

Fortschritt-Berichte VDI

Reihe 6

Energietechnik

Dr.-Ing. Volker Quaschnig,
Berlin

Nr. 437

**Systemtechnik einer
klimaverträglichen
Elektrizitätsversorgung
in Deutschland für
das 21. Jahrhundert**

VDIVERLAG

Quaschnig, Volker

Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert

Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6 Nr. 437. Düsseldorf: VDI Verlag 2000.

198 Seiten, 110 Bilder, 59 Tabellen

Für die Dokumentation: Elektrizitätsversorgung – Erneuerbare Energien – Regenerative Energien – Lastgänge – Elektrizitätsentwicklung – Lastverlagerung – Klimaschutz – Fluktuationen – Leistungsschwankungen – Speicherbedarf

Anerkannte Klimaschutzexperten empfehlen, die CO₂-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 in Deutschland zu senken. Bei einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung lassen sich im Elektrizitätssektor die Reduktionsziele nur durch einen starken Zubau regenerativer Kraftwerke und Energiesparmaßnahmen erreichen. In diesem Buch werden die Potentiale zur Errichtung von Windkraft-, Wasserkraft-, Biomasse-, und Photovoltaikanlagen in Deutschland ermittelt. Es werden verschiedene Entwicklungen auf der Nachfrageseite analysiert und die daraus resultierenden Veränderungen der Lastgänge sowie Möglichkeiten für ein Demand Management bestimmt. Schließlich werden der Speicherbedarf sowie Veränderungen beim Grundlastanteil für verschiedene Zubaustufen regenerativer Energien ermittelt und auf die Möglichkeiten eines erweiterten internationalen Elektrizitätsaustausches eingegangen. Somit liefert dieses Buch einen wertvollen Beitrag in der Diskussion um eine künftige nachhaltige Elektrizitätsversorgung.

Die Reihen der FORTSCHRITT-BERICHTS VDI:

- | | |
|---|--|
| 1 Konstruktionstechnik/Maschinenelemente | 13 Fördertechnik/Logistik |
| 2 Fertigungstechnik | 14 Landtechnik/Lebensmitteltechnik |
| 3 Verfahrenstechnik | 15 Umwelttechnik |
| 4 Bauingenieurwesen | 16 Technik und Wirtschaft |
| 5 Grund- und Werkstoffe/Kunststoffe | 17 Biotechnik/Medizintechnik |
| 6 Energietechnik | 18 Mechanik/Buchmechanik |
| 7 Strömungstechnik | 19 Wärmetechnik/Kältetechnik |
| 8 Meß-, Steuerungs- und Regelungstechnik | 20 Rechnerunterstützte Verfahren
(CAD, CAM, CAE, CAP, CAQ, CIM, ...) |
| 9 Elektronik/Mikro- und Nanotechnik | 21 Elektrotechnik |
| 10 Informatik/Kommunikation | 22 Mensch-Maschine-Systeme |
| 11 Schwingungstechnik | |
| 12 Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik | |

D83

© VDI Verlag GmbH · Düsseldorf 2000

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe (Fotokopie, Mikrokopie), der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, im Internet und das der Übersetzung, vorbehalten.

Als Manuskript gedruckt. Printed in Germany.

ISSN 0178-9414

ISBN 3-18-343706-6

Vorwort

Im Energiesektor wurde in der Vergangenheit nur über wenige Themen so kontrovers diskutiert wie über die Entwicklung der künftigen Elektrizitätsversorgung. Ausgereifte Konzepte für eine langfristige Gestaltung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland waren jedoch nicht Gegenstand der Diskussion. Vielmehr wurde über Teilaspekte heftig gestritten, ohne zuvor ein Gesamtziel oder eine gangbare Entwicklungsrichtung zu definieren.

Ziel dieser Arbeit ist es, ein langfristig durchführbares technisches Konzept für eine Elektrizitätsversorgung aufzustellen und zu analysieren, das den Anforderungen an einen wirksamen Klimaschutz gerecht wird. Vor allem die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte wird in Zukunft die Entwicklungen in diesem Sektor stark beeinflussen. Es bleibt zu hoffen, dass dabei Aspekte wie der Klimaschutz und die Sicherung der Lebensgrundlagen für künftige Generationen nicht noch weiter an Bedeutung verlieren. Vielleicht kann aber die vorliegende Arbeit mit ihrem geschlossenen Gesamtkonzept einige Argumente in dieser Diskussion liefern.

Aufgrund des lange dauernden Habilitationsverfahrens hat es leider weit mehr als ein Jahr gedauert, bis diese Arbeit erscheinen konnte. Zwar liegen jetzt für den derzeitigen Energiebedarf mittlerweile aktuellere Zahlen vor, doch auch mit neuerem Zahlenmaterial ergeben sich gleiche Ergebnisse und Aussagen.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Rolf Hanitsch für die wertvollen Anregungen, die Unterstützung und die Möglichkeit zur Durchführung dieser Arbeit. Herrn Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid danke ich, dass er die Aufgabe des Berichters übernommen hat. Ein weiter Dank geht an Christoph Blaschke und Mike Weigel, die mir mit Ihren Diplomarbeiten eine wichtige Unterstützung gegeben haben.

Nicht zuletzt danke ich meiner Frau Cornelia, meinem Vater Günter, Wolfgang Kampe, Thomas Sadowski, Detlef Schulz und Irene Schiemenz für ihre Unterstützung beim Entstehen dieser Arbeit.

Berlin, im Juni 2000

Dr. Volker Quaschnig

Zunächst ist offensichtlich, dass eine Abkehr von dem in der empirischen Wissenschaft bislang dominierenden Prinzip "Versuch und Irrtum" in weiten Teilen unumgänglich ist, da ein Irrtum mit globalen Folgen zu inakzeptablen Schäden führen könnte. Das Motto "Abwarten und die eventuell auftretenden Schäden bekämpfen" ist in einer global vernetzten Welt, in der Katastrophen schneller globale Ausmaße annehmen können als je zuvor, keine ethisch verantwortbare Handlungsmaxime.

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen - WBGU 1998

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Derzeitige Elektrizitätsversorgung in Deutschland	4
2.1 Struktur der Elektrizitätsversorgung	4
2.1.1 Entwicklung und Aufkommen des Elektrizitätsbedarfs	4
2.1.2 Energieträger und Emissionen	7
2.2 Risiken der heutigen Energieversorgung	10
2.2.1 Risiken fossiler Energieträger	10
2.2.2 Risiken der Kernenergie.....	16
2.2.3 Notwendige Umgestaltung der Elektrizitätsversorgung	18
3 Technologie und Potentiale erneuerbarer Energien	24
3.1 Technologien zur regenerativen Elektrizitätsversorgung.....	24
3.1.1 Solarenergie	24
3.1.2 Windenergie.....	29
3.1.3 Wasserkraft	33
3.1.4 Biomassenutzung	38
3.1.5 Andere erneuerbare Energien.....	40
3.2 Potentiale erneuerbarer Energien	40
3.2.1 Definition der Potentiale	40
3.2.2 Theoretische Potentiale	42
3.2.3 Stromerzeugungspotentiale.....	44
3.2.4 Realisierbare Potentiale	53
3.2.5 Zusammenfassung der realisierbaren Potentiale.....	56
4 Zeitliche Schwankungen des Energieangebots	57
4.1 Einleitung	57
4.2 Photovoltaik	57
4.2.1 Solares Strahlungsangebot	57
4.2.2 Zeitabhängige Leistungsganglinien der Photovoltaik.....	60
4.3 Windkraft	68
4.3.1 Angebot an Windenergie	68
4.3.2 Zeitabhängige Leistungsganglinien der Windkraft.....	71
4.4 Wasserkraft	76
4.4.1 Angebot an Wasserkraft.....	76
4.4.2 Zeitabhängige Leistungsganglinien der Wasserkraft	80
4.5 Biomasse	84
4.6 Ergebnisse der Berechnungen	86
4.6.1 Verlauf der elektrischen Tagesarbeit	86
4.6.2 Verlauf der stündlichen Leistungsabgabe	90

5 Entwicklung der Verbrauchsstrukturen	93
5.1 Einleitung	93
5.2 Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs	94
5.2.1 Zurückliegende Entwicklung	94
5.2.2 Heutiger Verbrauch und Trendszenario	95
5.2.3 Energiesparszenario	104
5.2.4 Gegenüberstellung von Trend- und Energiesparszenario	113
5.3 Entwicklung der Verbraucherlastgänge	115
5.3.1 Zurückliegende Entwicklung	115
5.3.2 Analyse heutiger Lastgänge	117
5.3.3 Berechnung künftiger Lastgänge	122
5.3.4 Verlagerungsmöglichkeiten	125
6 Speicherbedarf und überregionaler Ausgleich	129
6.1 Ermittlung des Speicherbedarfs	129
6.1.1 Nutzung der Verlagerungspotentiale	129
6.1.2 Einsatz bestehender Speicher	135
6.1.3 Einsatz von nachfragegeführten Blockheizkraftwerken	141
6.1.4 Verbleibende Restnachfrage und Speicherbedarf	144
6.2 Deckung der Restnachfrage und des Speicherbedarfs	148
6.2.1 Überregionale Ausgleichsmöglichkeiten	148
6.2.2 Neubau von Speichern	155
6.2.3 Konventionelle Kraftwerke	160
7 Ergebnisse und Ausblick	161
7.1 Anforderungen an eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung	161
7.2 Potentiale der erneuerbaren Energien in Deutschland	162
7.3 Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauchsentwicklungen	165
7.3.1 Regenerative Erzeugung im Jahr 2020	166
7.3.2 Regenerative Erzeugung im Jahr 2050	167
7.3.3 Deckung der Restnachfrage	170
7.3.4 Auswirkungen des Umbaus der Elektrizitätswirtschaft	171
7.4 Fazit	175
Glossar	177
Aktuelle Zahlentafeln	180
Literaturverzeichnis	181

Liste der verwendeten Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
a_1, a_2, a_3	-	Anpassungsparameter für Berechnung des Turbinenwirkungsgrads
a, b	-	Konstanten für das Perez-Diffusstrahlungsmodell
A	m^2	Fläche, Rotorfläche, Querschnitt
A	-	Albedo bei der Bodenreflexion (Mittelwert $A = 0,2$)
b_1, b_2, b_3	-	Anpassungsparameter zu Berechnung des Generatorwirkungsgrads
BIP	€	Bruttoinlandsprodukt
c_P	-	Leistungsbeiwert
c_P, Betz	-	Betz'scher Leistungsbeiwert (max. 0,593)
c_P, max	-	maximaler Leistungsbeiwert einer Windkraftanlage
E	Ws, J	Energie
E_0	W/m^2	Solarkonstante ($E_0 = 1.367 W/m^2$)
$\bar{E}_{0, \text{hor}, h}$	W/m^2	mittlere stündliche extraterrestrische Bestrahlungsstärke (horizontal)
E_{2020}	Ws, J	Energiebedarf im Jahr 2020
$E_{a,Z}$	Ws, J	zugrunde gelegte Jahresarbeit
$E_{\text{diff}, \text{gen}}$	W/m^2	diffuse Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene
$E_{\text{diff}, \text{hor}}$	W/m^2	horizontale diffuse Bestrahlungsstärke
$E_{\text{dir}, \text{gen}}$	W/m^2	direkte Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene
$E_{\text{dir}, \text{hor}}$	W/m^2	horizontale direkte Bestrahlungsstärke
E_{el}	Ws, J	elektrische Energie
$E_{\text{el}, \text{netto}}$	Ws, J	Nettostromverbrauch
E_{ges}	Ws, J	Gesamtenergie der Restnachfrage bzw. Überschüsse
$E_{G, \text{hor}}$	W/m^2	horizontale Bestrahlungsstärke (Gesamtbestrahlungsstärke)
$\bar{E}_{G, \text{hor}, h}$	W/m^2	mittlere stündliche terrestrische Bestrahlungsstärke (horizontal)
E_{Ref}	Ws, J	heutiger Energiebedarf
$E_{\text{refl}, \text{gen}}$	W/m^2	Bodenreflexion auf die geneigten Ebene
$em(t)$	$kg CO_2/kWh_{\text{el}}$	spezifische CO_2 -Emissionen der Elektrizitätskraftwerke
em_0	$kg CO_2/kWh_{\text{el}}$	Referenzwert für die spezifischen Emissionen
$f(v)$	-	Häufigkeitsverteilung des Windes
f_B	-	Verlustfaktor für Verschmutzung und Verschattung (Photovoltaik)
f_{fossil}	-	Anteil der fossilen Kraftwerke an der Elektrizitätsversorgung
$f_{\text{fossil}, 0}$	-	Referenzwert für den Anteil fossiler Kraftwerke
f_{Rayleigh}	-	Rayleigh-Verteilung für die Windgeschwindigkeit
f_S	-	Verlustfaktor für sonstige Verluste (Photovoltaik)
f_{Sp}	-	Faktor für Speicherverluste
f_{Tr}	-	Faktor für Transportverluste
f_Z	-	Verlustfaktor für Getriebe, Transformator und Stillstand (Wasserkraft)
F_1, F_2	-	Konstanten für das Perez-Diffusstrahlungsmodell
g	m/s^2	Gravitationskonstante ($g = 9,81 m/s^2$)
$G_{t,d}$	K·d/d	Gradtagzahl eines Tages
h	-	Laufvariable für die Zeit
h	m	Höhe, Nabenhöhe
h_O	m	Höhe des Oberwassers
h_P	m	potentielle Energiehöhe
h_U	m	Höhe des Unterwassers
H	Ws/m^2	Bestrahlung
H	m	Fallhöhe, Nutzhöhe (Wasserkraft)
H_A	m	Ausbaufallhöhe
$H_{G, \text{gen}}$	Ws/m^2	solare Bestrahlung auf die geneigte Ebene

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
$H_{G,hor,Tag}$	Ws/m ²	Tagessumme der Bestrahlung auf der Horizontalen
i	-	Laufvariable
I	A	Stromstärke
J	-	Tag des Jahres
k_1	Wh/€	Stromintensität
k_2	Wh/€	Änderung der Stromintensität
k_{cs}	-	maximaler Clearness Index
k_E	-	Energy Pattern Faktor
k_E	-	Energiefaktor (spezifischer Energiebedarf)
k_{GS}	-	Gerätesättigungsfaktor
k_{HH}	-	Haushaltsfaktor
k_{NI}	-	Nutzungsintensitätsfaktor
k_t	-	Clearness Index
k_{tm}	-	mittlerer Clearness Index
K_t	-	täglicher Clearness Index
KEW	-	Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeit aus Wasserkraft
l	m	Länge der Leitungen
m	-	Zahl der Teilleiter
n	-	Anzahl (Zahl der Intervalle, Zeitreihen, Messwerte, Leitungen)
p	-	Faktor zur Berechnung des Generatorwirkungsgrads
P	W	Leistung
P_{diff}	W	Leistung der Differenz aus regenerativer Erzeugung und reduzierter Last
P_{el}	W	elektrische Leistung
\bar{P}_{el}	W	mittlere elektrische Leistung
$P_{el,d}$	W	elektrische Leistung eines BHKW im Laufe des Tages
$P_{el,G}$	W	elektrische Leistung des Generators
$P_{el,N}$	W	elektrische Nennleistung
P_{Last}	W	Leistung der Last (Verbraucher)
P_{max}	W	maximale Leistungsaufnahme
P_{mech}	W	mechanische Leistung
P_N	W	Nennleistung
P_{Reg}	W	Leistung der regenerativen Erzeugung
P_V	W	Stromwärmeverluste
P_{Ver}	W	Leistung der Verlagerungspotentiale
P_W	W	Leistungsvermögen des Wassers
PR	-	Performance Ratio (Photovoltaik)
q	-	Faktor zur Berechnung des Turbinenwirkungsgrads
q	-	einheitenloser Abfluss zur Berechnung des Wasserstands W
Q	m ³ /s	Abfluss
Q_A	m ³ /s	Ausbauabfluss
Q_{min}	m ³ /s	Minimalabfluss
r	-	Gauß'sche Zufallsvariable
$rz(t)$	-	Reduktionsziel für die CO ₂ -Emissionen aller Kraftwerke
R'_ϑ	Ω/m	Widerstandsbelag
t	s	Zeit
T	K	absolute Temperatur
T_r	-	Trübungsfaktor
v	m/s	Geschwindigkeit, Windgeschwindigkeit
\bar{v}	m/s	mittlere Geschwindigkeit, mittlere Windgeschwindigkeit
v_N	m/s	Nennwindgeschwindigkeit
v_{Start}	m/s	Anlaufwindgeschwindigkeit der Windkraftanlage
v_{Stop}	m/s	Abschaltwindgeschwindigkeit der Windkraftanlage
V	m ³	Speicherinhalt, Volumen

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
W	m	Wasserstand
W_A	m	Wasserstand beim Ausbauabfluss Q_A
z	-	Zufallszahl zwischen 0 und 1
z_0	m	Rauhigkeitslänge
a_{20}	1/°C	Temperaturkoeffizient (Referenztemperatur 20 °C)
a_E	1°	Azimet, Ausrichtung der Ebene
a_S	1°	Sonnenazimet
g_E	1°	Neigung der Ebene
g_S	1°	Sonnenhöhenwinkel
Δ_E	-	Änderung des spezifischen Energiebedarfs
$\Delta_{E,max}$	-	maximal erreichbare Änderung des spezifischen Energiebedarfs
Δ_{GS}	-	Änderung der Gerätesättigung der privaten Haushalte (Pro: nach Prognos)
$\Delta_{\text{Verbrauch}}$	-	Verbrauchsänderungen
F_1	-	Autokorrelation
h	-	Wirkungsgrad
$h_{BZ,el}$	-	elektrischer Wirkungsgrad der Brennstoffzelle
h_e	-	Eurowirkungsgrad (Photovoltaik)
h_{el}	-	elektrischer Wirkungsgrad
$h_{el,N}$	-	elektrischer Nennwirkungsgrad
h_{Ely}	-	Wirkungsgrad der Elektrolyse
h_G	-	Generatorwirkungsgrad
h_{ges}	-	Gesamtwirkungsgrad
h_N	-	Nennwirkungsgrad, Gesamtwirkungsgrad (Wasserkraft)
h_{Modul}	-	Modulwirkungsgrad (Photovoltaik)
$h_{PV,N}$	-	Nennwirkungsgrad von Photovoltaikmodulen
h_{System}	-	Systemwirkungsgrad (Photovoltaik)
h_T	-	Turbinenwirkungsgrad
h_{th}	-	thermischer Wirkungsgrad
h_{WR}	-	Wirkungsgrad des Wechselrichters
J	°C	Temperatur, Betriebstemperatur
J_m	°C	mittlere Außentemperatur
m	*	Mittelwert $^*([m(x)] = [x])$
p	-	Kreiskonstante ($p = 3,14159265359$)
q_{gen}	1°	Einfallswinkels des Sonnenlichts auf die geneigte Ebene
r	kg/m ³	Dichte (für Luft $r \approx 1,225$ kg/m ³)
r_{20}	Ω mm ² /m	spezifischer Widerstand (Referenztemperatur 20 °C)
r_W	kg/m ³	Dichte von Wasser ($r_W \approx 1.000$ kg/m ³)
s	*	Standardabweichung $^*([s(x)] = [x])$
s_n	*	Standardabweichung von n Zeitreihen $^*([s_n(x)] = [x])$

chemische Formelzeichen

CdTe	Cadmiumtellurid	CH ₄	Methan
CIS	Kupferindiumdiselenid	CO	Kohlemonoxid
CO ₂	Kohlendioxid	e ⁻	Elektron
H ₂	Wasserstoff	H ₂ O	Wasser
KOH	Kaliumhydroxid	NO _x	Stickoxide
OH ⁻	Hydronium-Ion	O ₂	Sauerstoff
Si	Silizium	SO ₂	Schwefeldioxid

Einheiten und Vorsatzzeichen

Umrechnungsfaktoren zwischen verschiedenen Energieeinheiten

	kJ	kcal	kWh	kg SKE	kg RÖE	m ³ Erdgas
1 Kilojoule (1 kJ = 1000 Ws)	1	0,2388	0,000278	0,000034	0,000024	0,000032
1 Kilocalorie (kcal)	4,1868	1	0,001163	0,000143	0,0001	0,00013
1 Kilowattstunde (kWh)	3.600	860	1	0,123	0,086	0,113
1 kg Steinkohleeinheit (SKE)	29.308	7.000	8,14	1	0,7	0,923
1 kg Rohöleinheit (RÖE)	41.868	10.000	11,63	1,428	1	1,319
1 m ³ Erdgas	31.736	7.580	8,816	1,083	0,758	1

Vorsätze und Vorsatzzeichen

Vorsatz	Abkürzung	Wert	Vorsatz	Abkürzung	Wert
Kilo	k	10 ³ (Tausend)	Milli	m	10 ⁻³ (Tausendstel)
Mega	M	10 ⁶ (Million)	Mikro	μ	10 ⁻⁶ (Millionstel)
Giga	G	10 ⁹ (Milliarde)	Nano	n	10 ⁻⁹ (Milliardstel)
Tera	T	10 ¹² (Billion)	Piko	p	10 ⁻¹² (Billionstel)
Peta	P	10 ¹⁵ (Billiarde)	Femto	f	10 ⁻¹⁵ (Billiardstel)
Exa	E	10 ¹⁸ (Trillion)	Atto	a	10 ⁻¹⁸ (Trillionstel)

$$\begin{array}{l}
 1 \text{ TWh} = 1.000 \text{ GWh} = 10^9 \text{ kWh} = 10^{12} \text{ Wh} = 3,6 \cdot 10^{15} \text{ J} = 3,6 \text{ PJ} \\
 1 \text{ EJ} = 1.000 \text{ PJ} = 10^6 \text{ TJ} = 10^{18} \text{ J} = 2,78 \cdot 10^{11} \text{ kWh} = 277,78 \text{ TWh}
 \end{array}$$

Währungseinheiten:

$$\begin{array}{l}
 1 \text{ €} = 1,95583 \text{ DM} \\
 1 \text{ DM} = 0,51129 \text{ €} \\
 1 \text{ US\$} = 1,127 \text{ €} = 2,20 \text{ DM (Stand: 18.05.2000)}
 \end{array}$$

1 Einleitung

Die Existenz, der Verlauf und die Auswirkungen von Klimaveränderungen, die auf das Einwirken des Menschen zurückzuführen sind, werden bereits seit längerem von der Wissenschaft diskutiert. Seit ein eindeutiger Trend für das Ansteigen der mittleren Temperatur auf der Erde erkennbar ist (Bild 1.1) und ein weiteres Ansteigen befürchtet werden muss, wird diese Diskussion auch in der Öffentlichkeit geführt. 1998 wurde bei langjährigen Satellitenmessungen, die zuvor eine Abnahme der Temperatur in der unteren Troposphäre - also in den Luftschichten bis 9 km Höhe - feststellten, ein systematischer Messfehler nachgewiesen [Gaf98; Wen98]. Seitdem gibt es keinerlei stichhaltige Argumente mehr, eine bereits existierende anhaltende globale Erwärmung anzuzweifeln.

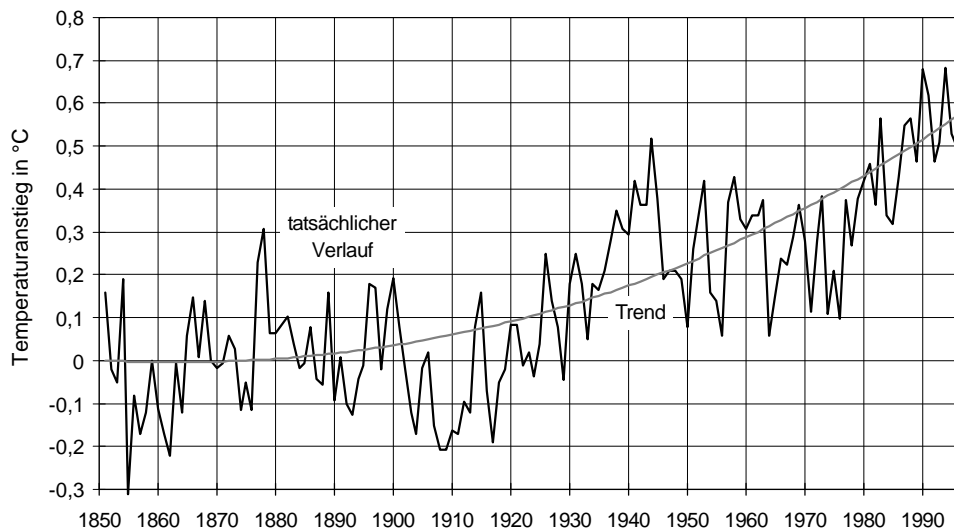


Bild 1.1 Entwicklung der Jahresmitteltemperaturen in der Nähe der Erdoberfläche für den Zeitraum 1851 bis 1997 als Abweichung vom Mittelwert der Jahre 1851 bis 1890 (Daten: [Ste98])

Somit bleibt noch die Frage, inwieweit sich die bereits beobachteten Klimaveränderungen fortsetzen und wie sehr diese von Menschen beeinflusst werden. Führende Klimaforscher wie der Direktor des Max-Planck-Instituts für Meteorologie Prof. Hasselmann gehen davon aus, dass sich die beobachteten Temperaturveränderungen mit einer geschätzten Wahrscheinlichkeit von nur fünf Prozent als natürliche Klimaschwankungen erklären lassen - also mit 95 Prozent Wahrscheinlichkeit auf menschliche Einwirkungen zurückzuführen sind [Has97]. Angesichts dieser hohen Wahrscheinlichkeit und der extrem negativen Folgen weiterer Klimaveränderungen für die Menschheit sollten dringend Maßnahmen ergriffen werden, die das weitere Ansteigen der Temperaturen verhindern. Ein wichtiger Teil

des Maßnahmenkatalogs ist, wie in Kapitel 2 erläutert wird, die drastische Reduzierung der Emissionen aus dem Energiesektor.

Ziel dieser Arbeit ist zu untersuchen, inwieweit Reduktionen klimawirksamer Gase in der Elektrizitätswirtschaft, die einen wichtigen Teil des Energiesektors umfasst, in Deutschland umgesetzt werden können. Hierzu wird im folgenden Kapitel einleitend der Status quo der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland beschrieben und detaillierter auf die Klimaproblematik und die notwendigen Maßnahmen eingegangen. Weiterhin werden Zielvorgaben für die Zeithorizonte der Jahre 2020 und 2050 formuliert und erläutert, wodurch sich diese Ziele erreichen lassen.

