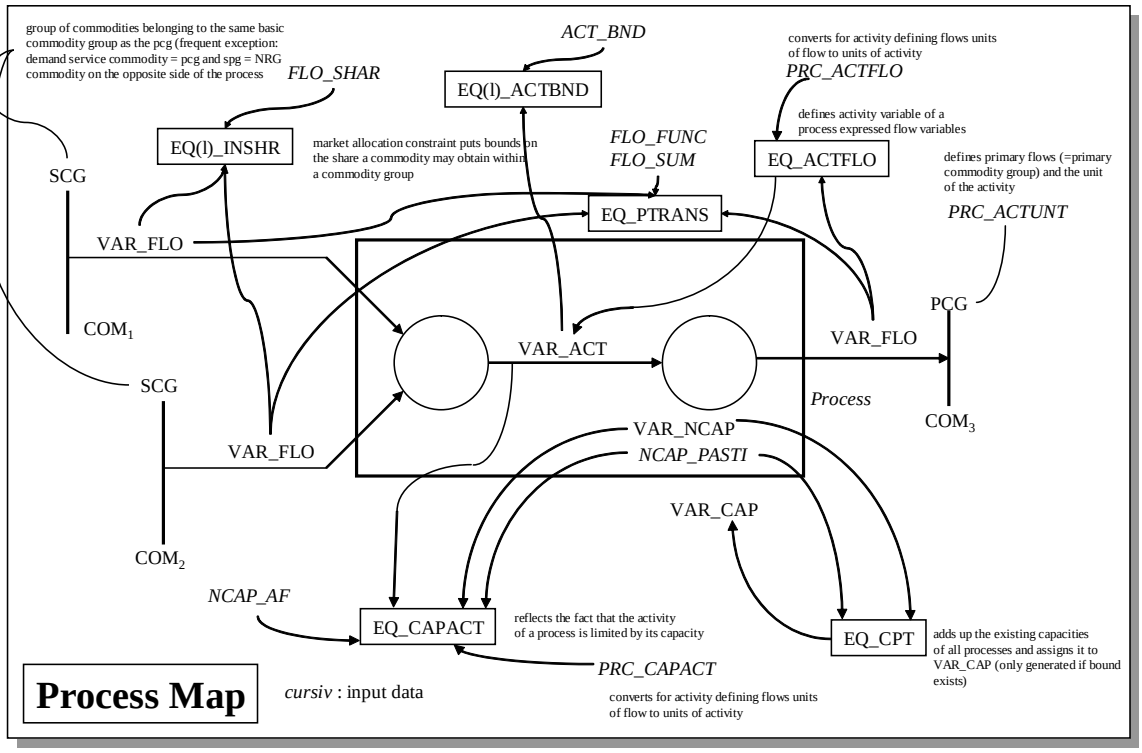


aus: ETSAP (2000, 66)

Hierarchie von PRC-Sets



aus: ETSAP (2000, 67)



aus: IER (2001a)

Literaturverzeichnis

Boyle, G., et al. (2003), Energy Systems and Sustainability. Power for a sustainable future, Oxford University Press

Diekmann, B., Heinloth, K. (1997), Energie. Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung. 2. Auflage, Verlag Teubner, Stuttgart

Erdmann, G. (1995), Energieökonomik: Theorie und Anwendung. 2. Auflage, Verlag Teubner und vdf Hochschulverlag, Stuttgart und Zürich

Hanusch, H., Kuhn, T. (1998), Einführung in die Volkswirtschaftslehre, 4. Auflage, Berlin, Heidelberg, New York: Springer

Kümmel, R. (1998), Energie und Kreativität. Verlag Teubner, Stuttgart

Majer, H. (2003), Nachhaltige Entwicklung – Leitbild für Zukunftsfähigkeit. In: Volkswirtschaftslehre, WISU 7/03, S. 935 - 943

Amtliche Veröffentlichungen

IEA (2002), CO_2 Emissions from Fuel Combustion 1971-2000. International Energy Agency, Paris

IEA (2003), Trends in photovoltaic applications, *http://apache.solarch.ch/pdf/IEATrends2002.pdf*

IMF (2003), World Economic Outlook, International Monetary Fund, Chapter 1, *http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2003/02/pdf/chapter1.pdf*

OECD / IEA (2001), Nuclear Power in the OECD, *http://www.iea.org/public/freepdfs/2001/studies/nuclear2001.pdf*

OPEC (2003), *http://www.opec.org*

World Bank Group (2002), Data and Statistics, *http://www.worldbank.org/data/quickreference/quickref.html*

World Bank Group (2003), World Development Indicators 2003

Internetartikel, Zeitschriften und sonstige Veröffentlichungen

AGFW (2000), Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien, *http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2000/628/pdf/AGFW_KWK_Vorstudie.pdf*

Albrecht, A., Buchwald, A., et al. (2003), Software zur Darstellung unterschiedlicher Auktionsformen im Rahmen des geplanten Emissionshandels für Treibhausgase, Seminararbeit Umweltinformatik, SS03, Universität Augsburg

Barlen, V. (o. J.), Energien der Erde, *http://www.energiearten.de/*

Barrel, R. (2003), World Prospects, NIESR, *http://www.un.org/esa/policy/link/presentations03/barrell_0403.PDF*

Barreto, L. (2001), Technological Learning in Energy Optimisation Models and Deployment of Emerging Technologies, Dissertation, University of Colombia

BFE (2003), Kernenergie und Energiepolitik im Ausland, *http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/energiemrkteetrgertechniken/atominitiativen/56.pdf*

Blume, R. (2001), Atmosphäre, Abgas und Abgasreinigung, *http://www.chemieunterricht.de/dc2/abgas/w-kraftw.htm*

Bogner, E. (1998), Der EU-Binnenmarkt für Strom- und Gaswirtschaft, *http://www.wu-wien.ac.at/usr/h94/h9451222/Energiemarkt.pdf*

BP (2003), BP Statistical Review of World Energy, *http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=10104&contentId=2015020*

Brilon, W. (2001), Zukunft der Kraftstoffe im Straßenverkehr, Uni Bochum, *http://www.ruhr-uni-bochum.de/verkehrswesen/vk/deutsch/Download/Kraftstoffe.pdf*

CASS (2002), Nachhaltige Elektrizitätsversorgung, *http://www.satw.ch/Reports/elektrizitaet.pdf*

ChemieNet.info (2003), *http://www.chemienet.info/4-erd.html*

dieBrennstoffzelle.de (2003), Alternative Energiequellen, *http://www.diebrennstoffzelle.de/downloads/data/alternativen.zip*

DSW (2003), Weltbevölkerung: Bald neun Milliarden Menschen, Deutsche Stiftung Weltbevölkerung, *http://www.weltbevoelkerung.de/pressetexte.html*

Egli, K. (2003), Alternative Antriebe, VCS Leonardo Spezial, *http://www.vcl.li/leo37-39_Auto.pdf*

Eherer, C. (2003), Fusion as a New Technology in an Long-Term TIMES Model of an Energy System, Zwischenbericht, Friedrich Schiedel Stiftung für Energietechnik, TU Graz

EIT (2003), Photovoltaik, *http://www.solarch.ch/index2.html*

energieportal24.de (2003), Internet-Plattform für Wasserstoff, Brennstoffzellen und Erneuerbare Energien, *http://www.energieportal24.de/start.php*

Energie-Spiegel (2002), Facts für die Energiepolitik von Morgen, PSI, ETH, *http://gabe.web.psi.ch/pdfs/Energiespiegel_Nr.6_Maerz_2002.pdf*

Erdgas (2003), Fahren mit Ergas, *http://www.erdgas.lu/online/news_d/news_d_19.html*

Erdmann, G. (2001), Sustainable Energy and Technology, in: Internationale Politik – Transatlantic Edition 2/2001, 63-68, *http://www.tu-berlin.de/~energiesysteme/publikationen/download/dgap_engl.pdf*

Erdmann, G. (2002), Strommarkt Deutschland, *http://www.tu-berlin.de/~energiesysteme/downloads/lectures/integrierte_veranstaltung/ws02/erdmann.pdf*

ETSAP (2000), The "New" ETSAP E3 MODEL Systems Documentation

ExternE (2003), Externalities of Energy, IER, Univ. Stuttgart, *http://www.externe.info/*

Exxun (2004), GDP, *http://www.exxun.com/epwr/wr_gdp.html*

Forschungszentrum Karlsruhe (2003), Programm Kernfusion, *http://hbksun17.fzk.de:8080/PKF/welcome.html*

Fricke, T. (2003), Wasserkraft, *http://tf-power.com/wasserkraft.htm*

Friedrich, R. (2002), Wie hoch sind die "externen Kosten" der verschiedenen Energietechniken bei der Stromerzeugung?, *http://www.energie-fakten.de/externe-kosten.pdf*

gibgas (2003), http://www.gibgas.de/german/fakten/index.html

Greenpeace (2003), Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, *http://webplaza.pt.lu/greenpea/kampagnen/klima/gud/10q-a.html*

Grunwald, A., et al. (2002), Kernfusion. Sachstandsbericht, *http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab75.pdf*

Hirschberg, S., Voß, A. (1999), Nachhaltigkeit und Energie: Anforderungen der Umwelt, PSI, IER, *http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/1999/460/pdf/460_1.pdf*