Bei der Formulierung der Zielvorgaben wird bewusst auf wirtschaftliche Gesichtspunkte verzichtet, denn die heutige rein betriebswirtschaftliche Rechnung lässt in der Regel den volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen außer Acht, weil zum Beispiel Folgekosten für Klimaänderungen nicht erfasst werden. Eine Diskussion über die Einbeziehung möglicher Folgekosten endet jedoch meist bei einer subjektiven Prophezeiung eintretender Schäden an Material und Lebewesen und deren finanzielle Bewertung. Fragen wie nach dem Wert eines Menschenlebens können und dürfen nicht Gegenstand einer verantwortungsbewussten Formulierung von Zielvorgaben sein. Letztendlich sind für eine etwaige Umgestaltung der Energiewirtschaft auch nicht betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte allein ausschlaggebend, vielmehr bestimmt der gesellschaftliche Konsens und der Einfluss verschiedenster Interessengruppen, in welchem Umfang Klimaschutz umgesetzt wird, um Chancen auch für künftige Generationen zu bewahren. Eine wissenschaftliche Arbeit kann in diesem Zusammenhang bestenfalls Argumente liefern, die künftige Entwicklung - wenn überhaupt - jedoch nur sehr gering beeinflussen.

Aus diesem Grund soll hier untersucht werden, welche Möglichkeiten aus technischer Sicht bestehen, die formulierten Zielvorgaben in der Elektrizitätswirtschaft zu erreichen, ohne hierbei Rückschritte in der Versorgungssicherheit in Kauf nehmen zu müssen. Um die Zielvorgaben einhalten zu können, ist ein massiver Ausbau der Nutzung regenerativer Energien notwendig. Deshalb wird in Kapitel 3 eine kurze Einführung in Technologien wie Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und die Nutzung der Biomasse gegeben, und anschließend werden die jeweiligen Potentiale ermittelt. Hierbei kann auf vorhandene Studien wie z.B. [Kal93] zurückgegriffen werden, die jedoch dem heutigen Erkenntnisstand angepasst werden müssen.

Bei einer Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft mit einem enormen Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger wird diese zunehmend von Schwankungen im Angebot der regenerativen Energiequellen beeinflusst. Deshalb müssen hier Auswirkungen von

Fluktuationen mit einer Simulation des regenerativen Kraftwerksparks für die angenommenen Ausbaustufen der Jahre 2020 und 2050 näher untersucht werden. Nach einer Beschreibung der Vorgehensweise bei der Simulation werden die Ergebnisse dieser Untersuchung in Kapitel 4 dargestellt.

In den hier untersuchten Zeiträumen von 20 bis 50 Jahren wird sich nicht nur die Angebotsseite sondern auch die Nachfrageseite der Elektrizitätswirtschaft verändern. Die bisher durchgeführten Studien zum verstärkten Einsatz regenerativer Energien vernachlässigen meist diese Entwicklungen und unterstellen oftmals sogar eine gleichbleibende Nachfragestruktur, die jedoch stark auf die heutige Elektrizitätsversorgung mit ihren negativen Einwirkungen auf das Klimageschehen abgestimmt ist. So wurde bisher in Deutschland versucht, die Nachfrage durch günstige Nachttarife und den Einsatz von Speicherheizungen zu vergleichmäßigen, um Kernkraft- und Kohlekraftwerke besser einsetzen zu können. Bei verstärktem Einsatz regenerativer Energien sind jedoch andere Maßnahmen wie ein optimiertes „Demand Management“ notwendig, um die Nachfrage an das sich ändernde Angebot anzupassen. Werden notwendige und auch aller Wahrscheinlichkeit nach zu erwartende Veränderungen in der Nachfragestruktur vernachlässigt, kommt es zu einer erheblichen Unterschätzung der Einsatzmöglichkeiten regenerativer und damit klimaverträglicher Energieträger. Studien wie [Edw96] drücken somit fälschlicherweise implizit aus, dass sich notwendige Klimaschutzmaßnahmen in der Elektrizitätswirtschaft für Deutschland nicht erreichen lassen, wenn man - überspitzt ausgedrückt - Nachtspeicherheizungen mit Photovoltaikanlagen betreiben wird. Die Aussagekraft dieser Ergebnisse ist jedoch gering, und sie sind im Hinblick sowohl auf die Unterschätzung der Risiken künftiger Klimaveränderungen als auch die wissenschaftlich unzulässige Beschränkung der Betrachtungen auf die Angebotsseite unzureichend. Deshalb werden in Kapitel 5 zwei Pfade einer möglichen Veränderung auf der Nachfrageseite untersucht und Möglichkeiten einer Anpassung der zeitabhängigen Nachfrage an das veränderte Angebot diskutiert.

Eine Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft schafft jedoch auch einen größeren Bedarf an Speicherkapazitäten sowie die Notwendigkeit für einen Ausbau weiträumiger Elektrizitätsnetze. Diese Thematik wird auf Basis der Ergebnisse für die veränderte Angebots- und Nachfrageseite in Kapitel 6 untersucht. In Kapitel 7 werden die Untersuchungsergebnisse abschließend zusammengefasst und diskutiert, inwieweit die hier betrachteten Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft zu einem wirksamen Klimaschutz im 21. Jahrhundert beitragen können.

2 Derzeitige Elektrizitätsversorgung in Deutschland

Bevor sich Untersuchungen über eine künftige Entwicklung einer klimaverträglichen Elektrizitätswirtschaft durchführen lassen, muss zuerst die Struktur der heutigen Elektrizitätswirtschaft näher analysiert werden. Weiterhin sind Auswirkungen auf Umwelt und Klima sowie notwendige Veränderungen darzustellen.

2.1 Struktur der Elektrizitätsversorgung

2.1.1 Entwicklung und Aufkommen des Elektrizitätsbedarfs

Die öffentliche Nutzung elektrischer Energie in Deutschland geht auf das Jahr 1882 zurück, in dem Werner Siemens elektrische Beleuchtungsanlagen rund um den Potsdamer Platz in Berlin installieren ließ. Am 15. August 1885 wurde das erste öffentliche Kraftwerk Berlins in Betrieb genommen und zählte im ersten Jahr 28 Kunden [Pat88].

Trotz der frühen Erfolge kam die Elektrifizierung nur verhältnismäßig langsam voran. Im Jahr 1914 verfügten lediglich 5,5 % der Berliner Wohnungen über einen Elektrizitätsanschluss. Die Größe der Kraftwerke nahm stetig zu. 1914 war bereits ein Kraftwerk mit einer Leistung von 20 MW in Betrieb. Während zu Beginn der Elektrifizierung der Wasserkraft eine große Bedeutung zukam, verringerte sich ihr Anteil an der Stromversorgung stetig. Im Jahr 1950 betrug dieser 24 % im Gegensatz zu 4 % im Jahr 1996 [VIK].

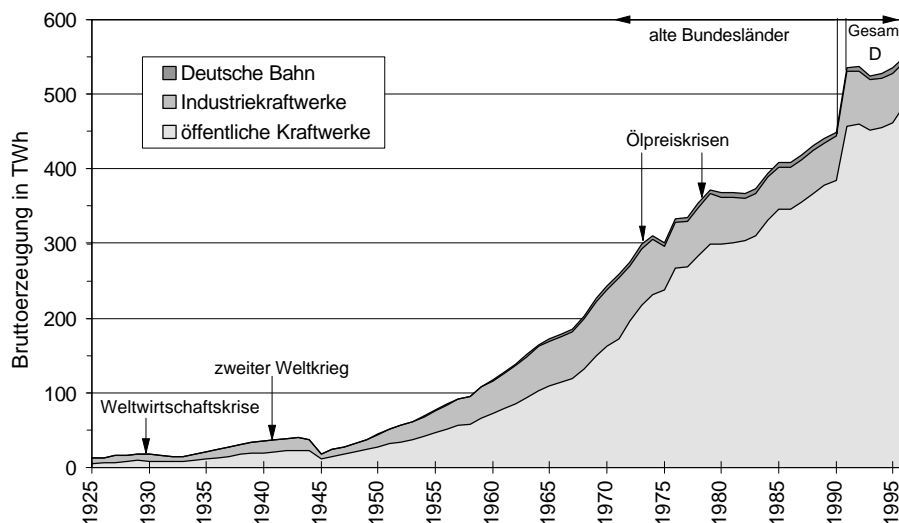


Bild 2.1 Entwicklung der Bruttoerzeugung in den alten Bundesländern nach Erzeugergruppen (Daten: [VIK; VDEW])

Im Jahr 1950 wurde in den alten Bundesländern noch 38,7 % des Elektrizitätsbedarfs durch Industriekraftwerke gedeckt. Dieser Anteil sank im Jahr 1996 auf 10,5 %, während der Anteil der öffentlichen Kraftwerke von 60,3 % auf 88,2 % stieg (Bild 2.1). Die Bruttoerzeugung betrug 1996 in Gesamtdeutschland 550,3 TWh.

Nach dem zweiten Weltkrieg stieg bis Mitte der 70er Jahre der Elektrizitätsbedarf und damit auch die Stromerzeugung in Deutschland nahezu exponentiell an. Die jährlichen Wachstumsraten betragen im Mittel knapp 10 %. Verschiedene Ereignisse wie die Weltwirtschaftskrise, der zweite Weltkrieg oder die Ölpreiskrisen haben die Elektrizitätsnachfrage in Deutschland stark beeinflusst. Meistens reagierte der Elektrizitätsmarkt mit einer größeren Verzögerung auf diese Ereignisse. So entwickelte sich der Anstieg des Elektrizitätsbedarfs in den 80er Jahren deutlich geringer als in den 70er Jahren. Hierdurch erklären sich auch die starken Überkapazitäten an Kraftwerken, die aufgrund einer starken Überschätzung der Stromnachfrage in den 80er Jahren errichtet wurden. 1996 war in Deutschland eine Bruttoengpassleistung von 121,3 GW installiert. Die Verteilung nach verschiedenen Energieträgern zeigt Bild 2.2. Von der gesamten Bruttoengpassleistung entfielen alleine 107,1 GW auf öffentliche Kraftwerke. Dem gegenüber betrug die Jahreshöchstlast der öffentlichen Kraftwerke lediglich 71,5 GW. Aufgrund der großen Überkapazität ist das Interesse der Elektrizitätswirtschaft an der Errichtung neuer, speziell auch regenerativer Kraftwerke verhältnismäßig gering. Tendenziell ist in Deutschland weiterhin eine steigende Nachfrage zu beobachten. Auf eine genauere Analyse der Lastgänge und eine Prognose des Elektrizitätsbedarfs wird in Kapitel 5 näher eingegangen.

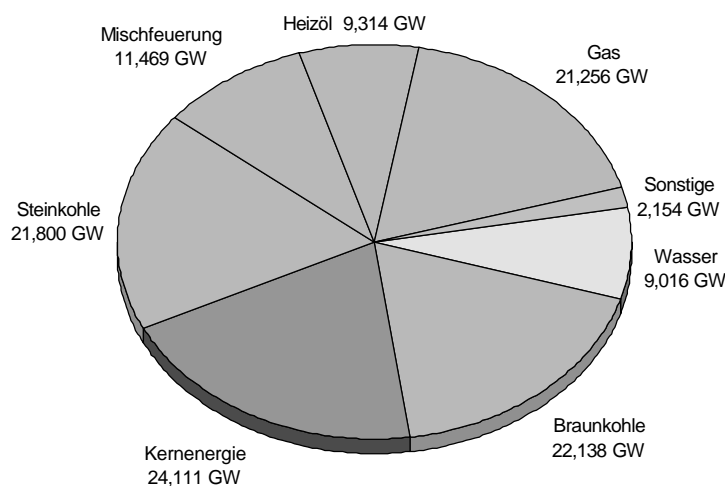


Bild 2.2 Installierte Bruttoengpassleistung in Deutschland 1996 nach Energieträgern (Daten: [VIK])

Aus der Bruttoerzeugung der Kraftwerke ergibt sich nach Abzug des Eigenverbrauchs, des Pumpstromverbrauchs, der Übertragungsverluste und Berücksichtigung der Ein- und Ausfuhren schließlich der Nettoverbrauch (Bild 2.3). Dieser betrug 1996 in Deutschland

479,7 TWh. In den letzten 30 Jahren hat sich der Anteil des Nettoverbrauchs am Bruttoverbrauch nur wenig geändert. Dieser stieg von 86,6 % im Jahr 1965 auf 88,0 % im Jahr 1996. Vor allem bei den Übertragungsverlusten war ein Rückgang von 5,6 % auf 3,7 % zu verzeichnen.

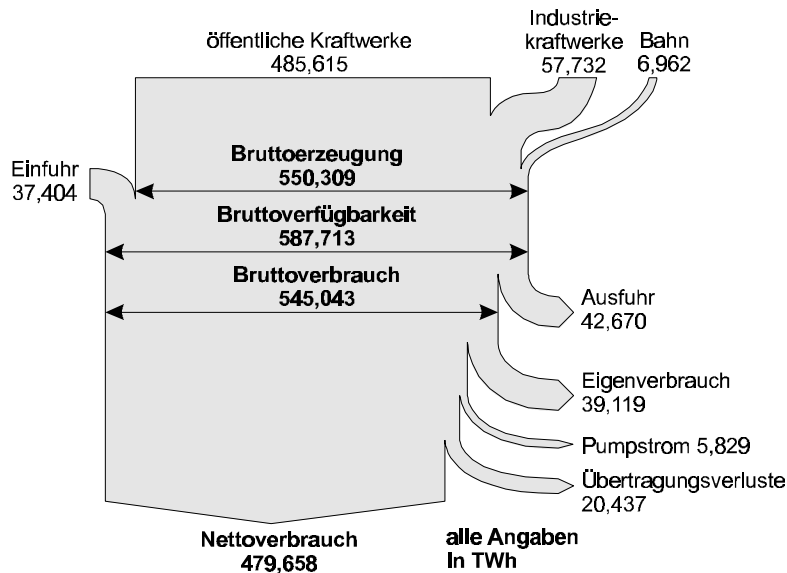


Bild 2.3 Energiebilanz der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland 1996 in TWh (Daten: [VIK])

Deutlich größere Verschiebungen gab es bei der **Verbraucherstruktur**. Während 1965 die Industrie einen Anteil von 66 % am Nettoverbrauch hatte, sank dieser im Jahr 1996 auf 46,4 % (Bild 2.4). Der Anteil der Haushalte stieg im gleichen Zeitraum von 16 % auf 28 % und auch bei Handel und Gewerbe sowie bei den öffentlichen Einrichtungen stieg der relative Anteil.

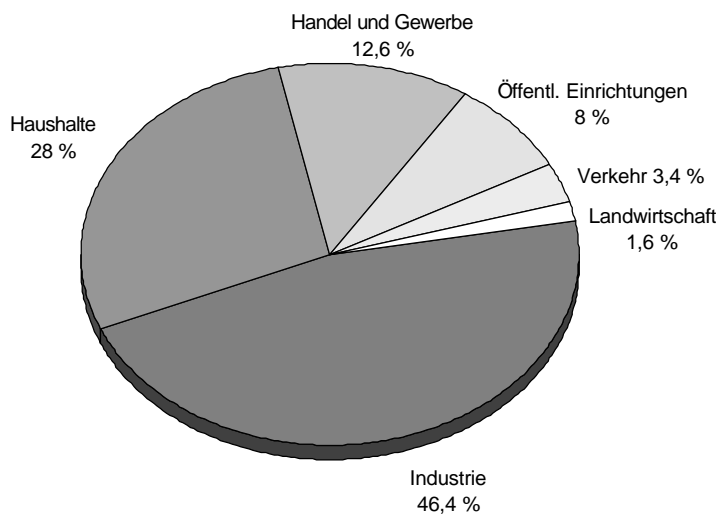


Bild 2.4 Aufteilung des Nettoverbrauchs in Deutschland 1996 nach Verbrauchergruppen (Daten: [VIK])

2.1.2 Energieträger und Emissionen

Am gesamten Primärenergiebedarf von 14.767 PJ in Deutschland hatten die fossilen Energieträger einen Anteil von 86,2 %. Dies entspricht in etwa dem Weltdurchschnitt von 90 %. Bei der Bruttostromerzeugung hingegen entfielen im Jahr 1996 in Deutschland 65 % auf fossile Energieträger, 30 % auf die Kernenergie, 4 % auf Wasserkraft und 1 % auf andere Energieträger (Bild 2.5). Somit ist der Anteil der fossilen Energieträger in der Elektrizitätswirtschaft geringer als in der gesamten Energiewirtschaft.

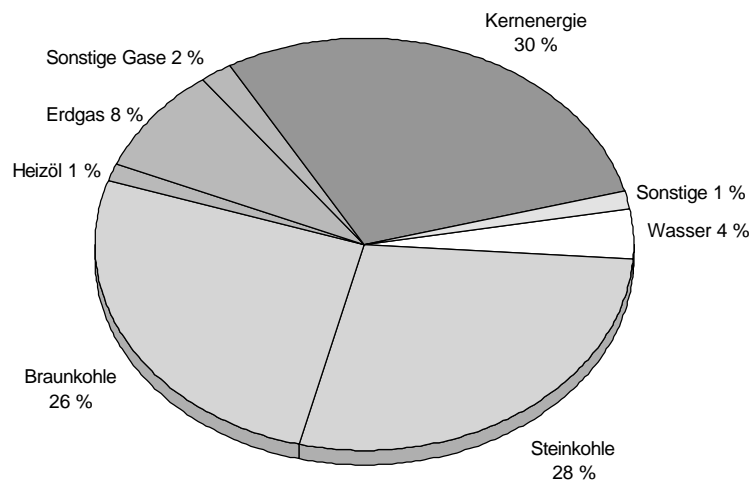


Bild 2.5 Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1996 (Daten: [VIK])

Tabelle 2.1 zeigt den **Brennstoffeinsatz** in der Elektrizitätswirtschaft, der 5.089 PJ umfasst. Wird zum Brennstoffeinsatz noch das Aufkommen der Wasserkraft von 21,6 TWh = 78 PJ addiert, ergibt sich ein Primärenergieaufkommen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland von 5.167 PJ im Jahr 1996.

Tabelle 2.1 Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung der öffentlichen, Industrie- und Deutsche Bahn AG - Kraftwerke in Deutschland 1996 in PJ (Daten: [VIK])

Steinkohle	Braunkohle	Heizöl	Erdgas	Sonstige Gase	Kernbrennstoff	Sonstige	Summe
1.395	1.428	64	367	102	1.658	74	5.089

Setzt man dies in Relation zum Nettostromverbrauch von 479,7 TWh = 1.727 PJ, ergibt sich damit bei den Kraftwerken in Deutschland ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 34 %. Dies erklärt auch, weshalb die Elektrizitätswirtschaft einen Anteil von 35 % am gesamten Primärenergieaufkommen hat, obwohl deren Anteil am Endenergiebedarf nur bei etwa 17 % liegt.

Daraus resultiert der verhältnismäßig große Anteil der Kraft- und Fernheizkraftwerke an den Kohlendioxid(CO₂)-Emissionen. Bild 2.6 zeigt auch den Anteil an Emissionen anderer Schadstoffe. Während der Ausstoß an Schwefeldioxid (SO₂) von 3.492 kt im Jahr 1975 auf 1.144 kt im Jahr 1996 und der Ausstoß von Staub von 634 kt auf 26 kt gesenkt werden konnte, blieb der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) in den letzten 20 Jahren nahezu konstant. Dies ist auf den Einsatz von modernen Schadstoffrückhaltetechniken in der Elektrizitätswirtschaft zurückzuführen, die jedoch nicht bei Kohlendioxid greifen.

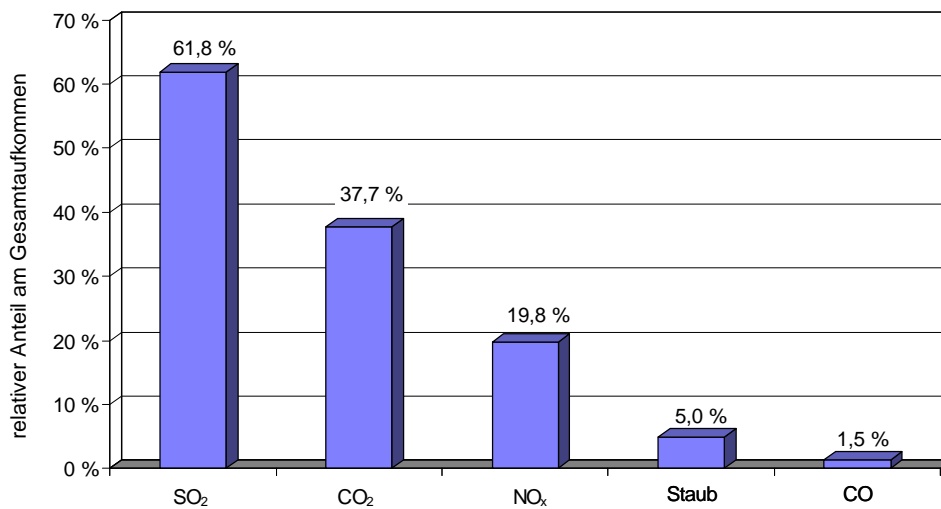


Bild 2.6 Anteil der Emissionen ausgewählter Schadstoffe der Kraft- und Fernheizkraftwerke am Gesamtaufkommen in Deutschland 1996 (Daten: [BMW])

Mit dem Brennstoffeinsatz der Kraftwerke aus Tabelle 2.1 und den spezifischen Emissionsfaktoren aus Tabelle 2.2 lassen sich die CO₂-Emissionen der Kraftwerke ermitteln. Werden diese durch den um die Übertragungsverluste erweiterten Nettoverbrauch dividiert, ergeben sich die spezifischen CO₂-Emissionen. Hierbei kann zwischen den spezifischen Emissionen aller Kraftwerke und den Emissionen rein fossiler Kraftwerke unterschieden werden, die 1996 gut 65 % des Elektrizitätsbedarfs gedeckt haben.

Tabelle 2.2 Spezifische CO₂-Emissionsfaktoren unterschiedlicher Energieträger in Deutschland (nach [Wag89])

	kg CO ₂ /kWh	kg CO ₂ /MJ
Steinkohle	0,33	91,7
Braunkohle	0,40	111,1
Heizöl L	0,28	77,8
Erdgas	0,19	52,8

Somit ergeben sich für das Jahr 1996 in **Gesamtdeutschland** spezifische CO₂-Emissionen von 0,63 kg CO₂/kWh_{el} für alle Kraftwerke und 0,96 kg CO₂/kWh_{el} für die fossilen Kraftwerke. In den **alten Bundesländern** sind die spezifischen CO₂-Emissionen aller Kraftwerke von 0,67 kg CO₂/kWh_{el} im Jahr 1975 auf 0,57 kg CO₂/kWh_{el} im Jahr 1987 gefallen. Die spezifischen CO₂-Emissionen der fossilen Kraftwerke betragen 1987 in den alten Bundesländern 0,91 kg CO₂/kWh_{el}. Dies ist vor allem auf den Ausbau der Kernenergie und den Ersatz von Kraftwerken mit hohen spezifischen Emissionen wie Braunkohle durch solche mit niedrigeren Emissionen wie Erdgas und auf eine Wirkungsgraderhöhung der Kraftwerke zurückzuführen, wie Tabelle 2.3 zu entnehmen ist.

Tabelle 2.3 Spezifische CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerke (nach [Fah96])

Kraftwerkstyp	Wirkungsgrad	spezifische Emissionen
heutiges Braunkohlekraftwerk	34,5 %	1,16 kg CO ₂ /kWh _{el}
zukünftiges Braunkohlekraftwerk	43,0 %	0,93 kg CO ₂ /kWh _{el}
heutiges Steinkohlekraftwerk	43,0 %	0,77 kg CO ₂ /kWh _{el}
zukünftiges Steinkohlekraftwerk	46,5 %	0,71 kg CO ₂ /kWh _{el}
GuD-Kraftwerk (1.200 °C)	58,0 %	0,34 kg CO ₂ /kWh _{el}
Brennstoffzelle (SOFC)	68,0 %	0,29 kg CO ₂ /kWh _{el}

Verlässliche Zahlen für die **neuen Bundesländer** liegen erst ab dem Jahr 1992 vor. In diesem Jahr ergaben sich spezifische CO₂-Emissionen von 1,5 kg CO₂/kWh_{el} für alle Kraftwerke. Daraus lassen sich die höheren Werte in Gesamtdeutschland nach der Wiedervereinigung gegenüber den Werten in den alten Bundesländern erklären.

Da das Jahr 1987 später als Bezugsjahr herangezogen wird, werden im Folgenden die Emissionen auch für dieses Jahr bestimmt. 1987 betrug die Bruttoerzeugung in der **DDR** 115,3 TWh, die Übertragungsverluste lagen bei 6,5 % [Gör90]. Unter Einbeziehung des Eigenverbrauchs und des Pumpstroms kann den Kraftwerken eine Nettoerzeugung von etwa 100 TWh zugeschrieben werden. Die CO₂-Emissionen der Kraft- und Fernheizkraftwerke der DDR betragen im selben Jahr 153 Mt [Enq95]. Unter Berücksichtigung des Fernwärmeanteils können für 1987 für die DDR die spezifischen CO₂-Emissionen aller Kraftwerke mit etwa 1,3 kg CO₂/kWh_{el} und der fossilen Kraftwerke mit 1,5 kg CO₂/kWh_{el} abgeschätzt werden. Die spezifischen Emissionen aller Kraftwerke lagen dabei etwas unter den Werten von 1992, da 1987 noch 10 % des Elektrizitätsbedarfs durch Atomkraftwerke gedeckt wurden, die später aus Sicherheitsgründen stillgelegt wurden. Für **Gesamtdeutschland** ergeben sich somit für 1987 spezifische CO₂-Emissionen von 1,1 kg CO₂/kWh_{el} für die fossilen Kraftwerke.

2.2 Risiken der heutigen Energieversorgung

2.2.1 Risiken fossiler Energieträger

2.2.1.1 Treibhauseffekt und Kohlendioxid

Ohne den schützenden Einfluss der Atmosphäre würden auf der Erde Temperaturen von etwa -18 °C herrschen. Durch verschiedene natürliche Spurengase in der Atmosphäre, wie Wasserdampf oder Kohlendioxid (CO_2), wird das eintreffende Sonnenlicht wie in einem Treibhaus zurückgehalten. Hierbei kann man zwischen einem natürlichen und einem anthropogenen Treibhauseffekt, das heißt einem vom Menschen verursachten, unterscheiden, der in Bild 2.7 verdeutlicht wird.