Hug, R. (2000), Brennstoffzelle und solarer Wasserstoff – ein Kraftpaket für die Zukunft?, *http://www.solarserver.de/solarmagazin/artikeloktober2000.html*

IER (2001a), TIMES Trainings Workshop, Basic Elements an Equations of TIMES

IER (2001b), TIMES Training Workshop

IER (2001c), TIMES Trainings Workshop, Special equations and advanced issues

IER (2003), Forum für Energiemodelle, Universität Stuttgart, http://www.ier.uni-stuttgart.de/public/de/organisation/abt/esa/projekte/forum/index/a_index.htm

IGP (2002), Energiewirtschaft in Deutschland, Univ. Stuttgart, *http://www.igp.uni-stuttgart.de/publika/pdf/energie/energie2.pdf*

IPP (2001), *Max-Planck-Institut für Plasmaphysik*, Anhörung zur Fusionsforschung, *http://www.ipp.mpg.de/de/presse/pi/index.html?05_01_pi.html*

IPP (2002), *Max-Planck-Institut für Plasmaphysik*, Kernfusion. Berichte aus der Forschung. Folge 2, Garching bei München

IWP (2003), Energie und Umweltdatenbank, IWP & deutsches energie effizienz institut, *http://www.energie-umwelt-datenbank.de/; existiert seit 8.1.04 nicht mehr*

Kail, C., Haberberger, G. (2001), Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen, VDI-Berichte Nr. 1594, 2001, S. 99 – 112, *http://www.fh-meschede.de/public/kail/pdf/vdi-1594.pdf*

Katz, R.H. (1997), Is Wireless (Data) dead?, Computer Science Division, EECS Department, University of California, http://www.cs.berkeley.edu/~randy/Talks/CC97/CC97.pdf

Kehrer, P. (2000), Das Erdöl im 21. Jahrhundert - Mangel oder Überfluß?, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *http://www.bgr.de/b11/erdoel_keh.htm*

Kern, J. (2003), HyCar, *http://www.hycar.de/eigenschaften.htm*

Krefelder Schulen (o. J), Erdöl und Kohle, *http://www.krref.krefeld.schulen.net/referate/erdkunde/r0852t00.htm*

Krienke, H. (o. J.), Aufbau der Atome, Universität Regensburg, *http://www.uni-regensburg.de/Fakultaeten/nat_Fak_IV/Physikalische_Chemie/Krienke/lehre_pdf/phch1/cp4.pdf*

Kronenberg, A. (o. J.), Generation IV –Kernkraftwerke, *http://www.kernenergie-wissen.de/nextgeneration.html*

Loulou, R. (1998), Equation EQ_OBJ, erhalten von MPG IPP

Lucke, I. (2002), Biogas – Die regenerative Energie der Zukunft?, Hochschule Vechta, *http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/biogas/DiplomarbeitBiogas.pdf*

Maichel, G., et al. (2000), Leitlinien einer nachhaltigen Energiepolitik, Zukunftsforum Politik, Konrad-Adenauer-Stiftung e.V., *http://www.kas.de/db_files/dokumente/zukunftsforum_politik/7_dokument_dok_pdf_189_1.pdf*

Mäkelä, J. (2000), Development of an Energy System Model of the Nordic Electricity Production System, Helsinki University of Technology

Mineralölwirtschaftsverband (2001), Energiemarkt im Wandel, *http://www.mwv.de/download/energiemarkt.pdf*

ÖVGW (2003), Erdgas-Info, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, *http://www.erdgasautos.at/technik/erdgasinfo/*

Pohl, A. (2003), Entstehung fossiler Energieträger, *http://www.igfsek2.de/ressourc/fossile.htm*

Prasser, H-M. (2003), Sechs Vorurteile gegen die Kernenergie, KTG, *http://www.ktg-sachsen.de/Physiklehrer_2003_11.pdf*

Prognos (1999), Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Europäisches Zentrum für Wirtschaftsforschung und Strategieberatung, *http://www.tagebauweb10.mynetcologne.de/energieprognose.pdf*

Pyka, A., et al. (2003), A Conceptual Framework to Model Long-Run Qualitative Change in the Energy System, Volkswirtschaftliche Diskussionsreihe, Beitrag Nr. 239, Juni 2003, Universität Augsburg

Reichel, W. (2003), Langfristige Struktur der Stromversorgung, GVSt *www.gee.de/old/kraftwerke_03/reichel.pdf*

Remme, U., et al. (2001), MESPA/ TIMES – Advanced Decision Support for Energy an Environmental Planning, *http://www.gams.com/presentations/or01/mesap_times.pdf*

Remme, U. (2004), TIMES – The Integrated MARKAL EFOM System, IER

Roth, E. (2002), Welchen Beitrag können die regenerativen Energien leisten?, *http://www.energie-fakten.de/regenerativ_beitrag.pdf*