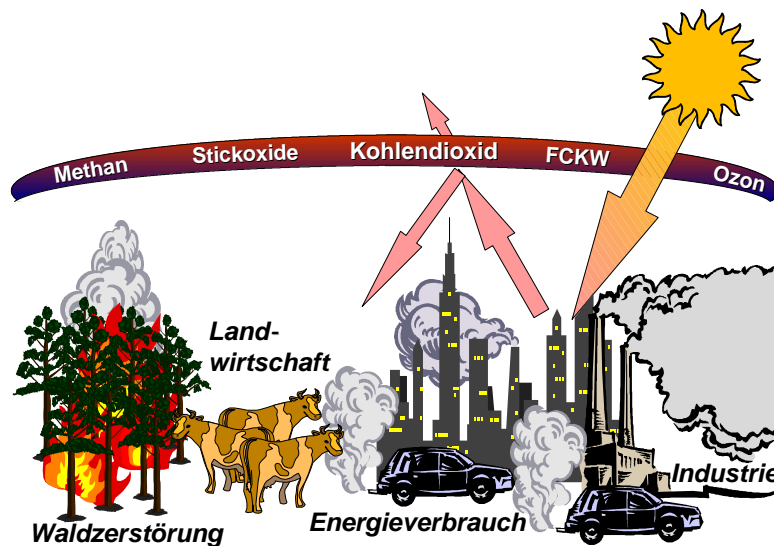


Bild 2.7 Entstehung des anthropogenen (vom Menschen verursachten) Treibhauseffekts [Qua99]

Der vorhandene **natürliche Treibhauseffekt** ermöglicht erst ein Leben auf unserer Erde. Die von der Sonne eintreffende Strahlung erwärmt die Erdoberfläche. Dadurch hat sich auf der Erde eine mittlere Temperatur von etwa 15 °C eingestellt. Ohne den natürlichen Treibhauseffekt würde ein Großteil der Wärmestrahlung von der Erdoberfläche in den Weltraum abgestrahlt, und die mittlere Temperatur auf der Erdoberfläche wäre um ca. 33 °C niedriger. Bei den Spurengasen in der Atmosphäre hat sich in den letzten Jahrtausenden ein Gleichgewicht ausgebildet, welches das Leben in der Form, wie wir es heute kennen, ermöglicht hat. Gewiss gab es aus unterschiedlichen Ursachen über die Jahrtausende immer wieder Temperaturschwankungen, wie nicht nur die verschiedenen Eiszeiten belegen. Dennoch haben sich die Temperaturänderungen der letzten Jahrtausende stets über einen sehr langen Zeitraum vollzogen, sodass die Natur eine Möglichkeit hatte, sich an die geänderten Verhältnisse anzupassen.

Durch den zunehmenden Energieverbrauch, aber auch durch andere Einflüsse auf die Umwelt wie Waldzerstörung oder Emissionen der Landwirtschaft werden große Mengen an Spurengasen wie Kohlendioxid, Methan, Ozon, FCKW, Stickoxide, Kohlenmonoxid und Schwefeldioxid in die Atmosphäre emittiert. Diese Gase verursachen den **anthropogenen Treibhauseffekt**.

Mit einem Anteil von 61 % am anthropogenen Treibhauseffekt ist **Kohlendioxid** (CO₂), das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe und bei der Nutzung von Biomasse entsteht, mit Abstand das bedeutendste Treibhausgas [Sch98]. Während sich Biomasse, die nur in dem Maß genutzt wird, wie sie im gleichen Zeitraum wieder nachwachsen kann, weitgehend CO₂-neutral verhält, werden bei der Brandrodung tropischer Urwälder Unmengen an CO₂ freigesetzt, das in den letzten Jahrzehnten oder gar Jahrhunderten von den Pflanzen gebunden wurde. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist aber für den größten Teil der CO₂-Emissionen verantwortlich. In Deutschland entstehen hierdurch 98 % aller anthropogenen CO₂-Emissionen. Die Konzentration von CO₂ ist bereits von 280 ppm_v (parts per million volumenbezogen) im Jahr 1850 auf 362 ppm_v im Jahr 1996 gestiegen und wird sich bei fortgesetztem Ausstoß in den nächsten Jahrzehnten mehr als verdoppeln. Der heutige CO₂-Gehalt in der Atmosphäre ist bereits höher als zu irgendeinem Zeitpunkt der vergangenen 250.000 Jahre.

Während die bei der Nutzung fossiler Brennstoffe entstehenden Emissionen weltweit einen Anteil von 50 % am anthropogenen Treibhauseffekt haben, ist dieser Anteil in Deutschland deutlich größer.

Die Ursachen für die Klimaveränderungen waren lange Zeit sehr umstritten. Auch heute tauchen immer wieder Studien auf, die den anthropogenen Treibhauseffekt insgesamt in Frage stellen. Dabei wird der Anstieg der bodennahen Durchschnittstemperaturen um 0,6 °C (vgl. Kapitel 1) in den letzten 100 Jahren als natürliche Schwankung verharmlost.

Zahlreiche Indizien belegen heute jedoch schleichende Klimaveränderungen. Als Indizien für den zunehmenden Treibhauseffekt galten bis 1994 folgende Tatsachen und Ereignisse [Enq95]:

- das Auftreten der 7 heißesten Jahre der letzten 130 Jahre innerhalb der letzten 11 Jahre
- die Verminderung der mittleren Temperaturunterschiede zwischen Tag und Nacht aufgrund des Anstieges der Minimumtemperaturen
- der Anstieg der Oberflächentemperaturen in großen Bereichen der tropischen Ozeane um 0,5 °C in den letzten 50 Jahren
- die Erwärmung der mittleren Troposphäre, insbesondere über den Tropen

- die Zunahme der mittleren Windgeschwindigkeit in mittleren Breiten während der vergangenen 40 Jahre
- die Zunahme der Niederschläge in den mittleren und hohen Breiten um 5 % seit 1950
- die drastische Abnahme der Masse der Gebirgsgletscher um z.B. etwa 50 % seit 1850 in den Ostalpen
- die Veränderung der Vegetation in den Alpen oberhalb etwa 3.000 m, z.B. die Verschiebung der Vegetation in höhere Regionen um bis zu 4 m pro Dekade
- der Anstieg des Meeresspiegels um 10 cm bis 20 cm in den letzten 100 Jahren und um 9 cm bis 12 cm in den vergangenen 50 Jahren.

Auch in jüngster Vergangenheit sind zahlreiche Klima-anomalien zu beobachten, die bereits auf einsetzende Klimaveränderungen schließen lassen. 1997/98 trat das bisher größte in diesem Jahrhundert beobachtete El Niño-Ereignis (Temperaturanomalie im tropischen Pazifik) mit daraus resultierenden verheerenden Flutkatastrophen und Dürreperioden in weiten Regionen der Erde auf [Lat98]. Am 12.8.1998 wurde im Moseltal mit 41,2 °C die höchste jemals in Deutschland gemessene Temperatur registriert [Met98].

Auch die internationalen Versicherungsgesellschaften beklagen eine stark zunehmende Anzahl von Naturkatastrophen in den letzten Jahren (Tabelle 2.4). Ob diese steigende Zahl allein auf die Folgen des anthropogenen Treibhauseffektes zurückgeht, kann nicht mit absoluter Sicherheit nachgewiesen werden. Dennoch zeigen diese Zahlen, welche Kosten durch den Treibhauseffekt auf uns zukommen können.

Tabelle 2.4 Große Naturkatastrophen und verursachte Schäden (inflationsbereinigt) [MRe00]

Zeitraum	1950-1959	1960-1969	1970-1979	1980-1989	1990-1999
Anzahl großer Naturkatastrophen	20	27	47	63	87
volkswirtschaftliche Schäden in Mrd.US\$ ₁₉₉₉	39,6	71,1	127,8	198,6	608,5
versicherte Schäden in Mrd.US\$ ₁₉₉₉	0	6,8	11,7	24,7	109,3

Eine detaillierte Vorhersage über die Auswirkungen des anthropogenen Treibhauseffektes ist nicht möglich. Man kann nur über verschiedene Klimamodelle versuchen, die Auswirkungen durch die Zunahme der Treibhausgase abzuschätzen.

Wird der anthropogene Treibhauseffekt und vor allem der Verbrauch fossiler Energieträger nicht gebremst, werden sich die CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre gegenüber den vorindustriellen Werten im nächsten Jahrhundert mehr als verdoppeln. Dies wird eine Steigerung der globalen Durchschnittstemperatur bis zum Ende des 21. Jahrhunderts um 2 °C gegenüber dem heutigen Wert zur Folge haben, wobei die Vorhersagen zwischen +1,3 °C und +2,9 °C schwanken [Sch98]. Dieser Temperaturanstieg ist mit dem Tempera-

turanstieg zwischen der Eiszeit vor 18.000 Jahren und der jetzigen Warmzeit vergleichbar, nur dass diese Änderungen in etwa 100 Jahren ablaufen werden, während der Übergang von der letzten Eiszeit zur heutigen Warmzeit rund 5.000 Jahre dauerte. In den letzten 10.000 Jahren sind die Temperaturen nie mehr als 1 °C bis 1,5 °C vom Mittelwert abgewichen, das heißt in den nächsten Jahrhunderten droht eine Erwärmung, wie sie in den letzten 10.000 Jahren nicht einmal annähernd vorgekommen ist.

Eine Temperaturerhöhung um insgesamt 2 °C oder um mehr als +0,1 °C pro Jahrzehnt gilt bereits als ein Wert, der voraussichtlich katastrophale Auswirkungen für die Menschheit, deren Ernährungssituation und die Ökosysteme haben wird. Der unvermindert fortschreitende Treibhauseffekt wird verheerende Einflüsse auf die Waldbestände der Erde und die Landwirtschaft haben. Die Ernährungssituation der Menschheit wird sich durch abnehmende landwirtschaftliche Produktion deutlich verschlechtern. Die Folge sind Hungersnöte und zunehmende Völkerwanderungen mit ihren sozialen Problemen. Durch die globale Erwärmung wird die Intensität und Stärke der Stürme sowohl in den mittleren Breitengraden als auch in den tropischen Regionen zunehmen. Dies hat wiederum größere Schäden aufgrund von Naturkatastrophen zur Folge. Es ist wahrscheinlich, dass der Meeresspiegel im Verlauf des nächsten Jahrhunderts um 0,5 m ansteigen wird, aber auch ein Anstieg um mehr als einen Meter gilt als nicht ausgeschlossen [Enq90; Enq95]. Dies hat für tiefer gelegene Regionen der Erde verheerende Auswirkungen, was unter anderem Flutkatastrophen der jüngsten Vergangenheit belegen. So starben allein in Bangladesch bei Überschwemmungen im Jahre 1991 schätzungsweise 200.000 Menschen. Es ist zu befürchten, dass zahlreiche tiefer gelegene Regionen und Inseln von der Landkarte verschwinden werden.

Dass sich der Treibhauseffekt mit seinen negativen Folgen nicht mehr vollständig aufhalten lässt, ist weitgehend unbestritten. Eine Beschränkung einer weltweiten Erwärmung auf Werte unter +2 °C ist allerdings nur realistisch, wenn hierfür enorme Anstrengungen erbracht werden.

Heute werden Treibhausgase hauptsächlich von den Industrienationen emittiert, während die Emissionen von Entwicklungsländern noch vergleichsweise gering sind. Somit stehen vor allem die Industrienationen in der Verantwortung, für eine drastische Reduktion der Treibhausgase zu sorgen. Für Deutschland und andere Industriestaaten sollten demnach folgende **Reduktionsziele** für einen wirksamen Klimaschutz erreicht werden [Enq95]:

- 25 % Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2005 gegenüber 1987
- 50 % Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1987
- 80 % Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2050 gegenüber 1987
- 90 % Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2100 gegenüber 1987

Dies bedeutet faktisch einen vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe im Laufe des nächsten Jahrhunderts.

2.2.1.2 Andere Schadstoffe und deren Auswirkungen

Beim Steinkohlebergbau, bei der Erdölförderung und bei der Verteilung von Erdgas entweichen große Mengen an Methan (CH_4) in die Atmosphäre. Etwa 30 % der Methan-Emissionen in Deutschland sind dem Energiebereich zuzuschreiben. Methan ist mit 15 % Anteil am anthropogenen Treibhauseffekt das zweitwichtigste Treibhausgas. Auch für die Bildung von Stickoxiden (NO_x) und Ozon ist vor allem die Verbrennung fossiler Energieträger verantwortlich.

Durch Emissionen von Schwefeldioxid (SO_2) wird unter anderem der saure Regen verursacht, mit Waldsterben und Gebäudeschäden als Folge. Ein Großteil der SO_2 -Emissionen entsteht durch die Elektrizitätskraftwerke (vgl. Bild 2.6).

Die bei der Elektrizitätserzeugung emittierten Schadstoffe sind auch für Gesundheitsschäden wie Atemwegs- und Hauterkrankungen, Allergien und Krebserkrankungen sowie für Ernteverluste verantwortlich, wodurch auch große volkswirtschaftliche Schäden entstehen [Wic93; Bra96; Fri98].

Im Zuge einer klimaverträglichen Energieversorgung ist auch eine drastische Reduktion anderer Schadstoffe zusätzlich zu CO_2 anzustreben. Da Emissionen der anderen Schadstoffe auch eng mit dem Einsatz fossiler Energieträger gekoppelt sind, wird im Folgenden unterstellt, dass beim Einhalten der oben genannten Reduktionsziele für CO_2 auch die Emissionen der anderen Schadstoffe in weniger kritische Bereiche sinken werden. Somit genügt im Weiteren eine Beschränkung bei der Betrachtung auf die Reduzierung der CO_2 -Emissionen, die, wie bereits erwähnt, hauptverantwortlich für den Treibhauseffekt sind.

2.2.1.3 Reichweite fossiler Energieträger

Aufgrund der begrenzten Vorkommen konventioneller Energieträger werden nur wenige der heutigen Technologien das 21. Jahrhundert überdauern. Schon aus diesem Grund sollte bereits heute begonnen werden, die Energiewirtschaft hierauf einzustellen. Viele Gründe wie der z.B. die Auswirkungen des Treibhauseffekts sprechen dafür, damit bereits vor der nahenden Erschöpfung konventioneller Energievorräte zu beginnen.

Die fossilen Energieträger wie Erdgas, Erdöl, Stein- oder Braunkohle sind über einen Zeitraum von Jahrtausenden in der Vorgeschichte unserer Erde entstanden. Sie haben sich hauptsächlich aus pflanzlichen oder tierischen Substanzen gebildet, sind also die gespeicherte Biomasse aus früheren Zeiten. Ein großer Teil der so entstandenen fossilen Energie-

träger wurde im 20. Jahrhundert verbraucht. Durch zunehmende Ausbeutung fossiler Lagerstätten wird die Förderung in Zukunft immer schwieriger, technisch aufwendiger, riskanter und dadurch mit höheren Kosten verbunden sein. Sollte der Umfang der fossilen Energienutzung weiter anhalten oder gar noch steigen, werden sämtliche erreichbaren Vorkommen von Erdöl und Erdgas bereits im 21. Jahrhundert aufgebraucht und lediglich die Kohlevorräte noch über einen etwas längeren Zeitraum verfügbar sein (vgl. Tabelle 2.5). Somit werden wenige Generationen sämtliche fossilen Energievorräte der letzten Jahrmillionen vollständig ausgebeutet haben. Zukünftige Generationen können auf diese Energieträger nicht mehr zurückgreifen.

Eine genaue Bestimmung der tatsächlich vorhandenen Reserven an fossilen Energieträgern ist nur schwer möglich, da nur der Umfang der bereits erkundeten Fördergebiete angegeben werden kann. Welche Vorratsmengen in Zukunft noch entdeckt werden, kann heute nur grob abgeschätzt werden. Doch selbst wenn neue große Lagerstätten von fossilen Energieträgern entdeckt werden sollten, ändert dies nichts an der Tatsache, dass fossile Energien begrenzt sind. Lediglich deren Reichweite kann um einige Jahre oder bestenfalls Jahrzehnte verlängert werden. Derzeit wird auch die Nutzung anderer Vorkommen wie z.B. Ölschiefer diskutiert, die jedoch auch nur in begrenztem Umfang vorkommen.

Tabelle 2.5 Reserven fossiler Energieträger weltweit (Daten: [BMW])

	Erdöl	Erdgas	Kohle
sicher gewinnbare Reserven	147 Mrd. t $\hat{=}$ 6.159 EJ	149 Bill. m ³ $\hat{=}$ 4.730 EJ	595 Mrd. t SKE = 17.438 EJ
Förderung 1995	3,29 Mrd. t $\hat{=}$ 138 EJ	2,40 Bill. m ³ $\hat{=}$ 76 EJ	3,70 Mrd. t SKE = 108 EJ
Reichweite bei heutiger Förderung	44 Jahre	64 Jahre	185 Jahre
zusätzlich gewinnbare Reserven	73,8 Mrd. t	231,3 Bill. m ³	7.513 Mrd. t SKE ¹⁾
Kumulierte Förderung bis 1996	110,9 Mrd. t	57,3 Bill. m ³	k.A.

¹⁾ Gesamtressourcen

Bei den Angaben der Vorräte sind die sicher gewinnbaren Reserven, also die Vorräte, die durch Exploration, Bohrungen und Messungen nachgewiesen und technisch sowie wirtschaftlich erschließbar sind, von Bedeutung. Hinzu kommen zusätzlich gewinnbare Reserven, deren Vorkommen heute noch nicht sicher nachgewiesen und deren Umfang mit einer gewissen Unsicherheit behaftet ist. Dividiert man die sicher gewinnbaren Reserven eines Energieträgers durch den derzeitigen Jahresverbrauch, ergibt sich die statistische Reichweite. Diese kann bei zunehmendem Energieverbrauch niedriger, bei zusätzlich erschlossenen Reserven aber auch höher ausfallen.

2.2.2 Risiken der Kernenergie

2.2.2.1 Reichweite atomarer Energieträger

Auch die Uranvorkommen der Erde zum Betrieb von Atomkraftwerken sind begrenzt. Die geschätzten weltweiten Vorräte betragen etwa 27 Mio. t. Die bekannten Vorräte liegen bei ca. 6,2 Mio. t, von denen jedoch nur knapp die Hälfte wirtschaftlich förderbar ist, wie aus Tabelle 2.6 hervorgeht. Derzeit werden weltweit nur etwa 5 % des Energiebedarfs durch die Kernenergie gedeckt. Sollte der gesamte Primärenergiebedarf der Erde von 1993 im Umfang von $9,7 \cdot 10^{13}$ kWh = 350.400 PJ = 350,4 EJ durch die Kernenergie gedeckt werden, würden die hinreichend sicher nachgewiesenen wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte weniger als 4 Jahre reichen. Durch Brutreaktoren könnte die Reichweite zwar um das 60fache gesteigert werden, dennoch stellt die Atomenergie auf Basis der Kernspaltung aufgrund der begrenzten Ressourcen langfristig keine Alternative zu den fossilen Brennstoffen dar.

Tabelle 2.6 Uranvorräte weltweit [Pro96]

	Vorräte zu Gewinnungskosten von		Insgesamt
	bis 80 US\$/kg U	80-130 US\$/kg U	
hinreichend sicher nachgewiesene Vorräte	2,090 Mio. t	1,062 Mio. t	3,152 Mio. t $\hat{=}$ 1.291 EJ
geschätzte zusätzliche Vorräte	0,931 Mio. t	0,484 Mio. t	1,415 Mio. t $\hat{=}$ 580 EJ

2.2.2.2 Weitere Risiken der Kernenergie

Sollten alle derzeit genutzten fossilen Energieträger durch die Atomkraft ersetzt werden, müssten weltweit mindestens 10.000 neue Atomkraftwerke gebaut werden. Da die Lebenszeit eines Atomkraftwerks etwa 30 Jahre beträgt, müssten alle Kraftwerke auch in diesem Zeitraum erneuert werden, das heißt täglich würde ein neuer Reaktor ans Netz gehen. Hierbei müssten **Kernkraftwerke** auch **in politisch instabilen Staaten** errichtet werden. Das Risiko von atomaren Unfällen, hervorgerufen durch Sabotage, Kriegshandlungen oder leichtsinnige Sorglosigkeit oder gar vom militärischen Einsatz der Atomenergie ist hier ungleich höher.

Die Welturanerzeugung betrug 1995 gut 35.000 Tonnen. Bei den geringen Konzentrationen im Uranerz und der noch notwendigen Anreicherung müssen enorm große Mengen an Erz bearbeitet werden. Schon bei diesem **Abbau** kommt es zu großen Umweltbelastungen, da die Abbaugelände radioaktiv belastet werden. Das Uran wird meist weite Strecken transportiert, bei der Verarbeitung werden große Energiemengen verbraucht, und für die Kraft-

werkerrichtung werden ebenfalls große Material- und Energiemengen benötigt. Zwar entsteht bei der Kernspaltung selbst kein CO₂, doch werden sämtliche Prozesse vom Kraftwerksbau über den Uranabbau bis zur Entsorgung betrachtet, entstehen indirekt nicht unerhebliche Mengen an CO₂, die zwar wesentlich geringer als bei dem Betrieb eines Kohlekraftwerks sind, aber weit über den vergleichbaren indirekten CO₂-Emissionen von Windkraftanlagen liegen [Lew93].

Ein weiteres Risiko birgt der **Transport und die Lagerung** radioaktiver Stoffe, wie nicht zuletzt die deutliche Überschreitung von Grenzwerten bei Castor-Transporten gezeigt hat. Einerseits müssen Uran und Brennstäbe zu den verschiedenen Verarbeitungsbetrieben und Kraftwerken und andererseits abgebrannte Brennstoffe und radioaktiver Müll zur Weiterverarbeitung oder zu Zwischen- oder Endlagern transportiert werden. Gefährliche, stark radioaktive Stoffe fallen beim ganz normalen Betrieb eines Kernkraftwerkes an, und auch die abgebrannten radioaktiven Brennstäbe bergen große Risiken. Außer zahlreichen anderen radioaktiven Stoffen enthalten diese knapp 1 % Plutonium. Das Einatmen eines Mikrogramms Plutonium führt beim Menschen mit ziemlicher Sicherheit zum Tod durch Lungenkrebs. Eine absolute Sicherheit, dass sich beim Transport kein Unglück ereignet, bei dem radioaktive Stoffe freigesetzt werden, kann nicht garantiert werden. Auch die Endlagerung ist problematisch, da die Reststoffe noch über Jahrtausende eine tödliche Gefahr darstellen.

Aber auch der störungsfreie Betrieb eines Atomkraftwerkes ist mit Risiken behaftet. So setzen Atomkraftwerke ständig geringe Mengen an Radioaktivität frei. In jüngster Zeit wurde in der Nähe von Atomkraftwerken eine Zunahme von Leukämiefällen bei Kindern beobachtet. Ein allgemein anerkannter wissenschaftlicher Beweis für diese Zusammenhänge existiert derzeit jedoch nicht.

Die größte Gefährdung geht aber von einem **GAU** (Größter Anzunehmender Unfall) in einem Kernkraftwerk aus. Sollte dieser in einem mitteleuropäischen Kraftwerk eintreten, so wären davon Millionen von Menschen betroffen. Durch freigesetzte Radioaktivität würden große Landstriche für lange Zeit unbewohnbar, und unzählige Menschen und Tiere müssten unmittelbar den Strahlentod sterben oder würden mittelfristig an Krebserkrankungen zugrunde gehen. Dass ein GAU nicht völlig auszuschließen ist, zeigen die Unfälle in Harrisburg und Tschernobyl [Qua99].

Anlagen zur Nutzung der Kernenergie lassen sich nicht nur zivil sondern auch **militärisch** verwenden. Aus diesem Grund wurde der Ausbau der zivilen Kernenergie in zahlreichen Staaten von den Militärs vorangetrieben. Die Nutzung der Atomkraft in politisch unsicheren Staaten kann internationale Krisen hervorrufen. Beispiele hierfür waren in den

letzten Jahren der Irak, Nordkorea, Indien und Pakistan. Werden die Anstrengungen zur Nutzung der Atomkraft forciert, steigt in Zukunft die Wahrscheinlichkeit „atomarer Krisen“.

Dem Nutzen der zivilen Kernkraft stehen also viele in ihren Auswirkungen nur schwer abschätzbare Risiken gegenüber. Da neben der Kernenergie auch andere Technologien existieren, die Energieversorgung klimaverträglich sicherzustellen, sollte nach Wegen gesucht werden, dies auch ohne die Kernenergie zu erreichen.

Von den Befürwortern der Kernenergie wird oft die **Kernfusion** als zukünftige Alternative genannt. Die für die Kernfusion benötigten Ausgangsstoffe sind auf der Erde in großer Menge zu gewinnen, sodass die begrenzte Reichweite der Ausgangsstoffe für die Kernfusion kein Problem darstellt. Wann jedoch diese Technologie ausgereift sein wird, kann derzeit nicht beantwortet werden.

Doch selbst wenn diese Technologie einmal ausgereift sein sollte, gibt es verschiedene Gründe, die gegen den Ausbau der Kernfusion sprechen. Zum einen ist diese Technologie aufgrund des enormen technischen Aufwands teurer als die heutige Kernspaltung, sodass Alternativen - wie die meisten regenerativen Energien - schon aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu bevorzugen sind. Zum anderen entstehen auch beim Betrieb einer Kernfusionsanlage radioaktive Stoffe, von denen eine Gefährdung ausgehen kann. Der letzte und wohl entscheidende Grund ist die lange Dauer bis zum eventuellen Einsatz dieser Technologie. Für die Bekämpfung des Treibhauseffektes bedarf es bereits heute dringend funktionierender Alternativen. Auf einen in unbestimmter Zukunft funktionierenden Fusionsreaktor darf und kann im Sinne des Klimaschutzes nicht gewartet werden.

Sämtliche hier genannten Risiken geben Grund zu der Forderung, dass eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung auch ohne die Nutzung der Kernenergie auskommen sollte. Deshalb wird im Folgenden unterstellt, dass die in Deutschland betriebenen Atomkraftwerke nach ihrer Nutzungsdauer nicht wieder durch neue Kraftwerke ersetzt werden. Somit wäre eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung im Jahr 2020 weitgehend ohne Kernkraftwerke zu gestalten. Dies erfordert große Anstrengungen, da ein Anteil von etwa 30 % der Elektrizitätsversorgung zusätzlich durch andere Kraftwerke gedeckt werden muss, ohne hierbei die Reduktionsziele für CO₂ aus dem Auge zu verlieren.

2.2.3 Notwendige Umgestaltung der Elektrizitätsversorgung

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die in 2.2.1.1 formulierten Reduktionsziele für CO₂ auch auf die Elektrizitätswirtschaft übertragen werden können. Nur eine Elektrizitätswirtschaft, die diesen Reduktionszielen mit Rechnung trägt, kann als klimaverträglich

angesehen werden. Somit sind mindestens Reduktionen der CO₂-Emissionen auf 50 % der Werte von 1987 bis 2020 und auf 20 % bis 2050 zu erreichen. Dieses Ziel soll auch ohne Nutzung der Kernenergie erreicht werden.

In Abschnitt 2.1.2 wurde bereits auf die Berechnung spezifischer CO₂-Emissionen in Deutschland eingegangen. Die Ergebnisse sind noch einmal in Tabelle 2.7 zusammenfassend dargestellt.

Bei der Bestimmung der Reduktionsziele stellt das Jahr 1987 ein willkürlich gewähltes Bezugsjahr aus der Arbeit der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages dar. Die für Deutschland formulierten Reduktionsziele müssen hierbei auch auf andere Industrienationen übertragbar sein. In Deutschland kam es durch den Fall der Mauer zu erheblichen Umbrüchen in der Wirtschaft vor allem in den neuen Bundesländern. Deshalb gab es hier einen starken Rückgang der spezifischen CO₂-Emissionen, während die spezifischen CO₂-Emissionen in den alten Bundesländern nahezu konstant blieben. Um die Übertragbarkeit auf andere Industrienationen aufrechtzuerhalten, können nicht die CO₂-Emissionen in Gesamtdeutschland im Jahr 1987 als Referenz herangezogen werden, da andere Ländern nicht über die Reduktionsmöglichkeiten wie bei der Wiedervereinigung in Deutschland verfügen. Dies wird auch in Beschlüssen der ehemaligen Bundesregierung berücksichtigt, in denen das Bezugsjahr für die CO₂-Reduktionsziele von 25 % bis zum Jahr 2005 vom Jahr 1987 auf 1990 verändert wurde und die deutlich stärkere Reduktionen in den neuen Bundesländern vorsehen.

Tabelle 2.7 Bestimmung der spezifischen CO₂-Emissionen der Elektrizitätskraftwerke in Deutschland für verschiedene Jahre (Daten: [VIK; BMWi], eigene Berechnungen)

	1987 alte Bundesländer	1987 neue Bundesländer	1987 Gesamt- Deutschland	1996 Gesamt- Deutschland
CO ₂ -Emissionen	226 Mt	138 Mt	363 Mt	316 Mt
Nettoerzeugung und Übertragungsverluste	394 TWh	107 TWh	501 TWh	500 TWh
fossiler Anteil ¹⁾	62,9 %	85 %	67,6 %	65,4 %
spezifische CO ₂ -Emissionen aller Kraftwerke in kg CO ₂ /kWh _{el}	0,57	1,30	0,72	0,63
spezifische CO ₂ -Emissionen fossiler Kraftwerke in kg CO ₂ /kWh _{el}	0,91	1,52	1,07	0,96

¹⁾ bezogen auf die Bruttoerzeugung

Deshalb sind hier für Gesamtdeutschland Referenzwerte gewählt, die nur geringfügig über den Emissionswerten der alten Bundesländer liegen und die starken Emissionen der ehe-

maligen DDR nur in abgeschwächter Form berücksichtigen. Diese Referenzwerte sind in Tabelle 2.8 zusammenfassend wiedergegeben.

Tabelle 2.8 Referenzwerte für spezifische CO₂-Emissionen der Elektrizitätskraftwerke in Deutschland als Ausgangsbasis für die Reduktionsziele (ca. 1990)

CO ₂ -Emissionen	Nettoerzeugung und Übertragungsverluste	fossiler Anteil $f_{\text{fossil},0}$	spez. CO ₂ -Emissionen aller Kraftwerke	spez. CO ₂ -Emissionen fossiler Kraftwerke em_0
325 Mt	500 TWh	65 %	0,65 kg CO ₂ /kWh _{el}	1,0 kg CO ₂ /kWh _{el}

Diese zuvor formulierten zeitabhängigen Reduktionsziele $r_z(t)$ können durch Reduktionen der spezifischen Emissionen $em(t)$ fossiler Kraftwerke erreicht werden, wobei deren Referenzwert $em_0 = 1,0 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$ beträgt. Auch durch die Reduktion des Anteils $f_{\text{fossil}}(t)$ fossiler Energieträger an der Elektrizitätswirtschaft lassen sich die Reduktionsziele einhalten. Deren Anteil betrug im Bezugsjahr $f_{\text{fossil},0} = 65 \%$. Erhöht sich der Anteil z.B. durch den Ausstieg aus der Kernenergie, muss dies anderweitig aufgefangen werden. Die Veränderung des Stromverbrauchs $\Delta_{\text{Verbrauch}}(t)$ kann bei einer Verringerung zum Erreichen der Reduktionsziele beitragen. Ein steigender Verbrauch hingegen erschwert die Einhaltung der Reduktionsziele.

Die Abhängigkeit der Reduktionsziele von den verschiedenen Faktoren kann wie folgt formuliert werden:

$$r_z(t) = \frac{em(t)}{em_0} \cdot \frac{f_{\text{fossil}}(t)}{f_{\text{fossil},0}} \cdot (1 + \Delta_{\text{Verbrauch}}(t)) \quad (2.1)$$

Durch Auflösen der Gleichung nach den spezifischen CO₂-Emissionen $em(t)$ der fossilen Kraftwerke ergibt sich

$$em(t) = em_0 \cdot \frac{f_{\text{fossil},0}}{f_{\text{fossil}}(t) \cdot (1 + \Delta_{\text{Verbrauch}}(t))} \cdot r_z(t) \quad (2.2)$$

Eine Reduktion spezifischer CO₂-Emissionen ist bei bestehenden Kraftwerken durch Modernisierungsmaßnahmen nur in sehr begrenztem Maße möglich. Nur beim Neubau von Anlagen sowie einem Wechsel von Brennstoffen wie Stein- oder Braunkohle zu Erdgas lassen sich bei den fossilen Kraftwerken deutliche Emissionsminderungen erzielen.

Unterstellt man für die Kraftwerke eine durchschnittliche Lebensdauer von 35 Jahren, so nimmt der Bestand fossiler Kraftwerke und der an Kernkraftwerken bis zum Jahr 2012 um 50 % ab [Mar98]. Selbst wenn man den feststehenden Neubau bis 2020 berücksichtigt,

verbleiben bei den fossilen Kraftwerken im Jahr 2020 weniger als 25 % des heutigen Bestands [Fah96]. Hierdurch ergeben sich große Chancen, die spezifischen Emissionen durch den Neubau besonders emissionsarmer Kraftwerke zu reduzieren. Bei gleichbleibendem Stromverbrauch und gleichbleibendem Anteil fossiler Kraftwerke ließe sich ein oberes technisches Minderungspotential bei den CO₂-Emissionen auf 45 % der heutigen Emissionen erzielen, wenn alle freiwerdenden Kapazitäten mit Erdgas-GuD-Kraftwerken abgedeckt werden. Der Erdgaseinsatz der Kraftwerke würde dann jedoch um 350 % zunehmen. Da in Deutschland die Kohle jedoch traditionell einen hohen Stellenwert hat, ist eine derartige strukturelle Umgestaltung bei der Wahl der Brennstoffe nicht zu erwarten. Wird bei den Brennstoffen nicht konsequent auf Erdgas umgestellt, lässt sich lediglich eine Minderung der spezifischen CO₂-Emissionen auf etwa 70 % erreichen [Fah96].

Im Vorgriff auf die Ergebnisse aus Kapitel 3 und Kapitel 5 sind in Tabelle 2.9 mögliche Verbrauchsänderungen, der jeweilige Anteil fossiler Kraftwerke bei einem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2020 und einem massiven Neubau regenerativer Kraftwerke sowie die erforderlichen spezifischen CO₂-Emissionen der fossilen Kraftwerke zur Erreichung des Reduktionsziels $r_z = 50\%$ für das Jahr 2020 dargestellt.

Bild 2.8 zeigt alle möglichen Parameterkombinationen, mit denen sich die Reduktionsziele bis 2020 erreichen lassen. Die verschiedenen Parameterkombinationen aus Tabelle 2.9 sind mit P₁, P₂ und P₃ gekennzeichnet.

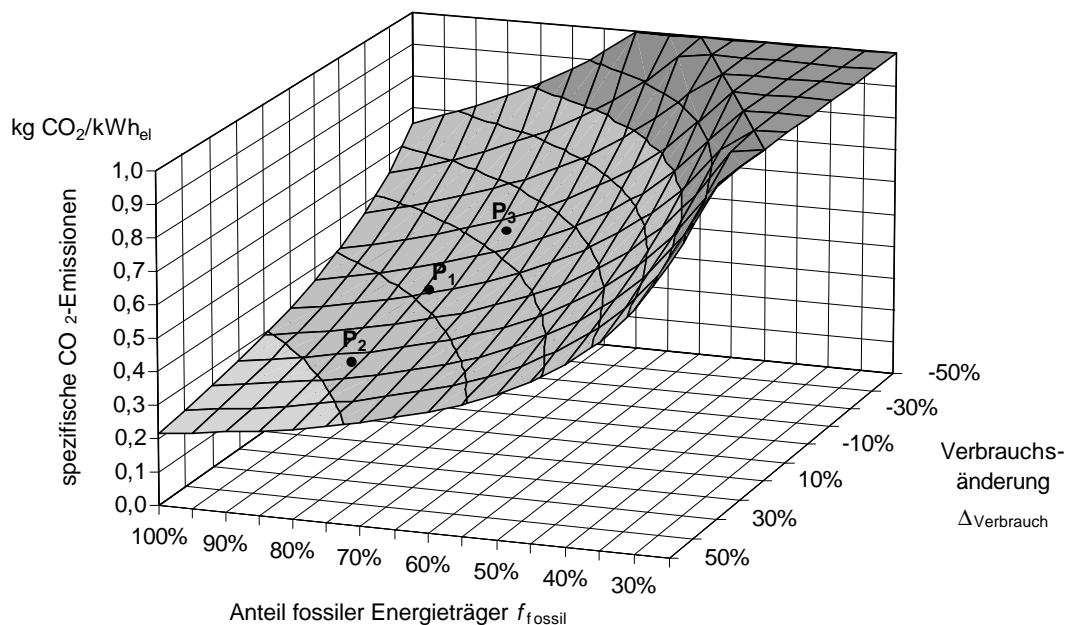


Bild 2.8 Mögliche Parameterkombinationen zur Einhaltung der Reduktionsziele $r_z(2020) = 50\%$

Tabelle 2.9 Parameterkombinationen der Verbrauchsänderungen $\Delta_{\text{Verbrauch}}(2020)$, des Anteils fossiler Kraftwerke $f_{\text{fossil}}(2020)$ und der spezifischen CO₂-Emissionen $em(2020)$ der fossilen Kraftwerke, mit denen sich das Reduktionsziel $r_z(2020) = 50\%$ erreichen ließe

	$\Delta_{\text{Verbrauch}}(2020)$	$f_{\text{fossil}}(2020)$	$em(2020)$
P ₁	0,0 %	77 %	0,42 kg CO ₂ /kWh _{el}
P ₂	+23,5 %	81 %	0,32 kg CO ₂ /kWh _{el}
P ₃	-16,4 %	72 %	0,54 kg CO ₂ /kWh _{el}

Bei gleichbleibendem Verbrauch (P₁) lassen sich die Reduktionsziele nur dann annähernd erreichen, wenn ein massiver Ausbau der Nutzung regenerativer Energien erfolgt und gleichzeitig beim Bau neuer fossiler Kraftwerke ausschließlich Erdgas-GuD-Kraftwerke errichtet werden. Bei steigendem Verbrauch (P₂) lassen sich die Reduktionsziele nur dann erreichen, wenn alle im Jahr 2020 noch bestehenden Kohlekraftwerke durch Erdgas-GuD-Kraftwerke ersetzt werden. Nur bei einer Verringerung des Verbrauchs (P₃) lassen sich die Reduktionsziele des Jahres 2020 auch dann noch erreichen, wenn einige freiwerdende Kapazitäten nicht durch Erdgas-GuD-Kraftwerke sondern durch moderne Kohlekraftwerke ersetzt werden. Aufgrund der Emissionsbilanz sollte künftig auf einen Neubau von Braunkohlekraftwerken verzichtet und statt dessen Steinkohlekraftwerke vorgezogen werden.

Analog zu den Betrachtungen für das Jahr 2020 sind in Tabelle 2.10 mögliche Parameterkombinationen dargestellt, mit denen sich das Reduktionsziel $r_z = 20\%$ für das Jahr 2050 bei massivem Ausbau regenerativer Energien erreichen ließe.

Tabelle 2.10 Parameterkombinationen der Verbrauchsänderungen $\Delta_{\text{Verbrauch}}(2050)$, des Anteils fossiler Kraftwerke $f_{\text{fossil}}(2050)$ und der spezifischen CO₂-Emissionen $em(2050)$ der fossilen Kraftwerke, mit denen sich das Reduktionsziel $r_z(2050) = 20\%$ erreichen ließe

	$\Delta_{\text{Verbrauch}}(2050)$	$f_{\text{fossil}}(2050)$	$em(2050)$
	0,0 %	17,4 %	0,75 kg CO ₂ /kWh _{el}
	+43,8 %	42,6 %	0,21 kg CO ₂ /kWh _{el}
	-32,6 %	0 %	---

Bei starkem Ansteigen des Verbrauchs lassen sich selbst mit einem hohen Anteil regenerativer Energien die Reduktionsziele nur schwerlich erreichen. Bei gleichbleibendem oder sinkendem Verbrauch können regenerative Kraftwerke den Elektrizitätsbedarf weitgehend abdecken. Die Emissionen fossiler Kraftwerke sind dann von untergeordneter Bedeutung. Diese Berechnungen zeigen, dass neben der Art der Energieversorgung vor allem die Nutzung von Einsparpotentialen zur Erreichung einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung eine entscheidende Rolle spielt. Hierauf wird in Kapitel 5 detailliert eingegangen.

Bild 2.9 zeigt alle möglichen Parameterkombinationen, mit denen sich die Reduktionsziele für 2050 erreichen lassen. Da Annahmen möglicher Entwicklungen für das Jahr 2050 mit einer großen Unsicherheit behaftet sind, wurde auf das Kennzeichnen der Parameterkombinationen aus Tabelle 2.10 verzichtet.

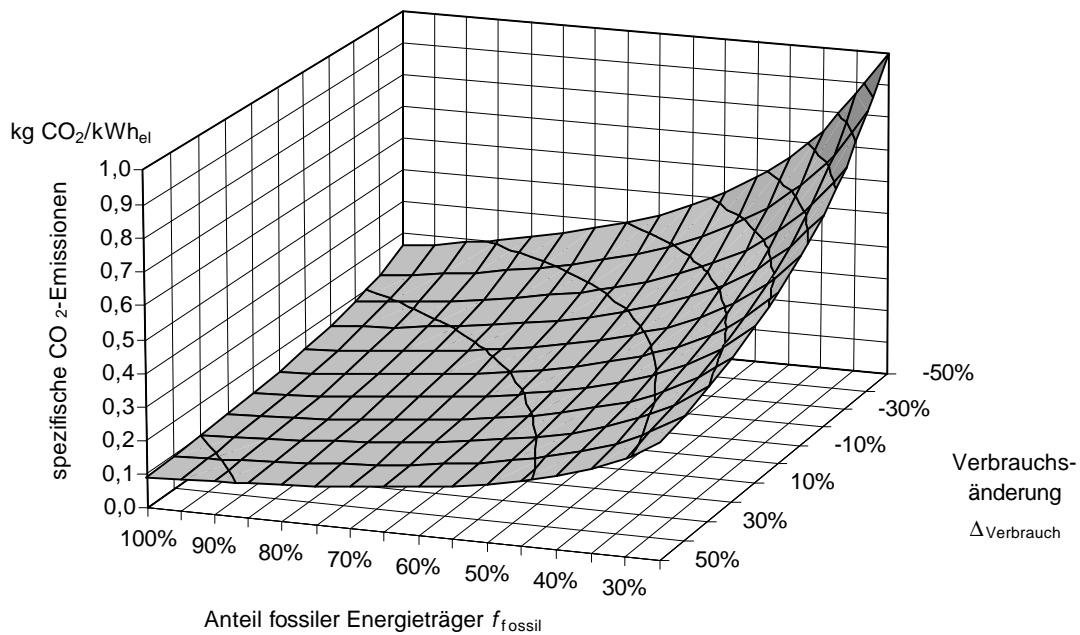


Bild 2.9 Mögliche Parameterkombinationen zur Einhaltung der Reduktionsziele $r_z(2050) = 20\%$

3 Technologie und Potentiale erneuerbarer Energien

3.1 Technologien zur regenerativen Elektrizitätsversorgung

Unterschiedliche regenerative Energieträger wie Solarenergie, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Umgebungswärme, Gezeitenenergie oder Energie in Form von Meeresströmungen lassen sich durch verschiedene technische Anlagen in elektrische Energie umwandeln. Dabei haben die einzelnen Energieträger in Deutschland eine sehr unterschiedliche Bedeutung. In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Technologien kurz dargestellt, der Stand der Technik erläutert und die jeweiligen Potentiale ermittelt.

3.1.1 Solarenergie

Bei den Techniken zur Nutzung der Sonnenenergie unterscheidet man zwischen direkter Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie und indirekter Umwandlung, zum Beispiel über Wärmeerzeugung als Zwischenstufe. Bei der direkten Umwandlung ist die Photovoltaik die vielversprechendste Technologie, während bei der indirekten Umwandlung vor allem die solarthermische Stromerzeugung einen hohen technischen Stand erreicht hat. Andere Technologien wie photochemische Zellen werden hier nicht betrachtet, da bei ihnen noch ein großer Forschungsbedarf bis zur Erreichung der Serienreife besteht und diese Technologien auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung stehen werden.

3.1.1.1 Photovoltaik

Die Anwendung der Photovoltaik reicht bis ins Jahr 1954 zurück, in dem in den amerikanischen „Bell-Laboratories“ die erste Siliziumsolarzelle mit einem Wirkungsgrad von etwa 5 % gebaut wurde.

Bei der photovoltaischen Energiewandlung werden elektrische Ladungsträgerpaare durch eintreffendes Licht getrennt. Hierzu wird ein elektrisches Feld benötigt, welches sich über einen pn-Übergang in einem Halbleiter erzeugen lässt. Ausgangsmaterial für die meisten derzeit auf dem Markt erhältlichen Solarzellen ist Silizium. Der pn-Übergang wird hier durch das Eindiffundieren von Fremdatomen wie Phosphor oder Bor erzeugt.

Von der Energie des eintreffenden Lichts kann nur ein Teil umgewandelt werden. Einige Teile gehen durch Reflexion, Transmission oder Rekombination verloren (Bild 3.1).

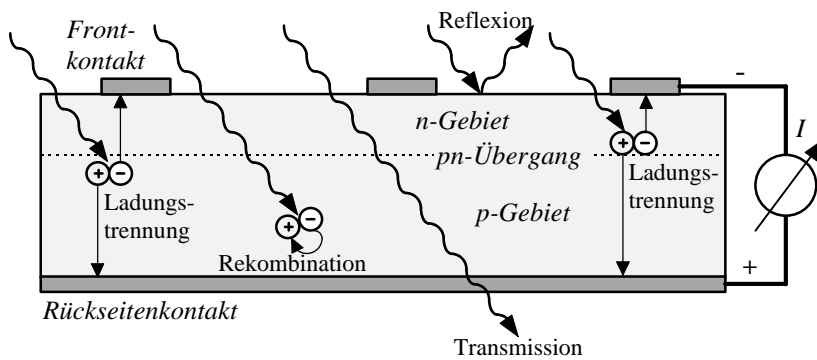


Bild 3.1 Vorgänge in einer Solarzelle [Qua99]

Der theoretisch maximale Wirkungsgrad bei kristallinem Silizium liegt bei etwa 44 % [Wag94]. Höhere Wirkungsgrade sind durch die Kombination verschiedener Materialien in sogenannten Tandemzellen möglich. In der Praxis werden jedoch deutlich geringere Wirkungsgrade erreicht. Die Tabelle 3.1 zeigt verschiedene Materialien der Photovoltaik und deren Wirkungsgrade. Zwischen dem Laborwirkungsgrad und dem Serienwirkungsgrad ist meist ein gewisser Abstand vorhanden. Während bei High-Efficiency-Zellen auf der Basis von monokristallinem Silizium zukünftig Wirkungsgrade auch bei der Serienproduktion von über 20 % denkbar sind, werden vor allem Dünnschichtzellen aus Materialien wie kristallinem Silizium, Cadmiumtellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) große Entwicklungsmöglichkeiten zugeschrieben. Durch den erheblich geringeren Materialeinsatz ist eine deutliche Kostendegression möglich. Aus heutiger Sicht erscheinen bei den Dünnschichtzellen langfristig Wirkungsgrade um 15 % denkbar, mittelfristig werden die Serienwirkungsgrade eher in der Größenordnung von 10 % liegen.

Tabelle 3.1 Wirkungsgrade in der Photovoltaik, Stand Ende 1998 (Daten: [ISE98; Gre98], aktuelle Moduldatenblätter, eigene Abschätzungen)

Material	h_{Labor} (Zelle)	h_{Serie} (Zelle)	h_{Serie} (Modul)	h_{Zukunft} (Modul)
high efficiency Zellen (mono-Si)	24,4 %	18 %	16 %	>20 %
polykristallines Silizium	19,8 %	14 %	12 %	15 %
amorphes Silizium	12,7 %	8 %	6 %	8 %... 10 %
kristalline Si-Dünnschicht-Zelle	19,2 %	---	---	15 %
CdTe-Dünnschicht-Zelle	16,0 %	---	---	10 %... 15 %
CI(G)S-Dünnschicht-Zelle	16,4 %	9 %	8 %	10 %... 15 %
nanokristalline Farbstoffzelle	11,0 %	---	---	5 %... 15 %
Gallium-Arsenit	25,1 %	(>20% nur für Weltraumanwendungen)		

Bei der großtechnischen Stromerzeugung über die Photovoltaik werden heute fast ausschließlich Zellen aus mono- oder polykristallinem Silizium verwendet. Der Wirkungsgrad $h_{\text{PV,N}}$ der Photovoltaikmodule ist stets bei Standardtestbedingungen (AM 1,5, Bestrahlungsstärke 1.000 W/m², Temperatur 25 °C) angegeben. In der Realität ist dieser jedoch meist geringer, da es bei geringerer Bestrahlung oder höheren Temperaturen zu Wirkungs-

gradeinbußen kommt. Im Jahresmittel können hierbei 5 % bis 8 % veranschlagt werden. Weiterhin kommt es zu Verlusten in den Leitungen zum Wechselrichter in der Größenordnung von 3 % bis 5 %. Die genannten Verluste lassen sich zu einem sonstigen Verlustfaktor f_s zusammenfassen. Bei heutiger Technologie wird dieser mit etwa 10 % abgeschätzt. Verluste durch Verschmutzungen und Abschattungen werden später bei der Ermittlung der Bestrahlungsverluste berücksichtigt und durch den Verlustfaktor f_B ausgedrückt.

Im Folgenden sollen ausschließlich photovoltaische Systeme betrachtet werden, die direkt über einen **Umrichter** mit dem Netz gekoppelt sind. Der Wirkungsgrad eines Umrichters ist stark von den Einstrahlungsbedingungen und der damit verbundenen Leistung des Photovoltaikgenerators abhängig. Bild 3.2 zeigt den **Verlauf des Wirkungsgrads** über der Eingangsleistung für zwei kommerzielle Wechselrichter. Der Wechselrichter mit der größeren Leistung zeichnet sich durch einen geringfügig besseren Wirkungsgrad aus. Im Teillastbereich bis unter 10 % verfügen beide Wechselrichter noch über einen hohen Wirkungsgrad.

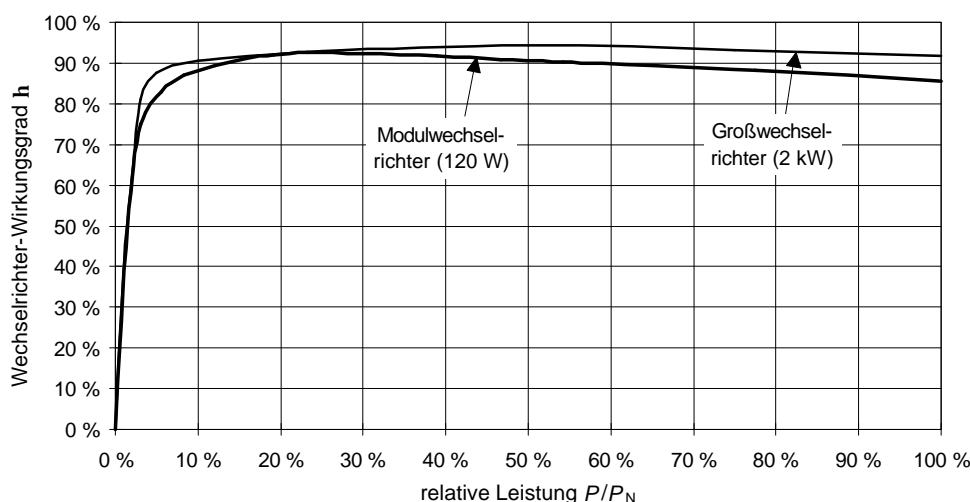


Bild 3.2 Wirkungsgrad über der relativen Generatorleistung [Qua99]

Der sogenannte **Euro-Wirkungsgrad** ermöglicht den Vergleich unterschiedlicher Wechselrichter. Seine Definition lautet:

$$h_e = 0,03 \cdot h_{5\%} + 0,06 \cdot h_{10\%} + 0,13 \cdot h_{20\%} + 0,1 \cdot h_{30\%} + 0,48 \cdot h_{50\%} + 0,2 \cdot h_{100\%} \quad (3.1)$$

Der Euro-Wirkungsgrad berücksichtigt vor allem das Verhalten des Wechselrichters in Teillastbereichen, die typischerweise bei durchschnittlichen Strahlungsverhältnissen in Mitteleuropa auftreten. Der Euro-Wirkungsgrad von den auf dem Markt erhältlichen Wechselrichtern liegt zwischen 87 % und 94 %. Weiterhin kommt es zu Anpassungsfehlern, wenn die Solarmodule durch den Wechselrichter nicht im optimalen Arbeitspunkt (MPP) betrieben werden. Diese Verluste sollten in der Regel deutlich unter 5 % liegen. Die MPP-Anpassungsfehler werden im Weiteren dem Wechselrichter zugeordnet, sodass für

heutige Umrichter ein mittlerer Wirkungsgrad h_{WR} von 90 % realistisch erscheint. In Tabelle 3.2 sind die Annahmen für die Systemwirkungsgrade für verschiedene Technologien heutiger und zukünftiger Photovoltaikanlagen angegeben.

Tabelle 3.2 Systemwirkungsgrade von Photovoltaikanlagen

	Technologie	Nenn-Modul- wirkungsgrad $h_{PV,N}$	Wechselrichter- wirkungsgrad h_{WR}	sonstige Verluste f_s (Erwärmung, Leitungen etc.)	System- wirkungsgrad
heute	Dünnschicht	6 %	90 %	10 %	4,9 %
	kristallines Si	14 %	90 %	10 %	11,3 %
Zukunft	Dünnschicht	15 %	95 %	5 %	13,6 %
	high efficiency	20 %	95 %	5 %	18,1 %

Im deutschen 1000-Dächer-Programm zu Beginn der 90er Jahre hat sich gezeigt, dass vor allem durch Abschattungen große Einbußen bei Photovoltaikanlagen hervorgerufen wurden [ISE96]. Aus diesen Grund wird für die weiteren Untersuchungen davon ausgegangen, dass im Gegensatz zu den Anlagen des 1000-Dächer-Programms ausschließlich schattentolerante Systeme eingesetzt werden [Qua96a; Qua96b].