Rückamp, W., Howard, F. (2003), Windmaschinen, *http://people.freenet.de/nuetec/wind/wind.html*

SAM (2002), Klimawandel im Energiesektor, *http://www.sustainable.ch/pdf/research/Klimastudie_d.pdf*

Schleich, et al. (2002), Technologiewahl, technischer Fortschritt und Politiksimulationen – Ein neuer Modellierungsansatz am Beispiel der Stahlerzeugung, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), gws, http://www.isi.fhg.de/publ/downloads/isi02a10/steel-industry.pdf

Schneider, F. (2000), Volkswirtschaftliche Bedeutung des Energieträgers Erdgas im Großraum Linz unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte, Uni Linz, *http://www.ooeferngas.at/aktuell/Studie_Schneider.pdf*

Schönstätter Marienschule (2003), Energie, *http://www.schoenstaetter-marienschule.de/schueler/energie/erdoel.htm*

Stahl, W. (1998), Die weltweiten Reserven der Energierohstoffe: Mangel oder Überfluß?, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, *http://www.bgr.de/b4/aktthema/reswww/reswww98.htm#lichteraus*
Staiß, F. (2002), Energieversorgung und Umweltschutz, Kraft-Wärme-Kopplung, *http://zit1.zit.tu-darmstadt.de/lehre/umweltwissenschaften/Energie/V8/V8%20Kraft%20W%84rme%20Kopplung.pdf*

Steinkohleportal.de (2002), *http://www.steinkohle-portal.de/index.html?out=http://www.steinkohle-portal.de/dokument.php?artikelid=155&einrichtung=Energie&*

Tamm, M. (2002), Atombau und Chemische Bindung, Universität Regensburg, *http://www.uni-regensburg.de/Fakultaeten/nat_Fak_IV/Physikalische_Chemie/Krienke/lehre_pdf/phch1/cp4.pdf*

Tauernwind (2003), Wind Energy is Renewable Energie, *http://www.tauernwind.com/windenergie_e/windenergie_tech_e.htm*

Tecson (2003), Der Weltmarktpreis für Rohöl, *http://home.t-online.de/home/tecson/prohoel.htm*

Tigas (2003), Erdgas-Info, *http://www.tigas.at/?info,erdgasentstehung*

Traube, K. (1999), Kernspaltung, Kernfusion, Sonnenenergie – Stadien eines Lernprozesses, *http://www.uni-marburg.de/isem/WS99_00/docs/kernlern.pdf*

UBS (2001), Energie für die Zukunft, Link nicht mehr vorhanden

Umweltkontor (2003), Renewable Energy, *http://www.umweltkontor.com/deutsch_1/energy_market/*

Umweltlexikon (2004), Wirkungsgrad, http://www.umweltlexikon-online.de/fp/archiv/RUBsonstiges/Wirkungsgrad.php

Umweltschulen (2003), Der Weh zur Alternative, *http://www.umweltschulen.de/energie/rge/index.htm*

UNEP/ UNFCCC (2004), Die Klimakonvention für Anfänger, *http://unfccc.int/cop5/klima/begger/begger.html*

ÜWAG (2003), Regenerative Energien, *http://www.uewag.de/300/336.htm*

VEG (2003), Erdgas Entstehung, *http://www.veg.at/erdgas_entstehung.htm*

Voß, A. (1996), Energie und Klima – Wirtschaftsverträglicher Klimaschutz , die Quadratur des Kreises?, Uni Stuttgart, *http://www.uni-stuttgart.de/wechselwirkungen/ww1996/voss.htm*

Voß, A. (2002), Nachhaltigkeit in der Energieversorgung und das Problem der externen Kosten, Uni Stuttgart, IER, *http://www.ier.uni-stuttgart.de/public/de/lehre/Nachhaltigkeit.pdf*
Voß, A. (2002b), Aktuelle Situation und Trends im Europäischen und Deutschen Kraftwerksmarkt, Uni Stuttgart, *http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2003/1473/pdf/Folienbilder_Wuppertal_09_2002.pdf*

Voß, H. (o. J.), Versuch einer Technikfolgenabschätzung zur Kernfusion, Universität Bonn, *http://cips02.physik.uni-bonn.de/~voss/referat/referat.html*

WBGU (2003), Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, *http://www.wbgu.de/wbgu_jg2002.pdf*

Werner von Siemens Gymnasium (2003), Thermonukleare Reaktionen in einem Fusionsreaktor, *http://www.schulen.regensburg.de/wvsg/science/fusion/grundl.htm*

WIKIPEDIA (2003), Die freie Enzyklopädie, *http://de.wikipedia.org*

Die Internetabrufe erfolgten zwischen Dezember 2003 und März 2004