Diese Systeme bestehen aus schattentoleranten Modulen mit integrierten Bypassdioden, elektrisch entkoppelten Zellreihen bei aufgeständerten Modulen [Qua98a] und Strang- oder Modulwechselrichtern (Bild 3.3).

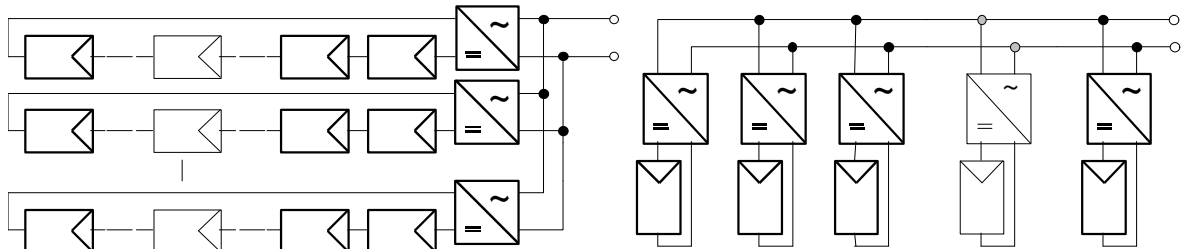


Bild 3.3 Photovoltaikgenerator mit Strangwechselrichtern (links) und mit Modulwechselrichtern (rechts) [Qua96b]

Durch die Errichtung schattentoleranter Systeme kann der Ertrag im Vergleich zu den Anlagen des deutschen 1000-Dächer-Programms deutlich erhöht werden. Die bei der Errichtung in städtischen Gebieten nicht vermeidbaren Abschattungsverluste werden später bei der Bestimmung der Bestrahlungswerte berücksichtigt.

Ein weiterer Vorteil der kleinen Umrichtereinheiten ist eine höhere Verfügbarkeit sowie eine stärkere Vergleichmäßigung der eingespeisten Leistung bei stark schwankendem Strahlungsangebot, wie schnell ziehender aufgelockerter Bewölkung.

Aus der Jahressumme der solaren Bestrahlung $H_{G,gen}$ in der Modulebene kann nun die durch die Photovoltaikanlage in das Netz eingespeiste elektrische Energie E_{el} berechnet werden:

$$E_{el} = H_{G,gen} \cdot h_{PV,N} \cdot h_{WR} \cdot (1 - f_S) \cdot (1 - f_B) \quad (3.2)$$

Der mittlere Wechselrichterwirkungsgrad h_{WR} und die Verlustfaktoren f_S und f_B lassen sich zur Performance Ratio

$$PR = h_{WR} \cdot (1 - f_S) \cdot (1 - f_B) \quad (3.3)$$

zusammenfassen. Mit dem Verlustfaktor f_B zwischen 0,05 und 0,2 (vgl. Tabelle 3.6, S. 46) liegt die Performance Ratio PR bei heutiger kristalliner Silizium-Technik zwischen 0,65 und 0,77. Diese Werte decken sich auch mit ermittelten Werten aus dem 1000-Dächer-Programm [ISE96]. Bei zukünftiger Technologie wird unterstellt, dass sich die Performance Ratio auf Werte zwischen 0,72 und 0,86 steigern lässt.

Die Berechnung der momentanen Leistung von Photovoltaikanlagen kann analog erfolgen, wenn anstelle der solaren Bestrahlung $H_{G,gen}$ die solare Bestrahlungsstärke $E_{G,gen}$ auf der Modulebene bei der Berechnung verwendet wird. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Wirkungsgrade und Verlustfaktoren mit der Bestrahlungsstärke und der Temperatur variieren. Werden die Momentanwerte über ein Jahr berechnet, muss sich in der Summe wieder die zuvor berechnete Energie E_{el} ergeben.

3.1.1.2 Solartermische Stromerzeugung

Neben der direkten Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie werden vor allem der solarthermischen Stromerzeugung große Entwicklungschancen zugeschrieben, deren Einsatzmöglichkeiten für Deutschland jedoch nur sehr begrenzt sind. Hierbei finden unter anderem folgende Kraftwerkstechnologien Anwendung:

- Parabolrinnenkraftwerke
- Solarturmkraftwerke
- Dish-/Stirling-Anlagen
- Solare Aufwindkraftwerke

Für sämtliche Kraftwerkstypen wurden bereits funktionierende Prototypen errichtet. Darüber hinaus befinden sich in den USA Parabolrinnenkraftwerke mit einer Gesamtleistung von über 350 MW im kommerziellen Einsatz [Gey98].

Solare Aufwindkraftwerke haben aufgrund ihres geringen Wirkungsgrades einen extrem großen Flächenbedarf. Die anderen genannten Kraftwerke arbeiten mit konzentriertem Sonnenlicht, können also nur den direkten Anteil des Sonnenlichtes nutzen. Sie eignen sich daher hauptsächlich für Regionen mit überwiegend direkter Strahlung wie Südeuropa oder

Nordafrika. In Deutschland beträgt der Anteil der direkten Strahlung weniger als 50 % der jährlichen Gesamtbestrahlung. Deshalb wird im Folgenden ein Einsatz solarthermischer Kraftwerke für Deutschland nicht weiter betrachtet. Sie können aber beim Import von Strom aus südlichen Regionen auch für die Elektrizitätsversorgung in Deutschland eine erhebliche Rolle spielen (vgl. Kapitel 6.2.1).

3.1.2 Windenergie

Die Geschichte der technischen Nutzung der Windkraft reicht bis in die Zeit vor Christi Geburt zurück. Anfangs wurde die Windenergie in mechanische Energie wie zum Pumpen und Getreide mahlen umgewandelt. Bereits 1891 wurde in Dänemark von Poul La Cour eine Windkraftanlage zur Erzeugung elektrischen Stroms errichtet. Niedrige Energiepreise verhinderten jedoch den Durchbruch, und erst nach der Energiekrise und dem Reaktorunglück in Tschernobyl erlebte die Windenergie ihre Renaissance. Vor allem Dänemark zählte Ende der 80er Jahre zu den Vorreitern in der Windkraft. Im sogenannten „Dänischen Konzept“ werden Asynchrongeneratoren verwendet, die über ein Getriebe und eine Kupplung direkt mit dem Netz gekoppelt sind (Bild 3.4). Der Aufbau der Anlagen ist sehr preisgünstig und robust, die Qualität des elektrischen Stroms genügt jedoch nicht immer strengen Kriterien. Heute erreichen Windkraftanlagen Leistungen bis zu 2,5 MW. Die Anlagen dänischer Hersteller wie Vestas werden immer noch nach dem altbewährten Prinzip gebaut. Über einen variablen Schlupf wird neuerdings versucht, durch geringfügige Drehzahländerungen auftretende Böen abzupuffern.

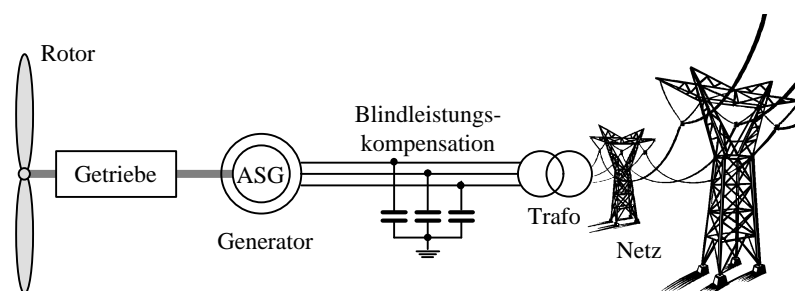


Bild 3.4 Direkt mit dem Netz gekoppelter Asynchrongenerator [Qua99]

In Deutschland setzte der Boom in der Windkraft erst Anfang der 90er Jahre ein. Durch das deutsche 250 MW-Wind-Programm und das Stromeinspeisegesetz wurden technische Weiterentwicklungen vorangetrieben. Neue Entwicklungen in der Leistungselektronik ermöglichen eine bessere Netzqualität. Über Konzepte mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren oder getriebelosen Synchrongeneratoren mit Frequenzumrichtern (Bild 3.5) kann die Blindleistung geregelt und über eine variable Drehzahl sowohl die Qualität des Stroms als auch die Leistungsausbeute deutlich verbessert werden.

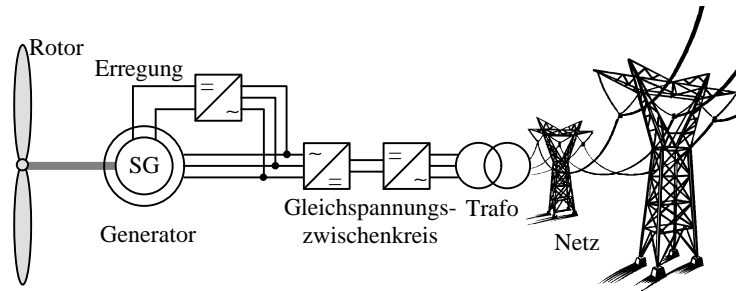


Bild 3.5 Getriebeloser Synchrongenerator mit Gleichspannungszwischenkreis

Das Konzept mit getriebelosem Synchrongenerator wird heute z.B. vom deutschen Marktführer Enercon bei den Anlagentypen E-40 oder E-66 eingesetzt.

Windkraftanlagen mit Leistungen zwischen 1 MW und 2,5 MW werden derzeit von fast allen Herstellern angeboten. Die Verfügbarkeit der Anlagen ist groß, und sie sind an windreichen Standorten auch unter herkömmlichen betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten konkurrenzfähig zu konventionellen Systemen. Somit stellt die Windkraft bereits heute eine Alternative zur konventionellen Stromerzeugung dar.

Die Anlagengröße kann prinzipiell noch gesteigert werden. Da jedoch heutige Anlagen bereits Rotordurchmesser über 60 m erreichen, und zunehmende Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes gegen eine weitere starke Vergrößerung sprechen, wird für die weiteren Betrachtungen von einer durchschnittlichen Anlagengröße zwischen 1,5 MW und 3 MW ausgegangen. Bei Offshore-Installationen hingegen sind größere Anlagen sinnvoll. Hier wird generell eine Anlagengröße von 3 MW angenommen. Es ist auch zu erwarten, dass sich die Netzverträglichkeit von Windkraftanlagen durch technologische Entwicklungen in Zukunft weiter verbessern lässt.

Die im Wind durch eine Fläche A enthaltene Leistung P lässt sich mit der Luftdichte \mathbf{r} (im Mittel $\mathbf{r} = 1,225 \text{ kg/m}^3$) über die Windgeschwindigkeit v berechnen:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \mathbf{r} \cdot A \cdot v^3 \quad . \quad (3.4)$$

Durch den Leistungsbeiwert c_p wird der Anteil der Leistung des Windes, den eine Windkraftanlage nutzen kann, ermittelt. Der theoretisch maximale Wert für c_p beträgt 0,593 und wird auch als Betz'scher Leistungsbeiwert $c_{p,\text{Betz}}$ bezeichnet. Bei realen Anlagen werden geringere Leistungsbeiwerte erreicht, die zudem noch von der Windgeschwindigkeit abhängen.

Die elektrische Wirkleistung P_{el} einer Windkraftanlage ergibt sich dann über

$$P_{\text{el}}(v) = c_p(v) \cdot P(v) \quad . \quad (3.5)$$

Bild 3.6 zeigt den Leistungsbeiwert und die elektrische Wirkleistung über der Windgeschwindigkeit für die 1.500 kW Anlage E-66. Aus der mittleren Windgeschwindigkeit \bar{v} eines Standortes im Verlauf eines Jahres kann mit Hilfe der Rayleigh-Verteilung

$$f_{\text{Rayleigh}}(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot \exp\left(-\frac{\pi}{4} \cdot \frac{v^2}{\bar{v}^2}\right) \quad (3.6)$$

die Häufigkeitsverteilung des Windes beschrieben werden.

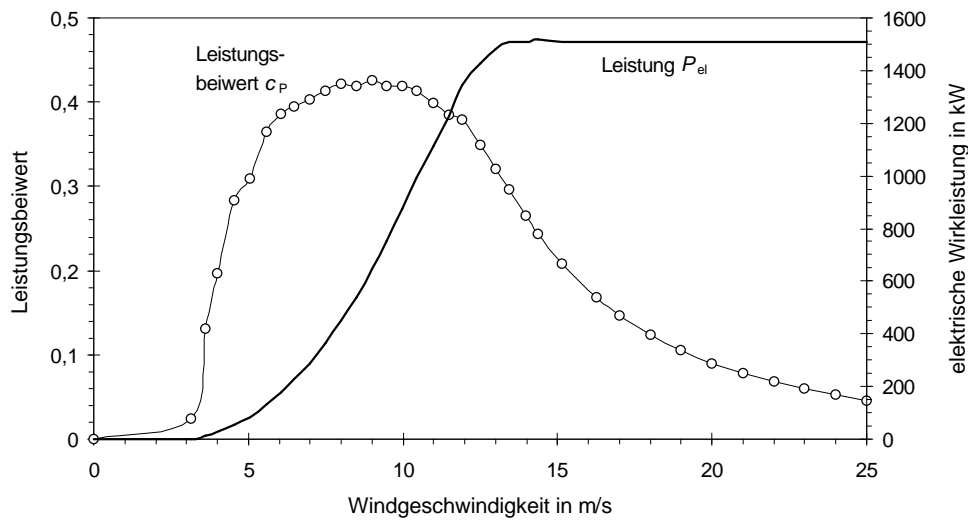


Bild 3.6 Leistungsbeiwert c_p und elektrische Wirkleistung P_{el} in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit der Windkraftanlage E-66 (66 m Rotordurchmesser, 1.500 kW Nennleistung, Daten: [Ene98])

Über die Rayleigh-Verteilung lässt sich die mittlere elektrische Leistungsabgabe

$$\bar{P}_{el} = \int_{v=0}^{\infty} f(v) \cdot P_{el}(v) \cdot dv \quad (3.7)$$

der Windkraftanlage für den gewählten Standort berechnen. Die durch die Windkraftanlage in einem Jahr abgegebene elektrische Energie E_{el} ergibt sich schließlich über

$$E_{el} = \bar{P}_{el} \cdot 8760 \text{ h} \quad (3.8)$$

Für die folgenden Berechnungen wird ein idealisierter Verlauf des Leistungsbeiwerts c_p angenommen:

$$c_p = \begin{cases} 0 & \text{für } v \leq v_{\text{Start}} \\ c_{P,\text{max}} & \text{für } v_{\text{Start}} < v < v_N \\ \frac{2 \cdot P_N}{r \cdot A \cdot v^3} & \text{für } v_N \leq v < v_{\text{Stop}} \\ 0 & \text{für } v \geq v_{\text{Stop}} \end{cases} \quad (3.9)$$

Hierbei wird unterstellt, dass sich durch optimierte drehzahlvariable Windkraftanlagen zwischen der Anlaufwindgeschwindigkeit v_{Start} und der Nennwindgeschwindigkeit v_{N} der maximale Leistungsbeiwert der Anlage bei allen Windgeschwindigkeiten erreichen lässt. Ab der Nennwindgeschwindigkeit wird die Leistung der Windkraftanlage bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit v_{Stop} konstant gehalten, wodurch dann der Leistungsbeiwert sinkt.

Tabelle 3.3 zeigt die Parameter, die für verschiedene Anlagenkonfigurationen für unterschiedlichen Bezugsjahre und Standorte (vgl. auch Kapitel 4.3.2.2) gewählt wurden und Bild 3.7 die daraus resultierenden Kennlinien des Leistungsbeiwerts und der elektrischen Leistung der 1,5 MW-Anlagen.

Tabelle 3.3 Parameter zur Bestimmung des idealisierten Leistungsbeiwerts

Jahr	Nennleistung P_{N}	Rotorfläche A	Nabenhöhe h	v_{Start}	v_{N}	v_{Stop}	$c_{\text{P,max}}$
2020	1,5 MW ¹⁾	3.500 m ²	55 m	3 m/s	11,7 m/s	30 m/s	0,44
	3 MW ²⁾	6.000 m ²	75 m		12,3 m/s		
	3 MW ³⁾	5.000 m ²	75 m		13,1 m/s		
	3 MW ⁴⁾	4.000 m ²	75 m		14,1 m/s		
2050	1,5 MW ¹⁾	3.500 m ²	55 m	2 m/s	11,3 m/s	30 m/s	0,48
	3 MW ²⁾	6.000 m ²	75 m		11,9 m/s		
	3 MW ³⁾	5.000 m ²	75 m		12,7 m/s		
	3 MW ⁴⁾	4.000 m ²	75 m		13,7 m/s		

Standorte: ¹⁾ Berg- und Binnenland ²⁾ Binnen- und Küstennahland ³⁾ Küstenland und Offshore ⁴⁾ Offshore im Gebiet Helgoland

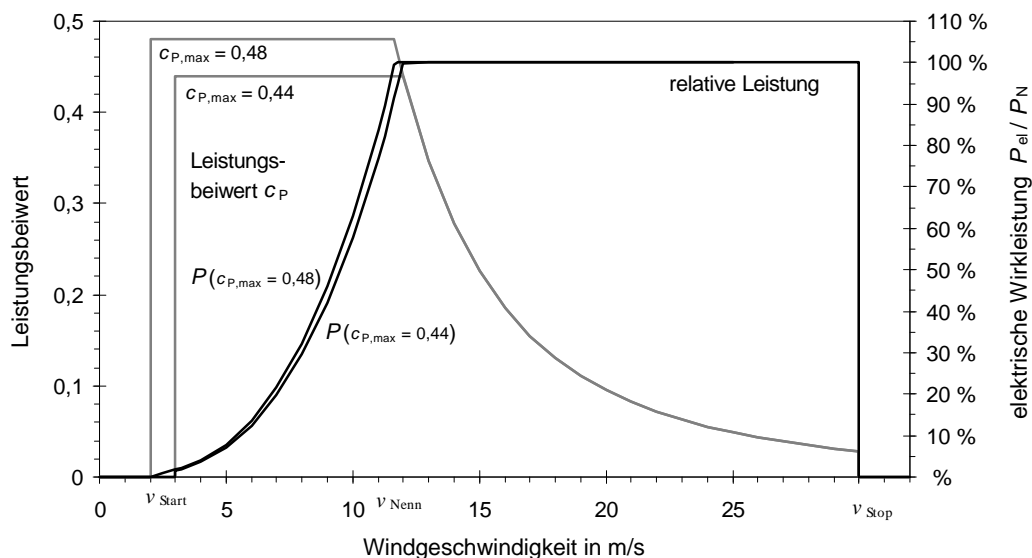


Bild 3.7 Leistungsbeiwert und relative elektrische Wirkleistung der Anlagen mit einer Leistung von 1,5 MW und einer Rotorfläche von 3.500 m² gemäß Tabelle 3.3

Bei den späteren Berechnungen in Kapitel 4.3 liegen Messwerte der Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m vor. Diese Werte müssen noch auf die Windgeschwindigkeit $v(h)$ in der Nabenhöhe h umgerechnet werden. Die Leistung, die sich aus der Windgeschwindig-

keit in Nabenhöhe berechnet, entspricht jedoch nur näherungsweise der mittleren Leistung durch die Rotorfläche. Deshalb wurde für die Anlagen in Tabelle 3.3 eine verhältnismäßig geringe Nabenhöhe gewählt, um eine Überschätzung des Energieertrags zu vermeiden.

Die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe erfolgt über das logarithmische Grenzschichtprofil:

$$v(h) = v(10 \text{ m}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{10 \text{ m}}{z_0}\right)} \quad (3.10)$$

Der Wert z_0 beschreibt hierbei die Rauigkeitslänge. Für Offshore-Gebiete kann z_0 mit 0,002, für küstennahe Gebiete mit 0,03 und für Gebiete im Binnenland mit 0,1 abgeschätzt werden.

3.1.3 Wasserkraft

Bereits 1891 wurde die Wasserkraft in Deutschland zur Stromerzeugung genutzt. Infolge der niedrigen spezifischen Stromgestehungskosten der Wasserkraft ist deren Ausbau in Deutschland heute weit fortgeschritten. Großanlagen mit Leistungen bis über 100 MW sind hierbei aus wirtschaftlichen Gründen besonders attraktiv. Aufgrund der großen Eingriffe in die Natur und die daraus resultierenden negativen Folgen ist die Wasserkraftnutzung nicht ganz unumstritten. In Zukunft werden deshalb vor allem Wirkungsgradsteigerungen durch Modernisierung bestehender Anlagen und der Neubau von Kleinstkraftwerken die größten Chancen zur Realisierung haben. Kleinstkraftwerke wurden aufgrund der höheren spezifischen Kosten bisher meist nicht in Betracht gezogen.

Die Wasserkraft ist derzeit die am meisten genutzte regenerative Energie bei der Stromerzeugung auf der Erde. Hierbei sind die Potentiale stark unterschiedlich verteilt. Während in Südamerika im Jahr 1994 noch etwa 70 % der Elektrizität aus Wasserkraft gewonnen wurde, betrug der Anteil in Deutschland nur etwa 4 %. In Europa weisen vor allem Norwegen sowie die Alpenländer große Wasserkraftpotentiale auf. Während in vielen Ländern noch große Ausbaupotentiale existieren, sind die Potentiale in Deutschland schon zu einem großen Teil erschlossen. Derzeit wird auch erwogen, Elektrizität aus Wasserkraft aus Norwegen und Schweden nach Deutschland in großem Umfang zu importieren.

Bei Wasserkraftanlagen unterscheidet man zwischen

- Laufwasserkraftwerken
- Speicherwasserkraftwerken und
- Pumpspeicherkraftwerken.

Während Laufwasserkraftwerke nahezu über keine Speichermöglichkeiten verfügen und die Elektrizitätserzeugung stark dargebotsabhängig ist, können Speicherwasserkraftwerke natürliche Schwankungen des Wasserangebots in gewissen Grenzen ausgleichen. Bei Pumpspeicherkraftwerken unterscheidet man zwischen Anlagen mit und ohne natürlichen Zufluss. Anlagen ohne natürlichen Zufluss sind als reine Energiespeicher und nicht als Anlagen zur Nutzung regenerativer Energieträger zu werten. Sie werden jedoch in einer Elektrizitätswirtschaft mit einem hohen Anteil regenerativer Energien eine wichtige Funktion einnehmen (vgl. Kapitel 6).

Bei einem Flusskraftwerk (Bild 3.8) wird durch ein Wehr ein Rückstau erzeugt, durch den sich ein Höhenunterschied der Wasseroberflächen vor und hinter dem Kraftwerk ergibt. Das Wasser wird durch eine Turbine geleitet, die einen elektrischen Generator antreibt. Ein Transformator wandelt schließlich die Spannung des Generators in die Netzspannung um.

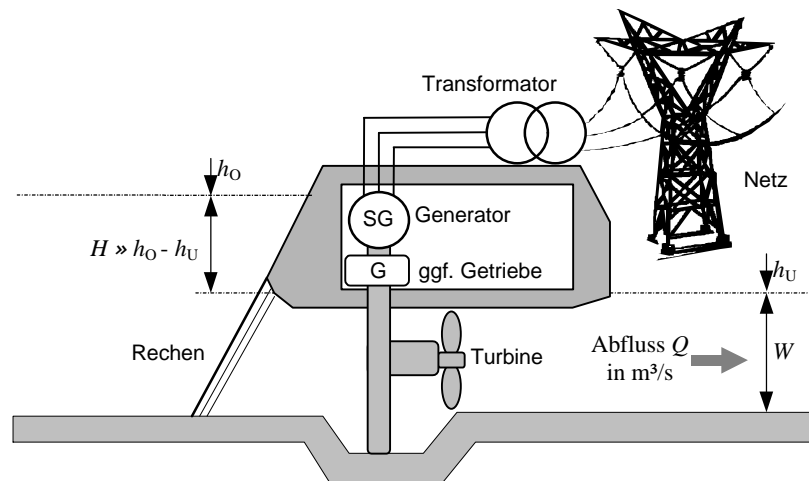


Bild 3.8 Schematischer Aufbau eines Flusskraftwerks

Das Leistungsvermögen

$$P_W = r_W \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (3.11)$$

des Wassers berechnet sich aus der Dichte r_W des Wassers ($r_W \approx 1.000 \text{ kg/m}^3$), der Nutzhöhe H (in m) der Gravitationskonstante g ($g = 9,81 \text{ m/s}^2$) und dem Abfluss Q (in m^3/s).

Die Nutzhöhe H ergibt sich mit ausreichender Genauigkeit aus dem geodätischen Höhenunterschied der Wasseroberflächen vor und hinter dem Wasserkraftwerk [Kal95a]. Die Leistung P_W ist somit in erster Näherung proportional zum Abfluss Q . Bei sehr großen Abflüssen sinkt hingegen die nutzbare Leistung wieder ab. Überschreitet der Abfluss den Ausbauabfluss Q_A und somit das Schluckvermögen der Turbine, muss ein Teil des Wassers ungenutzt über das Wehr abgeleitet werden. Zudem sinkt bei großen Abflüssen die Nutzhöhe H infolge des auftretenden Wasserrückstaus und des ansteigenden Pegelstands W .

Während Angaben über den zeitlichen Verlauf des Abflusses Q für zahlreiche Flüsse in Deutschland erhältlich sind, wird der zeitliche Verlauf der Nutzhöhe H meist nicht aufgezeichnet. Von vielen Flüssen sind jedoch Pegelstände W angegeben. Bei Flusskraftwerken wird davon ausgegangen, dass die obere Wasserhöhe h_O durch das Wehr weitgehend konstant gehalten wird. Die untere Wasserhöhe h_U wird durch den Pegelstand W repräsentiert. Für Flusskraftwerke werden normalerweise der Ausbauabfluss Q_A und die Ausbaufallhöhe H_A angegeben, für die das Kraftwerk ausgelegt wurde. Aus dem Verlauf der Pegelstände W und der Abflüsse Q über ein Jahr lässt sich der dem Ausbauabfluss Q_A zugehörige Pegelstand W_A ermitteln. Die veränderliche Fallhöhe H ergibt sich schließlich über

$$H = (H_A + W_A) - W \quad (3.12)$$

Je nach Fallhöhe des Wassers und des Wasserstroms werden verschiedene Turbinenarten eingesetzt. Für große Fallhöhen bis 2.000 m in Gebirgskraftwerken sind es Peltonturbinen und für mittlere Fallhöhen bis 700 m Francisturbinen. Für kleine Fallhöhen bei Flusskraftwerken zwischen 2 m und 70 m kommen hingegen Propellerturbinen oder Kaplanurbinen zum Einsatz. Kaplanurbinen haben im Gegensatz zu Propellerturbinen einen verstellbaren Leitapparat und damit ein besseres Verhalten im Teillastbereich. In einigen Fällen werden Francisturbinen auch für geringere Fallhöhen als 70 m verwendet.

Der Turbinenwirkungsgrad h_T ist hauptsächlich vom Abfluss Q abhängig (Bild 3.9). Bei abnehmender Nutzhöhe H sinkt der Turbinenwirkungsgrad nur minimal, sodass sich diese Abhängigkeit im Folgenden vernachlässigen lässt.

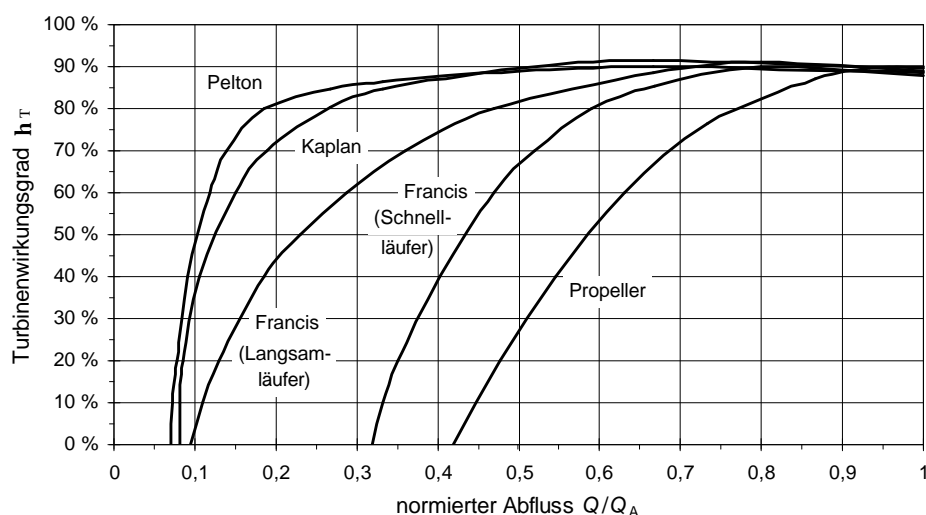


Bild 3.9 Wirkungsgrad einzelner Turbinenbauarten in Abhängigkeit des auf den Ausbauabfluss Q_A normierten Abfluss Q (nach [Raa89])

Unterhalb eines Minimalabflusses Q_{\min} gibt die Turbine keine Leistung ab. Mit dem Abfluss Q und dem Ausbauabfluss Q_A kann der Turbinenwirkungsgrad h_T mit

$$q = \frac{Q - Q_{\min}}{Q_A}$$

näherungsweise durch folgenden empirischen Ansatz beschrieben werden:

$$h_T = \begin{cases} 0 & \text{für } Q \leq Q_{\min} \\ \frac{q}{a_1 + a_2 \cdot q + a_3 \cdot q^2} & \text{für } Q_{\min} < Q < Q_A \\ h_{T,N} & \text{für } Q_A \leq Q \end{cases} \quad (3.13)$$

Tabelle 3.4 zeigt die Parameter, mit denen sich die Wirkungsgradkennlinien aus Bild 3.9 bestimmen lassen.

Tabelle 3.4 Parameter zur Bestimmung des Turbinenwirkungsgrades

	Q_{\min} / Q_A	$h_{T,N}$	a_1	a_2	a_3
Kaplan	0,081	0,895	0,045	0,965	0,1
Pelton	0,07	0,885	0,03	0,99	0,1
Francis	0,095	0,89	0,18	0,63	0,31
Propeller	0,42	0,9	0,25	0,28	0,69

Aus dem Turbinenwirkungsgrad lässt sich schließlich die von der Turbine abgegebene mechanische Leistung bestimmen:

$$P_{\text{mech}} = h_T \cdot P_W \quad (3.14)$$

Bei Wasserkraftanlagen werden hauptsächlich Synchrongeneratoren eingesetzt. Der Wirkungsgrad h_G der elektrischen Generatoren ist über weite Leistungsbereiche nahezu konstant und sinkt erst im extremen Teillastbereich merklich ab (Bild 3.10).

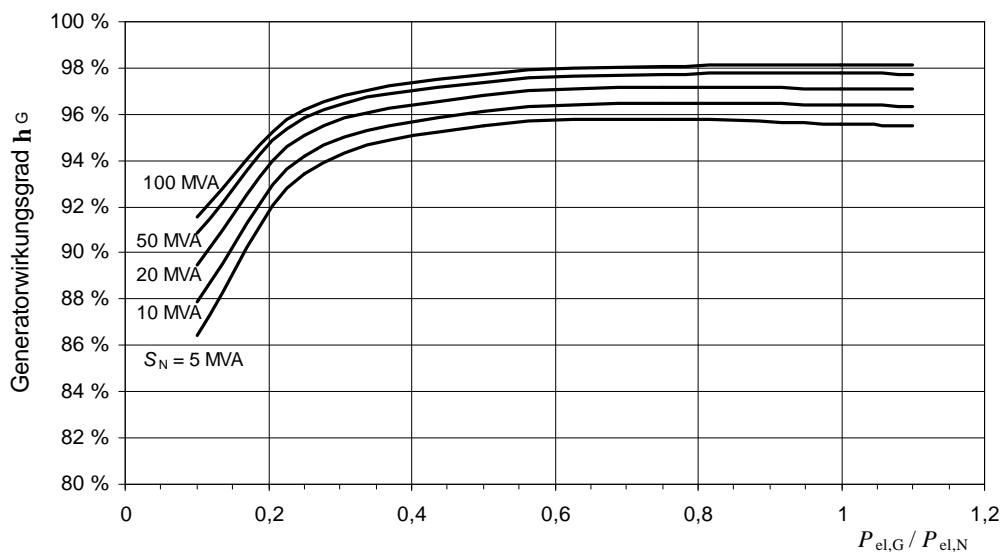


Bild 3.10 Generatorwirkungsgrad in Abhängigkeit der elektrischen Leistung $P_{\text{el,G}}$ für Generatoren verschiedener Leistungsklassen bei Nenndrehzahl und $\cos \phi = 0,9$ induktiv (Daten: [Sie98])

Analog zum Turbinenwirkungsgrad lässt sich der Wirkungsgrad h_G eines Synchrongenerators in Abhängigkeit der mechanischen Leistung P_{mech} und der Bemessungswirkleistung $P_{\text{el,N}}$ des Generators mit

$$p = \frac{P_{\text{mech}}}{P_{\text{el,N}}}$$

durch folgenden empirischen Ansatz beschreiben:

$$h_G = \frac{p}{b_1 + b_2 \cdot p + b_3 \cdot p^2} \quad (3.15)$$

Für Generatoren der Leistungsklasse 5 MVA wurden die Parameter $b_1 = 0,018$, $b_2 = 0,997$ und $b_3 = 0,03$, für Generatoren der Leistungsklasse 10 MVA die Parameter $b_1 = 0,0155$, $b_2 = 0,998$ und $b_3 = 0,024$ sowie für Generatoren der Leistungsklasse 20 MVA die Parameter $b_1 = 0,013$, $b_2 = 0,998$ und $b_3 = 0,019$ bestimmt.

Die weiteren Verluste wie ggf. Getriebeverluste, Transformatorverluste oder Ausfallzeiten werden in einem Verlustfaktor f_Z zusammengefasst, der in der Größenordnung von 3 % bis 10 % liegt. Schließlich ergibt sich die vom Wasserkraftwerk abgegebene Leistung

$$P_{\text{el}} = (1 - f_Z) \cdot h_G \cdot h_T \cdot r_w \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (3.16)$$

Bei mittleren und größeren Wasserkraftwerken werden meist mehrere Turbinen eingesetzt. Bei einem geringeren Angebot an Wasserkraft können dann einzelne Turbinen abgeschaltet werden, sodass sich die verbleibenden Turbinen immer noch in der Nähe der Nennleistung betreiben lassen. Der Verlauf des Wirkungsgrads mehrerer zusammenschalteter Turbinen in Abhängigkeit des Abflusses ist in Bild 3.11 dargestellt. Dieser bleibt in einem großen Betriebsbereich annähernd konstant.

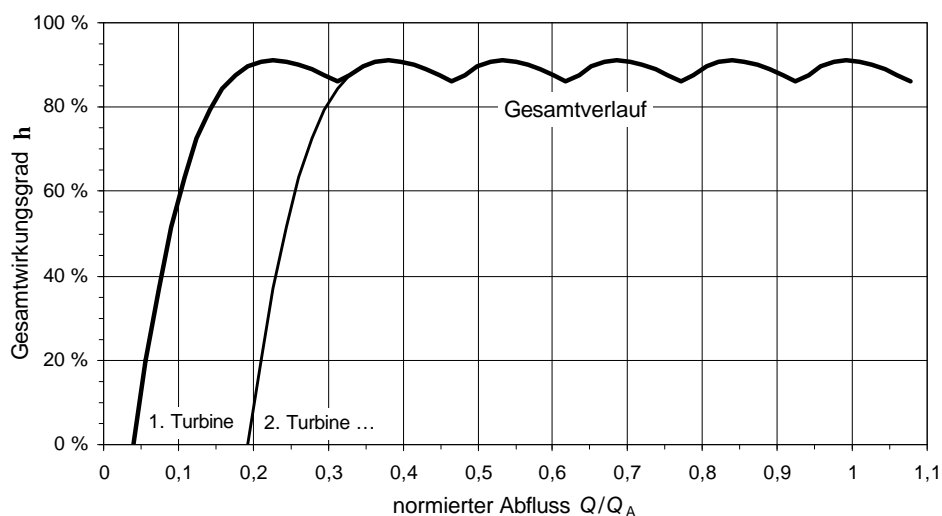


Bild 3.11 Schematischer Verlauf des Gesamtwirkungsgrades in Abhängigkeit des normierten Abflusses bei einem Kraftwerk mit sechs Turbinen

Für die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung ist neben der Ausbaufallhöhe H_A und dem Ausbaubfluss Q_A auch die Bruttoengpassleistung $P_{el,N}$ angegeben [VDEW]. Hieraus bestimmt sich der Gesamtwirkungsgrad im Nennbetrieb

$$h_N = \frac{P_{el,N}}{r_w \cdot g \cdot Q_A \cdot H_A} \quad . \quad (3.17)$$

Dieser reicht je nach Kraftwerkstyp von unter 60 % bis über 90 %. Mit dem Gesamtwirkungsgrad h_N , der Ausbaufallhöhe H_A und Zeitreihen der Pegelstände W und des Abflusses Q ergibt sich schließlich die abgegebene elektrische Leistung eines Wasserkraftwerks:

$$P_{el} = h_N \cdot r_w \cdot g \cdot \min(Q; Q_A) \cdot (H_A + W_A - W) \quad . \quad (3.18)$$

3.1.4 Biomassenutzung

Als Biomasse werden Stoffe organischer Herkunft bezeichnet. Sie entstehen durch Photosynthese aus anorganischer Masse. Hierbei wird der sichtbare Teil des Sonnenlichtes genutzt. Somit ist Biomasse im Prinzip eine Form der indirekten Sonnenenergienutzung. Die Ausbeute der Sonnenstrahlung ist jedoch relativ gering. Im Weiteren soll nur die Biomassenutzung an Land betrachtet werden. Hier beträgt die Ausnutzung der Sonnenenergie im Durchschnitt 0,3 %. Einzelne Pflanzen erreichen jedoch deutlich höhere Ausbeuten (z.B. Mais 3,2 % oder Zuckerrohr 4,8 %) [Kel93].

Bei der energetisch nutzbaren Biomasse kann man zwischen Reststoffen aus der Land-, Forstwirtschaft, Haushalten und Industrie sowie speziell angebauten Energiepflanzen unterscheiden. Der durchschnittliche Heizwert absolut trockener Biomasse beträgt etwa 18,4 MJ/kg und ist somit etwas geringer als der Heizwert fossiler Energieträger (z.B. Erdöl 42,8 MJ/kg oder Steinkohlen 29,8 MJ/kg). Der Heizwert von Rapsöl liegt hingegen mit 37,1 MJ/kg in der gleichen Größenordnung wie der von fossilen Energieträgern.

Elektrische Energie kann aus Biomasse über die Nutzung in thermischen Kraftwerken gewonnen werden. Hierbei wird zwar CO_2 freigesetzt, jedoch nur in dem Umfang, in dem es bei der Entstehung der Biomasse CO_2 aus der Umgebung aufgenommen wurde. Bei der Stromerzeugung ist der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung am sinnvollsten, also die Umwandlung von Biomasse in elektrische Energie und Nutzwärme. Ausgangsstoffe können hierbei die Biomasse selbst (z.B. Holz, Stroh etc.) oder weiterverarbeitete Produkte wie z.B. Biogas, Pflanzenöl oder Äthanol sein. Durch Verbrennung der Energieträger wird ein Motor-Generator-Satz angetrieben. Der Generator wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um. Die entstehende Abwärme wird in Kraft-Wärmekopplungsanlagen (auch Blockheizkraftwerke, BHKW genannt) für die Raumheizung, zur Warmwassererzeugung oder zur Prozesswärmegewinnung genutzt.

Für die Motoren kommen verschiedene Technologien in Frage. Während Gas- und Dampfturbinen nur für größere Einheiten geeignet sind, lassen sich Diesel- und Gasmotoren auch bei niedrigen Leistungen verwenden. Gas- und Dampfturbinen haben bei Teillast einen sehr schlechten Wirkungsgrad. Der elektrische Wirkungsgrad $h_{el,N}$ im Nennbetrieb kann bei den unterschiedlichen Motoren mehr als 50 % betragen (Bild 3.12). Der Gesamtwirkungsgrad, der sich aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad zusammensetzt, kann Werte von mehr als 90 % erreichen. Für die weiteren Betrachtungen wird von einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 30 % für heutige Anlagen und 40 % für zukünftige Anlagen bei der Nutzung der Biomasse ausgegangen. Hiermit wird dem geringeren Wirkungsgrad im Teillastbereich und beim Anfahren Rechnung getragen.

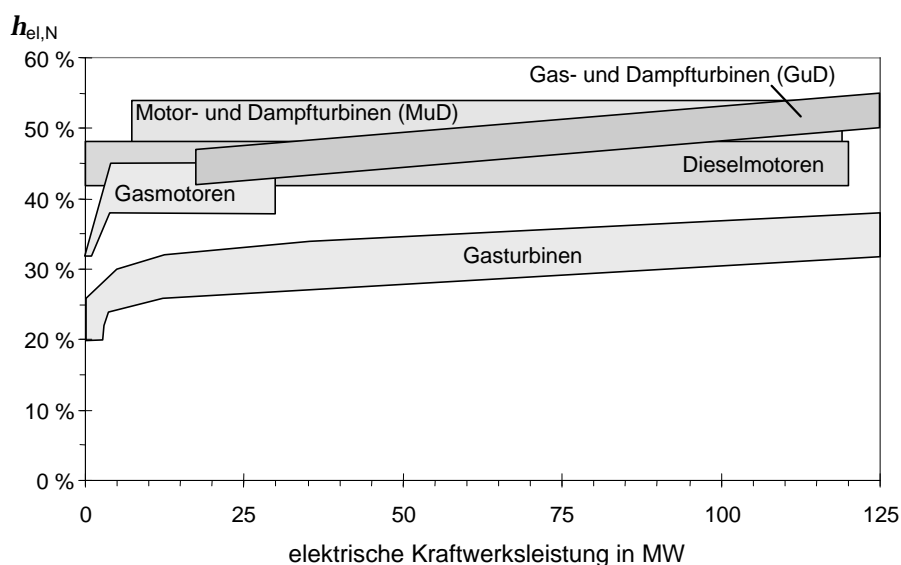


Bild 3.12 Leistungsbereiche und elektrische Nennwirkungsgrade verschiedener Anlagen zur Stromerzeugung (nach [Wie96])

Vor allem in Dänemark werden derzeit zahlreiche spezielle Heizkraftwerke zur Umwandlung erneuerbarer Energieträger in elektrische Energie betrieben. Hier konnten bereits gute Erfahrungen mit der Verbrennung von Stroh und Holz gewonnen werden [Pet92; Nic92]. Deutliche Umweltvorteile ergeben sich hauptsächlich bei kleineren dezentralen Anlagen, da ansonsten der Energieverbrauch für den Transport der regenerativen Energieträger stark ins Gewicht fällt.

Eine weitere Möglichkeit der Biomassenutzung besteht in der Mitverbrennung in konventionellen Heizkraftwerken. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen begrenzen einige Anlagenbetreiber den Biomasseanteil hierbei auf maximal 25 % der Feuerungswärmeleistung [Ott97]. Bei 4.000 bis 6.000 Volllaststunden des Kraftwerks entfallen dann theoretisch 1.000 bis 1.500 Volllaststunden auf die Biomasse.

Für BHKW gehen klassische Wirtschaftlichkeitsrechnungen von mindestens 4.000 Volllaststunden aus. Die Hälfte der Energie aus Biomasse soll deshalb in wärmegeführten

BHKW mit 4.000 Volllaststunden umgesetzt werden. Da BHKW bestens zum Ausgleich von Schwankungen des Energieangebot anderer Anlagen wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen genutzt werden können, ist es wünschenswert, eine möglichst große BHKW-Leistung zur Verfügung zu haben. Deshalb soll die andere Hälfte der Energie aus Biomasse in nachfragegeführten Kraftwerken mit 2.000 Volllaststunden umgesetzt werden. Im Mittel ergeben sich 2.667 Volllaststunden bei der Stromerzeugung mit regenerativen Brennstoffen.

3.1.5 Andere erneuerbare Energien

Neben den bereits erwähnten Technologien zur Umwandlung erneuerbarer Energieträger in elektrische Energie existieren noch weitere Möglichkeiten. Hierzu zählen unter anderem

- geothermische Stromerzeugung
- Nutzung der Umgebungswärme
- Nutzung der Meereswärme
- Wellenenergiekonverter
- Gezeitenkraftwerke
- Meeresströmungskraftwerke

Die Potentiale dieser Technologien zur Stromerzeugung sind in Deutschland verhältnismäßig gering. Der Anteil dieser Technologien dürfte auch bei einem stark forciertem Ausbau deutlich unter 5 % liegen, sodass ihr Anteil im Weiteren vernachlässigt werden soll.

3.2 Potentiale erneuerbarer Energien

3.2.1 Definition der Potentiale

Bei den Potentialen werden folgende Definitionen getroffen:

- **Theoretisches Potential**

Das theoretische Potential umfasst das physikalische Angebot innerhalb einer gegebenen Region zu einer bestimmten Zeit. Bei der Sonnenenergie wird beim theoretischen Potential zum Beispiel die gesamte Strahlungsenergie ermittelt, ohne nutzungsbedingte Beschränkungen zu berücksichtigen.

- **Technisches Potential**

Das technische Potential umfasst den Anteil des theoretischen Potentials, der unter technischen Randbedingungen nutzbar ist. Bei der Photovoltaik werden hier zum Beispiel die verfügbare Fläche und die Wirkungsgrade der Solarzellen berücksichtigt. Über die verfügbare Fläche kommt man zum sogenannten **Standortpotential**, aus dem

sich über die entsprechenden Wirkungsgrade das **Stromerzeugungspotential** ergibt. Während beim theoretischen Potential noch sehr verlässliche Angaben zu machen sind, variieren die Angaben in der Literatur zum technischen Potential erheblich, da dort jeweils andere technische Randbedingungen gewählt werden.

- **Wirtschaftliches Potential**

Das wirtschaftliche Potential beschreibt den Teil des technischen Potentials, der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nutzbar ist. Im Folgenden spielt dieses Potential nur eine untergeordnete Rolle, da bei den heutigen wirtschaftlichen Berechnungen Umweltaspekte wie die Folgen des Treibhauseffektes nicht berücksichtigt werden. Die bei den konventionellen Energieträgern entstehenden Kosten müssen jedoch von der Volkswirtschaft getragen werden. Dies führt dazu, dass das wirtschaftliche Potential in der Regel deutlich unter dem **volkswirtschaftlich sinnvollen Potential** liegt.

- **Erwartungspotential**

Das Erwartungspotential beschreibt das Potential, das den tatsächlich zu erwartenden Beitrag umfasst. Durch Hemmnisse und Schwierigkeiten bei der Markteinführung liegt dieses Potential meist unter dem wirtschaftlichen Potential. Durch entsprechende Fördermaßnahmen kann das Erwartungspotential jedoch auch schnell ansteigen, wodurch oft Fehleinschätzungen der Marktentwicklung entstehen. Ein Beispiel dafür ist die 1990 von der Prognos AG erstellte Energieprognose über die Entwicklung der Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2010 [Pro90]. Danach wurde bis zum Jahr 2010 bei der Windenergie von einem Erwartungspotential von 590 MW installierter Leistung und 1,03 TWh elektrischer Endenergie ausgegangen. Durch das Stromeinspeisegesetz [Deu90] aus dem Jahr 1990 wurde ein nicht vorhersehbarer Schub für die Windkraft erzielt. Bereits Ende 1994, vier Jahre nach dem Erscheinen der Prognos-Studie, betrug die in Deutschland installierte Windkraftleistung 632 MW [All95]. In einer neuen Studie der Prognos AG im Jahr 1996 musste das Erwartungspotential bis zum Jahr 2010 um über 500 % auf mehr als 3.000 MW nach oben korrigiert werden [Pro96]. Auch diese Zahlen sind wiederum zu niedrig und wurden bereits Anfang 1999 übertroffen.

Aufgrund der großen Schwierigkeiten, selbst über kurze Zeiträume genaue Prognosen über das Erwartungspotential abzugeben, soll hierauf im Folgenden verzichtet werden. Andererseits gibt es beim Ausbau der Nutzung regenerativer Energien Beschränkungen, da sich die Produktion nicht beliebig steigern lässt. Diese Aspekte werden beim **realisierbaren Potential** berücksichtigt.

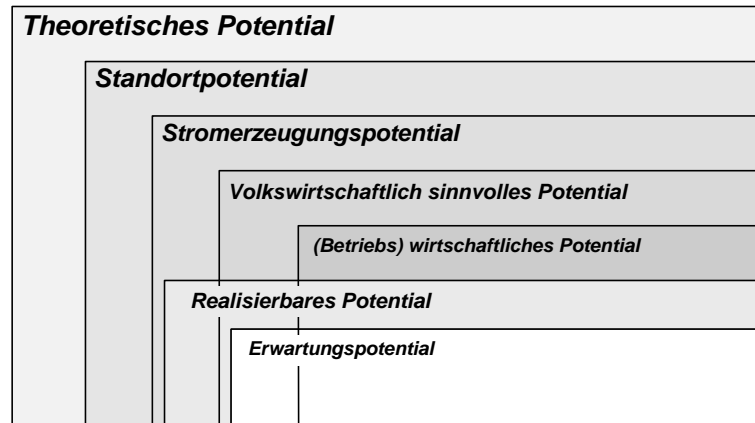


Bild 3.13 Potentialbegriffe

Bis auf das theoretische Potential sind sämtliche Potentiale zeitabhängig, sodass für eine genaue Beschreibung jeweils der entsprechende Zeithorizont mit angegeben werden muss. Im Folgenden sollen die Potentiale für die einzelnen erneuerbaren Energien ermittelt werden. Hierbei werden nur die theoretischen Potentiale, die Stromerzeugungspotentiale und die realisierbaren Potentiale bestimmt. Eine Zusammenfassung der Potentialbegriffe ist Bild 3.13 zu entnehmen.

3.2.2 Theoretische Potentiale

Als regenerative Energieträger zur Stromerzeugung kommen in Deutschland Solarenergie, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie und Meeresenergie in Frage. Da das Potential der Meeresenergie (Gezeiten, Wellenenergie, Meeresströmung) für eine technische Nutzung in Deutschland verschwindend gering ist, wird die Meeresenergie im Weiteren nicht näher betrachtet. Die übrigen theoretischen Potentiale können wie folgt angegeben werden:

- **Solarenergie**

Die durchschnittliche gemessene jährliche solare Bestrahlung in Deutschland auf einer horizontalen Fläche schwankt zwischen 1.212 kWh/(m²·a) in Hohenpeissenberg und 913 kWh/(m²·a) in Einbeck (Europäischer Strahlungsatlas [Pal96]). In der Literatur finden sich für die durchschnittliche Sonnenbestrahlung in Deutschland verschiedene Werte, die von 1.000 kWh/(m²·a) [Sta96] über 1.130 kWh/(m²·a) [Pon95] bis zu 1.165 kWh/(m²·a) [Kle93] reichen. Werden die Werte der 80 Messstationen aus dem Europäischen Strahlungsatlas gemittelt, ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Bestrahlung von 1.064 kWh/(m²·a). Auch wenn die 80 Messstationen nicht zwangsläufig einen repräsentativen Querschnitt ergeben, wird dieser Wert aufgrund der großen Zahlenbasis für die weiteren Berechnungen eingesetzt.

Bei einer Fläche der Bundesrepublik Deutschland von $3,571 \cdot 10^{11} \text{ m}^2$ beträgt somit das theoretische Potential der Solarenergie in Deutschland $3,8 \cdot 10^{14} \text{ kWh/a} = 1.368 \text{ EJ/a}$. Dies entspricht etwa dem 94fachen des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1997. Der Wert von 1.368 EJ/a deckt sich nicht mit allen Angaben in der Literatur. Kaltschmitt und Wiese [Kal95a] geben für das theoretische Solarenergiepotential mit 670 EJ/a einen zu niedrigen Wert an.

- **Windenergie**

Durch natürliche Vorgänge werden jährlich etwa 2 % der eintreffenden Sonnenenergie in Windenergie umgewandelt [Kle93]. Demnach beträgt das theoretische Potential in Deutschland ohne Offshore-Gebiete etwa 30 EJ/a . Kaltschmitt und Wiese weisen ein etwas höheres theoretisches Potential von 47 EJ/a bis 76 EJ/a aus [Kal95a].

- **Wasserkraft**

Kaltschmitt und Wiese geben für das theoretische Potential der Wasserkraft Schätzungen von $0,38 \text{ EJ/a}$ an [Kal95a]. Dieser Wert wird unverändert übernommen.

- **Biomasse**

In der Bundesrepublik Deutschland waren 1991 insgesamt $1,991 \cdot 10^{11} \text{ m}^2$ Landwirtschaftsfläche und $1,033 \cdot 10^{11} \text{ m}^2$ Waldfläche vorhanden. Der Biomassezuwachs auf anderen Flächen soll vernachlässigt werden. Etwa 0,3 % der eintreffenden Sonnenstrahlung wird in Biomasse umgewandelt [Kle93]. Bei einer Gesamtfläche von $3,024 \cdot 10^{11} \text{ m}^2$ und einer jährlichen Bestrahlung von $1.064 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ergibt sich hiermit ein theoretisches Potential von $9,653 \cdot 10^{11} \text{ kWh/a} = 3,47 \text{ EJ/a}$.

- **Geothermie**

Aufgrund der Temperaturdifferenz vom Erdinneren zur Erdoberfläche entsteht ein mittlerer Wärmestrom von $0,063 \text{ W/m}^2$ [Kle93]. Auf der Fläche der Bundesrepublik Deutschland ergibt sich somit ein theoretisches Potential von $0,7 \text{ EJ/a}$.

Unter Deutschland ist bis in einer Tiefe von 10 km eine Energiemenge von rund 10^{25} J gespeichert (Referenztemperatur $20 \text{ }^\circ\text{C}$) [Kal95a]. Somit kann über längere Zeiträume auch mehr Erdwärme genutzt werden als aufgrund des Wärmestroms zur Verfügung steht. Diese kann dann aber nicht als regenerative Energiequelle aufgefasst werden.

Tabelle 3.5 zeigt eine Zusammenfassung der theoretischen Potentiale. Demnach beträgt in Deutschland das gesamte theoretische Potential erneuerbarer Energieträger mehr als 1.400 EJ/a . Der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug 1997 mit $14,49 \text{ EJ}$ etwa 1 % des theoretischen Potentials erneuerbarer Energieträger [Bun98].

Tabelle 3.5 Zusammenfassung der theoretischen Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland nach eigenen Berechnungen sowie [Kal95a]

	Kaltschnitt und Wiese	ermittelte Werte
Solarenergie	670 EJ/a	1.368 EJ/a
Windenergie	47... 76 EJ/a	30 EJ/a + Offshore
Wasserkraft	0,38 EJ/a	0,38 EJ/a
Biomasse	k.A.	3,47 EJ/a
Geothermie	10 ²⁵ J gesamt	0,71 EJ/a

3.2.3 Stromerzeugungspotentiale

Von den theoretischen Potentialen kann nur ein Bruchteil genutzt werden. Durch die technische Nutzung der regenerativen Energieträger kommt es zu Verlusten, die durch den jeweiligen Systemwirkungsgrad bestimmt werden. Bei der Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie werden weniger als 50 % der im Wind enthaltenen Leistung genutzt (vgl. Bild 3.7). Auch stehen für die Nutzung regenerativer Energieträger nicht alle Flächen uneingeschränkt zur Verfügung. Für die unterschiedlichen Energieträger werden im Folgenden die Standortpotentiale und die Stromerzeugungspotentiale abgeschätzt.

3.2.3.1 Stromerzeugungspotentiale der Solarenergie

Bei der Solarenergie kann nur ein Bruchteil der Flächen in Deutschland genutzt werden. Am sinnvollsten erscheint es, zuerst die vorhandenen Dachflächen auszunutzen. Hinzu kommen noch etliche Freiflächen wie entlang von Autobahnen oder auf nicht genutzten landwirtschaftlichen Flächen. Im Folgenden werden die verfügbaren Potentiale zur Errichtung von Solaranlagen ermittelt. Hierbei soll im Einzelnen untersucht werden, welche Potentiale

- auf Dachflächen
- an Gebäudefassaden
- entlang von Verkehrswegen
- und auf Freiflächen

existieren.

Dachflächenpotentiale

Daten über die Zahl der Wohngebäude, die Wohnfläche oder neu errichtete Gebäude werden jährlich vom statistischen Bundesamt herausgegeben. Genaue Daten über die Gebäudegrundflächen oder gar die Dachflächen für Deutschland sind nicht erhältlich. Aus diesem Grund muss eine Abschätzung auf der Basis der verfügbaren Daten erfolgen. Generell kann zwischen Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden unterschieden werden.

Kaltschnitt und Wiese [Kal93] ermittelten für Deutschland für das Jahr 1991 eine Dachfläche auf **Wohngebäuden** von 2.308 Mio. m², 6,6 % entfallen hierbei auf Flachdächer.

Bei einer gemeldeten Wohnfläche von 2.805 Mio. m² im Jahr 1991 ergibt dies ein Verhältnis von Dachflächen zu Wohnflächen von 0,82. Für die alten Bundesländer wurde ein Wert von 0,79 ermittelt. Dieser Wert hat sich in den letzten Jahren nur geringfügig verändert. Für Baden-Württemberg ergibt sich bei drei unterschiedlichen Studien [Sta96] ein Faktor zwischen 0,72 und 0,82. Der Anteil der Flachdächer wird zwischen 0 % und 13 % angegeben. Für die folgenden Berechnungen wird von einem Verhältnis von Dachflächen zu Wohnflächen von 0,8 und einem Anteil an Flachdächern von 7 % ausgegangen. Auf der Basis der vom Statistischen Bundesamt [StaB] gemeldeten Wohnfläche von 2.932 Mio. m² im Jahr 1994 ergibt sich eine Dachfläche auf Wohngebäuden von 2.181 Mio. m² auf Schrägdächern und 164 Mio. m² auf Flachdächern.

Bei **Nichtwohngebäuden** beträgt der Flachdachanteil etwa 60 %. Die von Kaltschmitt und Wiese [Kal93] für 1991 ermittelte Dachfläche wurde anhand von Daten des Statistischen Bundesamtes auf das Jahr 1994 hochgerechnet. An Dachflächen stehen auf Nichtwohngebäuden rund 800 Mio. m² Schrägdächer und 1.200 Mio. m² Flachdächer zur Verfügung.

Die zur Verfügung stehende Dachfläche in Deutschland wird sich in den nächsten Jahren weiter verändern. Dabei ist tendenziell ein Ansteigen der Dachflächen zu erwarten. Die Gebäudezahl steht stark mit der Bevölkerungszahl in Zusammenhang. Es wird erwartet, dass die Bevölkerungszahl in Deutschland mittelfristig konstant bleibt und auch langfristig konstant bleiben oder leicht abnehmen wird. Die Pro-Kopf-Wohnfläche wird auch in Zukunft weiter zunehmen. Abschätzungen über Dachflächen zukünftiger Gebäudestrukturen sind mit einer großen Unsicherheit behaftet, sodass hierauf verzichtet werden soll. Für die weiteren Berechnungen werden die oben ermittelten Dachflächen zugrunde gelegt. Da die Dachflächen mit großer Wahrscheinlichkeit eher zunehmen als abnehmen werden, sind die Ergebnisse der Berechnungen konservativ, eine Überschätzung der Potentiale ist somit nicht zu erwarten.

Aufgrund baulicher Restriktionen, Dachaufbauten sowie starken Abschattungen sind etwa 40 % der Dachflächen nicht für die Errichtung von Solaranlagen geeignet (vgl. auch [Kal93; Sta96]). Diese Werte wurden auch an exemplarisch untersuchten Gebäuden in Berlin bestätigt [Qua98b]. Die restlichen 60 % der Dächer werden für die weiteren Untersuchungen in zwei Klassen eingeteilt.

Klasse I enthält die Dächer, die sich sehr gut zur Aufstellung eignen. Unter Klasse I fallen alle Schrägdächer mit einem maximalen Neigungswinkel von 60°, deren maximale Abweichung 45° von der Südausrichtung beträgt. Dies sind 25 % der Schrägdächer. Durch die Abweichung von der optimalen Ausrichtung (etwa 30° Süd) treten hierbei im Mittel Neigungsverluste von 10 % auf. Bei den Flachdächern kommt es aufgrund dessen, dass die Aufständigung meist frei gewählt werden kann, zu keinen Neigungsverlusten. In Klasse I sollen nur minimale Verluste infolge von Verschmutzungen und Abschattungen von unter

5 % auftreten. Es wird angenommen, dass nur etwa 50 % der verbleibenden Flächen diesen strengen Kriterien genügen. Bei Flachdächern können infolge der gegenseitigen Beschattung der aufgeständerten Reihen nur etwa 50 % der Dachfläche genutzt werden. Durch gegenseitige Beschattung müssen Verluste in Höhe von 5 % zusätzlich berücksichtigt werden. Im Vergleich zu den vorliegenden Studien, bei denen von einer nutzbaren Dachfläche von 33 % ausgegangen wird, bedeuten diese Annahmen eine etwa 50 % höhere Ausbeute. Diese kann jedoch nur durch den Einsatz spezieller schattentoleranter Systeme erreicht werden [Qua98a].

Bei **Klasse II** werden größere Abschattungsverluste bis zu 15 % toleriert. Diese erhöhen sich bei Flachdächern aufgrund gegenseitiger Verschattungen wieder um 5 %. In Klasse II werden bei den Schrägdächern sämtliche Dächer, die nicht in Klasse I fallen, mit einer maximalen Abweichung von der Südausrichtung von 90° und einem maximalen Neigungswinkel von 60° erfasst. Diese Schrägdächer werden bei anderen Studien nicht mehr berücksichtigt, obwohl hier durchaus noch akzeptable Erträge erzielt werden können. Die mittleren Neigungsverluste betragen hierbei 15 %. Bei den Flachdächern fallen unter Klasse II die 50 % Dachflächen, die nicht den Kriterien von Klasse I genügen konnten.

Tabelle 3.6 Kriterien und Verluste bei der Klasseneinteilung der Dächer

Klasse	Dachart	Azimutwinkel	Neigungswinkel	Verluste durch		Gesamtverluste (im Mittel)
				Neigung (mittel)	Abschattung und Verschmutzung f_B	
Klasse I	Schrägdächer	bis $\pm 45^\circ$	bis 60°	10 %	5 %	15 %
	Flachdächer	0°	30°	0 %	10 %	10 %
Klasse II	Schrägdächer	$\pm 90^\circ$	bis 60°	15 %	5 bis 15 %	25 %
	Flachdächer	0°	30°	0 %	10 bis 20 %	15 %

Sämtlichen Annahmen für die Verluste sind in Tabelle 3.6 noch einmal zusammengefasst.

Insgesamt entfallen 15 % der Flachdächer auf Klasse I sowie weitere 15 % auf Klasse II. Bei den Schrägdächern genügen 7,5 % den Kriterien der Klasse I sowie 22,5 % der Klasse II. Hiermit berechnen sich die für die Errichtung von Solaranlagen geeigneten Dachflächen, die in Tabelle 3.7 dargestellt sind.

Tabelle 3.7 Für die Errichtung von Solaranlagen geeignete Dachflächen in Deutschland

	Brutto	Klasse I	Klasse II	Summe I+II
WG, Schrägdach	2.181 Mio. m ²	163,6 Mio. m ²	490,7 Mio. m ²	654,3 Mio. m ²
WG, Flachdach	164 Mio. m ²	24,6 Mio. m ²	24,6 Mio. m ²	49,2 Mio. m ²
NWG, Schrägdach	800 Mio. m ²	60,0 Mio. m ²	180,0 Mio. m ²	240,0 Mio. m ²
NWG, Flachdach	1.200 Mio. m ²	180,0 Mio. m ²	180,0 Mio. m ²	360,0 Mio. m ²
Summe	4.345 Mio. m ²	428,2 Mio. m ²	875,3 Mio. m ²	1.303,5 Mio. m ²

WG: Wohngebäude, NWG: Nichtwohngebäude

Mit der mittleren jährlichen Bestrahlung von 1.064 kWh/(m²·a) auf einer Horizontalen und von 1.200 kWh/(m²·a) auf einer optimal ausgerichteten Fläche ergibt sich unter Berücksichtigung der Verluste aus Tabelle 3.6 die auf den geeigneten Flächen eintreffende jährliche solare Strahlungsenergie (Tabelle 3.8).

Tabelle 3.8 Auf den geeigneten Dachflächen eintreffende solare Strahlungsenergie in Deutschland

	Brutto	Klasse I	Klasse II	Summe I+II
WG, Schrägdach	2.321 TWh/a	167 TWh/a	442 TWh/a	609 TWh/a
WG, Flachdach	174 TWh/a	27 TWh/a	25 TWh/a	52 TWh/a
NWG, Schrägdach	851 TWh/a	61 TWh/a	162 TWh/a	223 TWh/a
NWG, Flachdach	1.277 TWh/a	194 TWh/a	184 TWh/a	378 TWh/a
Summe	4.623 TWh/a	449 TWh/a	813 TWh/a	1.262 TWh/a

WG: Wohngebäude, NWG: Nichtwohngebäude

Um die vorhandenen Dachflächen konkurrieren Photovoltaikanlagen und solarthermische Anlagen. Theoretisch können die Flächen über Hybridkollektoren gemeinsam genutzt werden. Zwar existieren bereits heute funktionierende Prototypen, inwieweit diese sich jedoch durchsetzen werden, ist noch nicht abzusehen. Deshalb wird bei dieser Untersuchung davon ausgegangen, dass Hybridkollektoren lediglich für die Gewinnung von Niedertemperaturwärme zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden. Die photovoltaische Nutzung soll hierdurch nicht beeinträchtigt werden.

Zur Installation von reinen solarthermischen Kollektoren zur Brauchwassererwärmung und zur aktiven Heizungsunterstützung sollen auf Wohngebäuden 200 Mio. m² vorgehalten werden. Bei Industriegebäuden ist es bei Einsatz zukünftiger Technologie sinnvoll, etwa 40 % der Fläche für solarthermische Anlagen zu verwenden [Qua98b]. Insgesamt fallen somit 34 % der Fläche zur Installation von Photovoltaikanlagen weg. Die verbleibende Fläche beträgt 863,5 Mio. m² mit einer solaren Strahlungsenergie von 833,7 TWh/a.

Fassadenpotentiale

Eine Fassadennutzung erscheint trotz der höheren Neigungsverluste auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll, da hier die Photovoltaikanlagen auch als Gebäudehülle dienen können und es so zu Einsparungen von Baumaterialien kommt.

Über die Gebäudegrundfläche und eine mittlere Gebäudehöhe kann die Fassadenfläche bestimmt werden. Die Brutto-Fassadenfläche übersteigt die vorhandene Dachfläche. Im Folgenden wird eine Fassadenfläche von über 6.660 Mio. m² zugrunde gelegt.

Es wird davon ausgegangen, dass 25 % der Fassadenfläche aufgrund von Anbauten oder ähnlichen baulichen Restriktionen nicht zur Verfügung stehen. Von den verbleibenden Flächen werden 50 % aufgrund von Fenstern und Türen als nicht nutzbar angesehen. Ein Drittel der verbleibenden Flächen scheidet aufgrund starker Abschattungen durch benach-

barte Gebäude und weitere 5 % durch Denkmalschutzvorgaben aus. Es sollen Fassaden mit Südost bis Südwestausrichtung betrachtet werden, das heißt 75 % der verbliebenen Fassaden scheiden aus. Von den restlichen 25 % wird die Hälfte für andere solartechnische Nutzungen wie zum Beispiel für transparente Wärmedämmung reserviert. Insgesamt können somit rund 3 % der Fassadenfläche für die Errichtung von Photovoltaikanlagen genutzt werden. Durch die zum großen Teil senkrechte Anordnung der Fassaden kommt es zu deutlich größeren Neigungsverlusten als auf den Dachflächen. Für Deutschland wird von einer mittleren solaren Bestrahlung von $850 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ auf die geeigneten Fassadenflächen ausgegangen.

Insgesamt lassen sich rund 200 Mio. m^2 Fassadenfläche für die Photovoltaik nutzen. Nach Abzug von 10 % aufgrund Verschmutzungen und Verschattungen ergibt sich ein nutzbares solares Strahlungsangebot auf Fassadenflächen von 153 TWh/a.

Potentiale an Verkehrswegen

In Deutschland existierten 1995 rund 228.604 km Straßen des überörtlichen Verkehrs. Davon sind 11.143 km Bundesautobahnen sowie 41.770 km Bundesstraßen. Die Schienenstreckenlänge betrug im gleichen Jahr 45.942 km [StaB]. Das technische Potential beträgt rund 50 % der Streckenlängen [Nor92].

Da genaueres Zahlenmaterial nicht verfügbar ist, wird in den weiteren Untersuchungen davon ausgegangen, dass entlang 25 % der Bundesautobahnen, 7 % der Schienenwege, 5 % der Bundesstraßen und 1 % der übrigen überörtlichen Straßen Photovoltaikanlagen beidseitig errichtet werden. Die mittlere nutzbare Modulhöhe wird mit 2 m veranschlagt. Aufgrund der strengen Restriktionen können sämtliche Strecken, an denen große Abschattungen oder bauliche Hindernisse bestehen, ausgeschlossen werden. Aufgrund dieser Annahmen ergeben sich insgesamt 39,4 Mio. m^2 potentielle Fläche für die Errichtung von Photovoltaikanlagen. Davon entfallen 11,1 Mio. m^2 auf Bundesautobahnen, 8,3 Mio. m^2 auf Bundesstraßen, 7,0 Mio. m^2 auf sonstige Straßen und 12,9 Mio. m^2 auf Schienenwege.

Es wird davon ausgegangen, dass die Module senkrecht montiert werden. Hierbei lässt sich durch beidseitig aktive Solarzellen der Ertrag steigern, da die Bestrahlungswerte von Vorder- und Rückseite addiert werden. Bei einer Wand in Nord-Südrichtung ergibt sich die Summe der Bestrahlung zu rund $1.300 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, in Ost-West-Richtung $1.200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und in Nordost bzw. Südwestrichtung zu $1.250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Im Mittel wird von einer Bestrahlung von $1.250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ bei durchschnittlichen Verlusten durch Abschattungen und Verschmutzungen von 15 % ausgegangen. Somit ergibt sich die auf den Flächen eintreffende solare Strahlungsenergie zu 42 TWh/a.

Die Photovoltaikanlagen können mit Schallschutzwänden kombiniert werden. Das Potential wird hierbei auf über 0,3 GW_p prognostiziert [Ber97]. Hierdurch ergeben sich deutliche Kosteneinsparungen.

Potentiale auf Freiflächen

Kaltschmitt und Wiese [Kal93] geben als mögliche Freiflächen zur Installation von Photovoltaikanlagen 17.100 Mio. m² an. Dies entspricht 4,8 % der Fläche Deutschlands. Hierbei wurden stillzulegende Getreideanbauflächen sowie verfügbare Dauergrünflächen berücksichtigt. Nach Abzug von Flächen für Servicewege, Betriebsgebäude etc. verbleiben 65 % der Grundfläche. Werden schattentolerante Module in aufgeständerten Reihen verwendet, lassen sich 32,5 % der Grundfläche für die Installation von Modulen verwenden. Dies entspricht 5.558 Mio. m². Unter Berücksichtigung von 10 % Verlusten infolge von Abschattungen und Verschmutzungen (vgl. Tabelle 3.6) und einer mittleren Bestrahlung von 1.200 kWh/(m²·a) auf einer geeigneten Fläche berechnet sich die gesamte solare Strahlungsenergie auf der möglichen Modulfläche zu 6.000 TWh/a. Bei einem zukünftigen Systemwirkungsgrad von 18 % (vgl. Tabelle 3.1) ergibt dies ein maximales Stromerzeugungspotential von 1.080 TWh/a. Damit könnte theoretisch deutlich mehr als der gesamte Elektrizitätsbedarf in Deutschland gedeckt werden.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird es als nicht sinnvoll erachtet, derart große Freiflächen zur Installation von Photovoltaikanlagen zu verwenden. Zum einen ist ein Energiemix aus verschiedenen erneuerbaren Energieträgern sinnvoll, um Fluktuationen im Energieangebot auszugleichen, zum anderen sind aufgrund der großen Flächenversiegelung negative Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten. Es wird deshalb vorgeschlagen, einen Großteil der verfügbaren Flächen zur Biomasseproduktion heranzuziehen. Somit verbleiben deutlich geringere Flächen, auf denen die Errichtung von Photovoltaikanlagen als sinnvoll erscheint. Vor allem entlang von Feldwegen kann eine relativ große Fläche genutzt werden. Die Errichtung zusätzlicher Servicewege ist nicht notwendig, wodurch Kosten gespart werden können. Es soll davon ausgegangen werden, dass hier eine installierbare Photovoltaikfläche von 250 Mio. m² zur Verfügung steht. Dies entspricht gut 4 % des zuvor erläuterten Freiflächenpotentials.

Zusammenfassung

Für die Errichtung von Photovoltaikanlagen eignen sich neben Dachflächen auch Gebäudefassaden, Verkehrswege und Freiflächen. Mehr als die Hälfte der hier ermittelten Potentiale entfallen dabei auf Dachflächen. Tabelle 3.9 gibt einen Überblick über die zuvor ermittelten Potentiale sowie die installierbare Photovoltaikleistung und den Ertrag an elektrischer Energie.

Im Weiteren wird von einem mittleren Systemwirkungsgrad von 13,5 % ausgegangen (vgl. Tabelle 3.2). Dies scheint ein guter Mittelwert zu sein, der auch beim Einsatz von Dünnschichttechnologien im großen Maßstab längerfristig erreicht werden kann. Leistungsverluste durch Alterung von Photovoltaikmodulen sollen im Folgenden durch Wirkungsgradsteigerungen bei neu errichteten Anlagen ausgeglichen werden.

Tabelle 3.9 Standortpotentiale der Photovoltaik unter Berücksichtigung strenger Restriktionen

	Wirkungsgrad Modul / System	Dachflächen	Fassaden	Verkehrswege ¹⁾	Freiflächen	Summe
Fläche	--	864 Mio. m ²	200 Mio. m ²	39 Mio. m ²	250 Mio. m ²	1.353 Mio. m ²
Strahlungsenergie	100 %	834 TWh/a	153 TWh/a	42 TWh/a	270 TWh/a	1.299 TWh/a
Leistung	$h_{\text{Mod}} = 14 \%$	120,9 GW _p	28,0 GW _p	5,5 GW _p	35,0 GW _p	189,4 GW _p
Ertrag	$h_{\text{Sys}} = 11,3 \%$	94,2 TWh/a	17,3 TWh/a	4,7 TWh/a	30,5 TWh/a	146,7 TWh/a
Leistung	$h_{\text{Mod}} = 15 \%$	129,5 GW _p	30,0 GW _p	5,9 GW _p	37,5 GW _p	202,9 GW _p
Ertrag	$h_{\text{Sys}} = 13,5 \%$	112,5 TWh/a	20,7 TWh/a	5,7 TWh/a	36,5 TWh/a	175,3 TWh/a
Leistung	$h_{\text{Mod}} = 20 \%$	172,7 GW _p	40,0 GW _p	7,9 GW _p	50,0 GW _p	270,6 GW _p
Ertrag	$h_{\text{Sys}} = 18,1 \%$	150,9 TWh/a	27,7 TWh/a	7,6 TWh/a	48,9 TWh/a	235 TWh/a

¹⁾ beidseitig bestrahlt

3.2.3.2 Stromerzeugungspotentiale der Windkraft

Im Gegensatz zur Photovoltaik ist eine genaue Angabe des Windenergiepotentials für Deutschland schwieriger. Windenergiekonverter können vor allem auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden. Im Vergleich zu Photovoltaikanlagen ist dabei der Flächenbedarf deutlich geringer, jedoch ergeben sich bei Windkraftanlagen Probleme durch die Geräusentwicklung und die im Landschaftsbild oft störende Größe der Anlagen. Die landwirtschaftliche Fläche Deutschlands beträgt etwa 195.000 km². Hiervon fallen jedoch große Flächen aufgrund einzuhaltender Abstände unter anderem zu Wohngebäuden, Wäldern und Infrastruktureinrichtungen weg.

In einer umfangreichen Studie im Jahr 1985 wurden für die alten Bundesländer die möglichen Standorte für die Errichtung von 3 MW Windenergiekonvertern ermittelt [Bie85]. In Küstengebieten und Mittelgebirgen existieren nach dieser Studie zwischen 7.000 und 10.515 potentielle Standorte. Hier können Windkraftanlagen mit einer Leistung zwischen 21 GW und 31,5 GW mit einem Stromerzeugungspotential zwischen 62,9 TWh/a und 86,9 TWh/a errichtet werden. Hinzu kommen 840 potentielle Offshore-Standorte mit einem Stromerzeugungspotential von 9 TWh/a.

Selzer [Sel91] ermittelte in den alten Bundesländern 11.050 küstennahe Standorte für Windkraftanlagen mit einer Leistung von 5 MW oder 88.400 Standorte für 400 kW-Anlagen. Dies entspricht einer installierbaren Leistung von 55 GW bzw. 35 GW. Das

Stromerzeugungspotential wurde mit 128 TWh/a bzw. 84 TWh/a angegeben. Hinzu kommen Offshore-Standorte mit einem Stromerzeugungspotential von 105 TWh/a.

Kaltschmitt und Wiese [Kal95] ermittelten in einer groben Analyse für ganz Deutschland ein Stromerzeugungspotential von bis zu 128 TWh/a bei der Errichtung von 1,2 MW-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 87,9 GW. Die getroffenen Annahmen bezüglich der Anlagenverfügbarkeit sind aus heutiger Sicht jedoch als zu konservativ zu bewerten. Das Stromerzeugungspotential an Offshore-Standorten wird mit bis zu 237 TWh/a beziffert.

Die ermittelten Potentiale der unterschiedlichen Autoren liegen mit Ausnahme der Offshore-Potentiale in der gleichen Größenordnung. Aufgrund zunehmender Widerstände gegen die Errichtung neuer Windkraftanlagen wird davon ausgegangen, dass nicht das volle Potential genutzt werden kann. In 4.3.2.2 wird unter Berücksichtigung starker Restriktionen für Deutschland ein Stromerzeugungspotential von 85,3 TWh/a bei der Errichtung von Anlagen der Größe von 1,5 MW bis 3 MW an Land bestimmt. Die installierbare Leistung beträgt hierbei 53,5 GW. Hinzu kommt ein Offshore-Potential von 78,6 TWh/a bei einer Anlagenleistung von 23,6 GW.

3.2.3.3 Stromerzeugungspotentiale der Wasserkraft

Der Ausbau der Nutzung der Wasserkraft in Deutschland ist bereits weit fortgeschritten. Obwohl sich die Bruttoengpassleistung der Wasserkraft seit 1950 mehr als vervierfacht hat (siehe Bild 3.14), ist der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Bruttoengpassleistung von 19,3 % im Jahr 1950 auf 7,4 % im Jahr 1996 zurückgegangen.

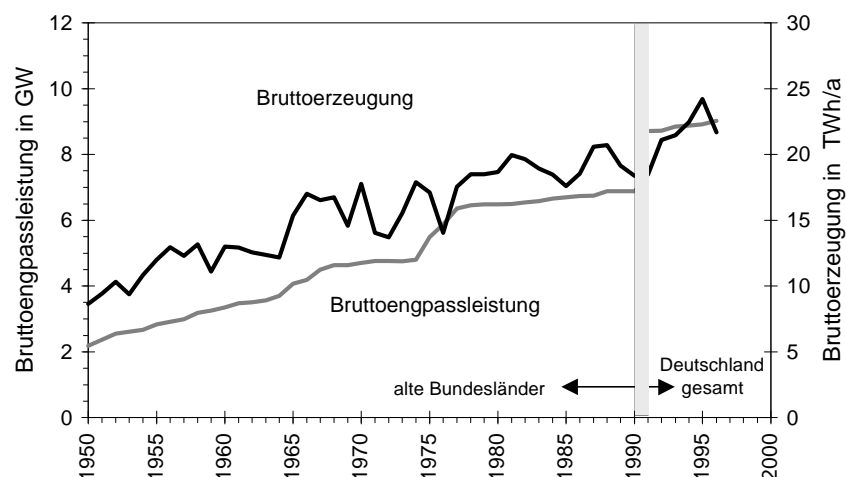


Bild 3.14 Bruttoerzeugung und Bruttoengpassleistung der Lauf-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland (vor 1991 nur alte Bundesländer). Daten: [VIK]

Etwa 90 % des Stroms aus Wasserkraft werden von den öffentlichen Versorgern erzeugt, hinzu kommen Bundesbahnanlagen sowie private Kraftwerke. Von der Nettoerzeugung der

öffentlichen Versorger entfielen 1996 etwa 14,8 TWh auf Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie den natürlichen Zufluss von Pumpspeicherkraftwerken und 4,0 TWh auf Pumpwasser von Pumpspeicherkraftwerken [VDEW], die lediglich als Energiespeicher fungieren. Bei einer Bruttoerzeugung von 21,7 TWh aller Wasserkraftwerke 1996 in Deutschland sind somit etwa 17,7 TWh rein regenerativer Wasserkraft, also ohne Pumpwasser von Pumpspeicherkraftwerken, zuzuordnen. Dies entspricht einer Nutzung von rund 17 % des theoretischen Erzeugungspotentials von 106 TWh in Gesamtdeutschland.

In der Literatur finden sich zahlreiche Studien über die Potentiale der Wasserkraft in Deutschland. Für die alten Bundesländer reichen die angegebenen Potentiale bis zu 35 TWh/a [Ker82; Win83]. Diese hohen Werte konnten jedoch nicht durch andere Studien bestätigt werden. Aufgrund technischer und ökologischer Beschränkungen dürfte das Potential deutlich geringer sein. Wagner [Wag89] gibt für die alten Bundesländer ein technisches Potential von 24,8 TWh/a an. Werte um 24 TWh/a finden sich auch in zahlreichen anderen Stellen der Literatur (siehe [DIW90; Kal93]). Dies entspricht etwas weniger als 25 % des theoretischen Erzeugungspotentials. Wendet man diesen Nutzungsgrad bei den neuen Bundesländern auf das theoretische Erzeugungspotential analog an, ergibt sich hier ein technisches Erzeugungspotential von etwa 1,3 TWh/a. Eine umfangreiche Untersuchung aus dem Jahr 1995 [Fac95] ergab eine Potentialschätzung von 1,114 TWh/a und lag somit in der gleichen Größenordnung.

Es wird unterstellt, dass sich aus ökologischen Gründen nicht das gesamte Potential erschließen lässt. Als Stromerzeugungspotential für Gesamtdeutschland werden deshalb mit 24,7 TWh/a die Angaben von [Kal95a] übernommen.

3.2.3.4 Stromerzeugungspotentiale der Biomassenutzung

Bei der Biomassenutzung kann zwischen der Nutzung von Reststoffen und speziell angebauten Energiepflanzen unterschieden werden. Es erscheint sinnvoll, zuerst die vorhandenen Reststoffe zu nutzen, bevor weitere landwirtschaftliche Flächen zum Anbau von Biomasse herangezogen werden.

Nutzung von Biomasse-Reststoffen

Eine detaillierte Analyse von Kaltschmitt und Wiese [Kal93] ergibt technisch nutzbare Energiepotentiale an Rückstands- und Abfallbiomasse in Deutschland von 396,7 PJ/a, Angaben von Prognos [Pro96] liegen in der gleichen Größenordnung (Tabelle 3.10). Kleemann und Meliß [Kle93] hingegen ermittelten für die alten Bundesländer ein Potential von 187 PJ/a. Hierbei werden jedoch nur rund 25 % der verfügbaren Energie genutzt. [Cos93] gibt hingegen das Potential für Getreidestroh mit 520 PJ/a an. Dieser Wert fällt im Vergleich zu anderen Angaben jedoch deutlich zu hoch aus.

Tabelle 3.10 Technisch nutzbare Energiepotentiale in Deutschland aus Biomassereststoffen

Quelle	Kaltschmitt und Wiese [Kal93]	Prognos [Pro96]
Forstwirtschaftliche Reststoffe (Holz)	141,7 PJ/a	100...150 PJ/a
Ernterückstände (Stroh) der Pflanzenproduktion	83,8 PJ/a	104 PJ/a
Biogasgewinnung bei der Tierhaltung	80,9 PJ/a	81 PJ/a
Klär-, Deponie- und sonstige Biogase	53,6 PJ/a	61 PJ/a
nicht kompostierbare Reststoffe	36,7 PJ/a	> 46 PJ/a
Summe	396,7 PJ/a	392... 442 PJ/a

Da die heutige Form der Landwirtschaft nicht unerheblich am Ausstoß von Klimagasen beteiligt ist und durch Düngung und Einsatz von chemischen Hilfsstoffen weitere Umweltschäden verursacht, wird davon ausgegangen, dass sich der Trend zu einer extensiveren Form der Landwirtschaft auch in Zukunft fortsetzen wird. Hierdurch reduziert sich aber auch der Anteil an nutzbaren Reststoffen [BUN96].

Für die weiteren Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass ein gewinnbares Energiepotential an Biomasse-Reststoffen von 300 PJ/a besteht. Werden diese in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung mit einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 30 % genutzt, ergibt sich ein Stromerzeugungspotential von 25 TWh/a und bei einem Wirkungsgrad von 40 % ein Potential von 33 TWh/a. Bei 2.667 Volllaststunden errechnet sich daraus eine elektrische Anlagenleistung von 9,4 GW bzw. 12,4 GW.

Nutzung von Energiepflanzen

Die technischen Bruttoenergiepotentiale beim Anbau von Gräsern mit hohem Biomassertrag betragen auf einer Anbaufläche von 4 Mio. ha, dies entspricht etwa 23,5 % der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands, rund 840 PJ/a [Kal95b]. Hartmann [Har95] beziffert das Endenergiepotential aus Energiepflanzen von einer Überschussfläche von 2 Mio. ha auf 396 PJ/a. Kleemann und Meliß [Kle93] geben das maximale Potential für die alten Bundesländer mit 229 PJ/a an. Da im Hinblick auf eine Extensivierung der Landwirtschaft größere Flächen wieder für den Anbau von Nahrungsmitteln benötigt werden, wird im Folgenden von einem nutzbaren Potential für den Anbau von Energiepflanzen von 150 PJ/a ausgegangen. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 30 % bzw. 40 % ergibt sich hiermit ein Stromerzeugungspotential von 12,5 TWh/a bzw. 16,7 TWh/a. Bei 2.666 Volllaststunden entspricht dies einer Leistung von 4,7 GW bzw. 6,3 GW.

3.2.4 Realisierbare Potentiale

3.2.4.1 Photovoltaik

1996 wurden in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 8 MW_p und 1997 von etwa 11 MW_p installiert [Hof98]. Dies entspricht einer Steigerung um 37,5 %. Die

Weltjahresproduktion von Photovoltaikmodulen betrug im Jahr 1997 etwa 100 MW_p, wobei die Produktionsmenge seit Ende der 80er Jahre jährlich um etwa 15 % steigt [Com95]. Bei einer anhaltenden Steigerung um 15 % pro Jahr nimmt die weltweite jährliche Produktionsmenge bis zum Jahr 2020 auf etwa 2.500 MW_p zu. Bei dieser Steigerung können bis zum Jahr 2020 weltweit insgesamt Module mit einer Gesamtleistung von 18,4 GW_p produziert werden. Entfallen hiervon - wie auch in den vergangenen Jahren - etwa 10 % auf Deutschland, ergibt sich bis zum Jahr 2020 für Deutschland eine gesamte installierbare Leistung von 1,8 GW_p. Bei unveränderten Steigerungsraten bis zum Jahr 2050 steigt diese Leistung auf 126 GW_p an, wobei hierbei auch der Ersatz ausgedienter Anlagen mit eingeschlossen ist.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass künftig höhere Steigerungsraten bei der Photovoltaikproduktion als heute erreicht werden. Dies ist im Hinblick auf die zu erwartenden Kostenreduktionen bei der Photovoltaik durchaus realistisch. Bei einer Steigerung der Produktionskapazität um 30 % pro Jahr lassen sich in Deutschland bis zum Jahr 2020 etwa 18 GW_p installieren. Bis zum Jahr 2050 ließe sich dann mit 203 GW_p das gesamte Stromerzeugungspotential erschließen.

3.2.4.2 Windkraft

Ende 1999 waren in Deutschland 7.879 Windkraftanlagen mit einer Leistung von 4.444 MW installiert. Im Jahr 1998 betrug der Leistungszuwachs an Windkraftanlagen 793 MW, dabei lag die mittlere Anlagenleistung der neu errichteten Anlagen bei 786 kW. Im Jahr 1999 betrug der Leistungszuwachs bereits 1.569 MW bei einer mittleren Anlagenleistung von 937 kW. Bis zum Jahr 2020 ist ein Ausbau der Produktionskapazität auf 10 GW/a möglich. Die notwendige Produktionssteigerung beträgt hierbei 0,5 GW pro Jahr und liegt damit unter dem Zuwachs im Jahr 1999.

Bild 3.15 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung in den vergangenen Jahren. Heute gehören Anlagen mit einer Größe von 1,5 MW zum Standard. Es kann davon ausgegangen werden, dass technisch ausgereifte Anlagen der Größe 3 MW bis 5 MW, die vor allem für Offshore-Standorte sinnvoll sind, innerhalb der nächsten 10 Jahre verfügbar sein werden.

Bis zum Jahr 2020 könnten so in Deutschland Windkraftanlagen mit einer Leistung von über 100 GW produziert und somit theoretisch das gesamte Standortpotential erschlossen werden.

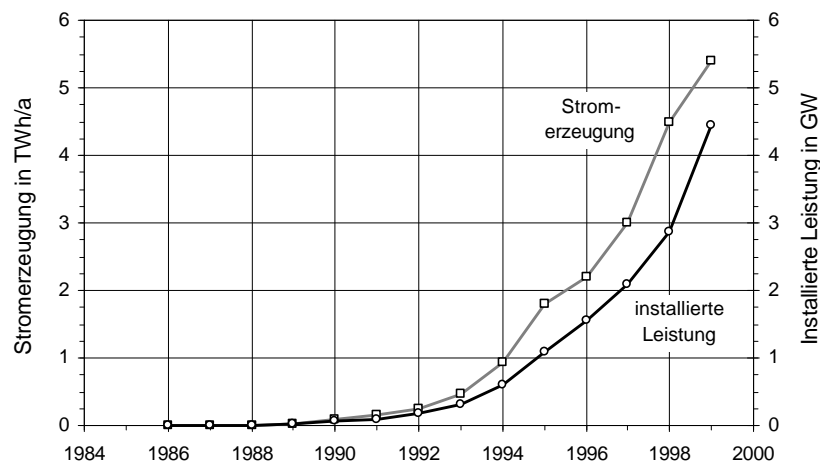


Bild 3.15 Installierte Leistung und Stromerzeugung von Windkraftanlagen in Deutschland. (Daten: [BWE00; IWR99])

Da Probleme bei der Genehmigung und Planung neuer Anlagen in Deutschland zu erwarten sind, wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2020 an Land Windkraftanlagen nur mit einer Leistung von 15 GW und einem Stromerzeugungspotential von 24,2 TWh/a und im Offshore-Bereich 9,5 GW mit einem Stromerzeugungspotential von 29,9 TWh errichtet werden können. Bis zum Jahr 2050 soll das volle Potential an Land von 53,5 GW bei einer Stromerzeugung von 85,3 TWh/a und Offshore von 23,6 GW bei einer Stromerzeugung von 78,6 TWh erschlossen sein.

3.2.4.3 Wasserkraft

Für die weiteren Untersuchungen wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 bei der Wasserkraft ein Stromerzeugungspotential von 24,7 TWh/a besteht. Eine besondere Bedeutung kommt hierbei der Modernisierung von bereits bestehenden Anlagen und dem Neubau umweltverträglicher Kleinanlagen zu. Bis zum Jahr 2020 wird ein Stromerzeugungspotential von 20,5 TWh/a unterstellt.

3.2.4.4 Biomasse

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse wird angenommen, dass bei der Nutzung von Biomasse-Reststoffen bis zum Jahr 2020 ein Stromerzeugungspotential von 20 TWh/a und bis 2050 das volle Potential von 33 TWh/a ausgeschöpft werden kann. Beim speziellen Anbau von Energiepflanzen wird ein langsamerer Ausbau mit einem Stromerzeugungspotential von 5 TWh/a bis 2020 und mit 17 TWh/a bis 2050 unterstellt. Über die mittlere Zahl von 2.667 Volllaststunden ergibt sich für die Biomasse-Reststoffe eine elektrische Anlagenleistung von 7,5 GW bzw. 12,3 GW und für die Energiepflanzen von 1,9 GW bzw. 6,3 GW.

3.2.5 Zusammenfassung der realisierbaren Potentiale

In Tabelle 3.11 sind zusammenfassend die Stromerzeugungspotentiale und die realisierbaren Potentiale für die Jahre 2020 und 2050 für die verschiedenen regenerativen Energieträger dargestellt, und Bild 3.16 veranschaulicht die Entwicklung. Tabelle 3.12 enthält die mit den Stromerzeugungspotentialen korrespondierende installierbare Leistung.

Tabelle 3.11 Realisierbare Stromerzeugungspotentiale regenerativer Energieträger in Deutschland

Energieträger	Erzeugung im Jahr 1997	Potential bis 2020	Potential bis 2050
Photovoltaik	0,023 TWh/a	15,5 TWh/a	175 TWh/a
Windkraft (Land)	2,966 TWh/a	24,2 TWh/a	85 TWh/a
Windkraft (Offshore)	---	29,9 TWh/a	79 TWh/a
Wasserkraft	15,793 TWh/a	20,5 TWh/a	25 TWh/a
Biomasse-Reststoffe ¹⁾	0,879 TWh/a	20,0 TWh/a	33 TWh/a
Energiepflanzen	---	5,0 TWh/a	17 TWh/a
Summe	19,661 TWh/a	115,1 TWh/a	414 TWh/a

¹⁾ ohne Müll

Tabelle 3.12 Installierbare Leistung regenerativer Energieträger in Deutschland

Energieträger	installierte Leistung heute	Potential bis 2020	Potential bis 2050
Photovoltaik	0,051 GW (1998)	18,0 GW	202,9 GW
Windkraft (Land)	2,875 GW (1998)	15,0 GW	53,5 GW
Windkraft (Offshore)	---	9,5 GW	23,6 GW
Wasserkraft ¹⁾	4,563 GW (1996)	5,5 GW	7,0 GW
Biomasse-Reststoffe ²⁾	0,358 GW (1996)	7,5 GW	12,4 GW
Energiepflanzen	---	1,9 GW	6,3 GW
Summe	7,847 GW	57,4 GW	307,7 GW

¹⁾ incl. Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss ²⁾ ohne Müll

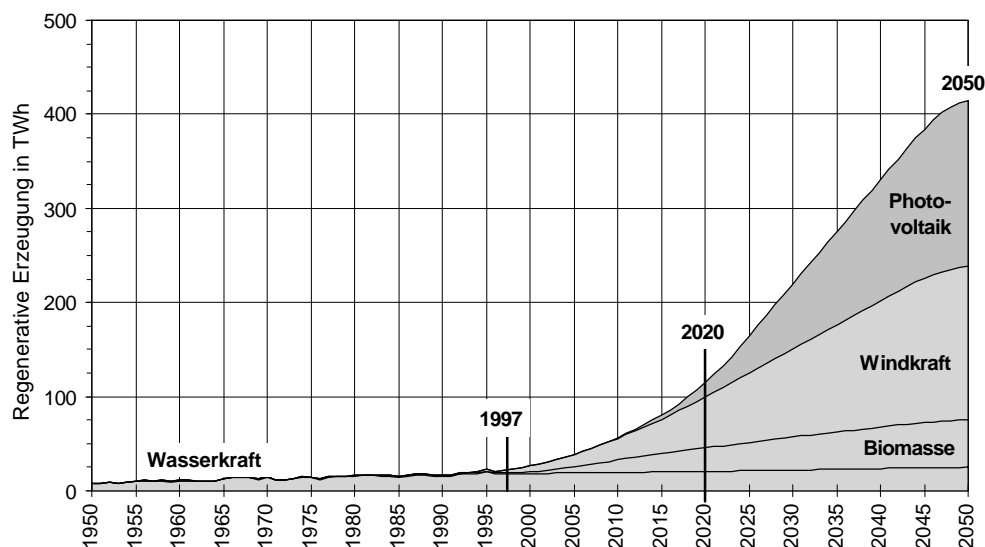


Bild 3.16 Entwicklung der realisierbaren regenerativen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050

4 Zeitliche Schwankungen des Energieangebots

4.1 Einleitung

Bei den Angaben der Potentiale erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung im vorigen Kapitel sind noch keinerlei Informationen über die Zeitabhängigkeit des Energieangebots enthalten. Es wurde lediglich die Energiemenge ermittelt, welche die einzelnen Energieträger insgesamt pro Jahr bereitstellen können, wobei innerhalb des Jahres und auch innerhalb eines Tages große Unterschiede bestehen. Ziel dieses Kapitels ist es deshalb, diese Unterschiede für die Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft und Biomasse aufzuzeigen und den zeitlichen Verlauf der Leistung über ein Jahr für die zuvor ermittelten realisierbaren Potentiale der Jahre 2020 und 2050 zu bestimmen.

Nach allgemeinen Betrachtungen der jeweiligen Energieangebote der Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft und Biomasse folgt jeweils eine detaillierte Simulation der Leistungsabgabe eines regenerativen Kraftwerksparks mit den zuvor ermittelten Ausbaustufen für die Jahre 2020 und 2050. Um bei den Ergebnissen realistische Klimabedingungen berücksichtigen zu können, wurde als Datenbasis für meteorologische Daten das Jahr 1991 gewählt. In diesem Jahr gab es ein nahezu durchschnittliches Angebot an Solar- und Windenergie und ein unterdurchschnittliches Angebot an Wasserkraft. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Potentiale der regenerativen Energien nicht überbewertet werden.

4.2 Photovoltaik

4.2.1 Solares Strahlungsangebot

Die solare Strahlung ist über der Erde sehr unterschiedlich verteilt. Mit $1.064 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ist das Angebot in Deutschland deutlich geringer als in südlichen Regionen. In Lissabon beträgt dieses Angebot hingegen mehr als $1.700 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$, und in der Sahara liegt es stellenweise über $2.350 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$. Für ein Gebiet wie Deutschland ist das solare Strahlungsangebot weitgehend über die Fläche konstant.

4.2.1.1 Langjährige Schwankungen am Beispiel Potsdam

Anhand von Messwerten des deutschen Wetterdienstes [DWD; DGS] in Potsdam für die vergangenen 61 Jahre wurde der Verlauf der jährlichen Bestrahlung ermittelt (Bild 4.1). Der Mittelwert μ der jährlichen Bestrahlung betrug hierbei $1.017 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$. Der minimale Wert lag mit $887 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ um 12,8 % unter dem 61jährigen Mittel, der maximale Wert mit $1.180 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ um 16,0 % darüber.

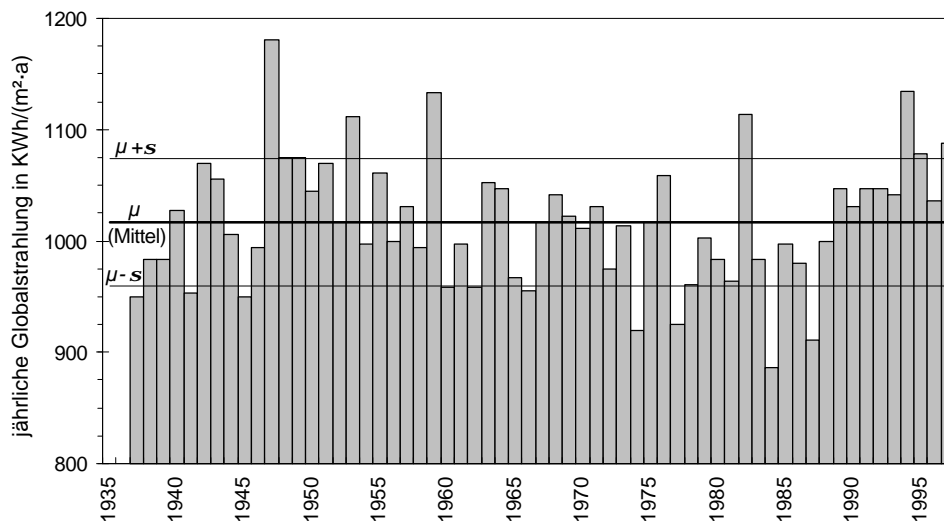


Bild 4.1 Jährliche Globalstrahlung für Potsdam für die Jahre 1937 bis 1997 (Daten: [DWDa], [DGS])

Die ebenfalls in Bild 4.1 eingezeichnete Standardabweichung von n verschiedenen Bestrahlungswerten $H(t_i)$ in unterschiedlichen Zeitintervallen t_i berechnet sich über

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(H(t_i) - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H(t_i) \right)^2}{n-1}} \quad (4.1)$$

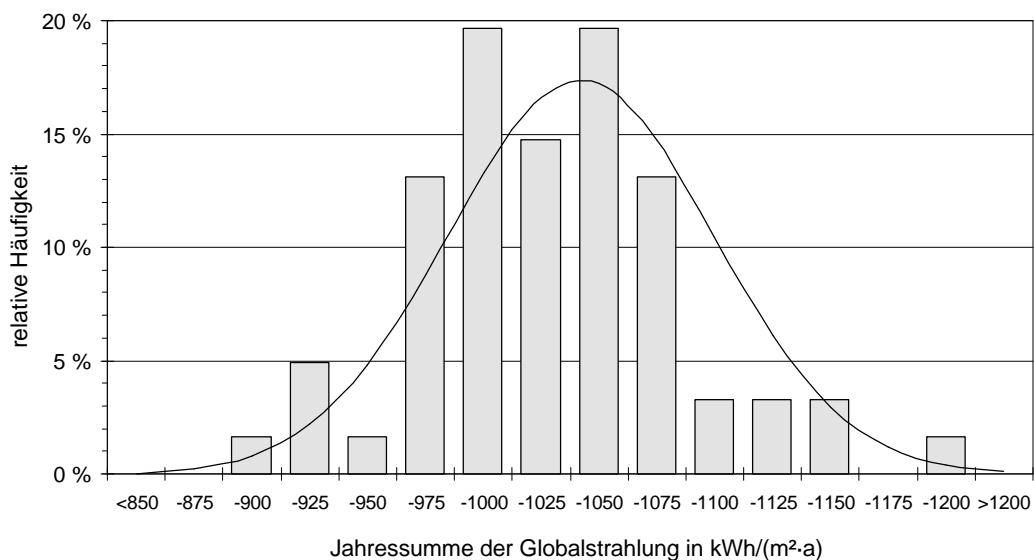


Bild 4.2 Verteilung der jährlichen Bestrahlung der Jahre 1937 bis 1997 in Potsdam

Werden die Werte der verschiedenen Jahre in Klassen eingeteilt, ergibt sich näherungsweise eine Normalverteilung mit einer Standardabweichung s von 57 kWh/(m²·a) (siehe

Bild 4.2). Somit kann über die Jahre von einem verhältnismäßig konstanten Angebot der Bestrahlung für einen Standort ausgegangen werden.

4.2.1.2 Schwankungen innerhalb eines Jahres am Beispiel Potsdam

Die relative Standardabweichung der einzelnen Monate liegt in der gleichen Größenordnung wie die der Jahressummen und beträgt zwischen 4 % und 6 %. Deutlich größer sind jedoch die Abweichungen der Maxima und Minima.

Bild 4.3 zeigt am Beispiel Potsdams, dass in Deutschland ein stark unterschiedliches Strahlungsangebot über das Jahr vorhanden ist. Während in Potsdam im Dezember eine mittlere Monatssumme der Bestrahlung von 13,9 kWh/m² zu erwarten ist, beträgt dieser Wert im Juli mit 156,8 kWh/m² immerhin mehr als das 10fache. Diese saisonalen Unterschiede müssen entweder durch Speicher oder durch die Kombination der Photovoltaik mit anderen Energieträgern wie Windkraft und Biomasse, deren Angebot einen gegenläufigen Jahresgang hat, ausgeglichen werden.

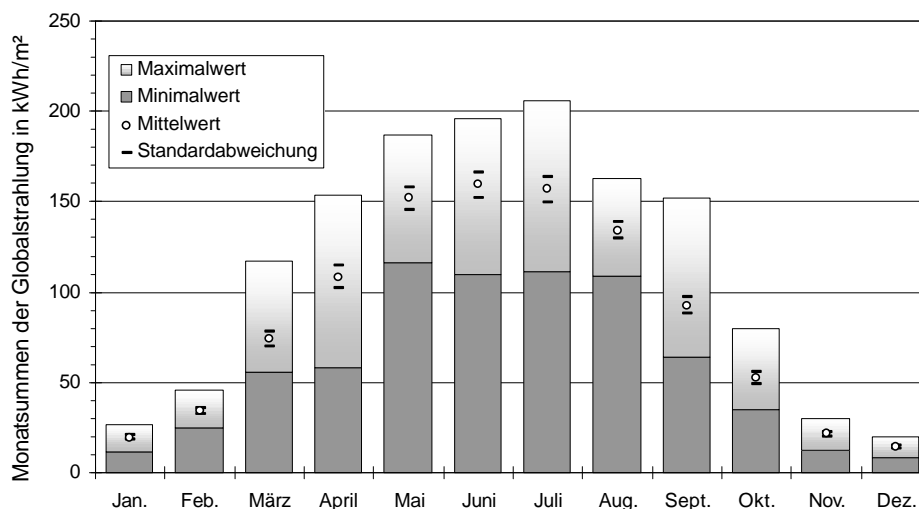


Bild 4.3 Verteilung der monatlichen Bestrahlung für Potsdam für die Jahre 1937 bis 1997

4.2.1.3 Kurzzeitige Schwankungen

Beim solaren Strahlungsangebot sind auch große Unterschiede innerhalb eines Tages (Tag-Nacht) und zwischen verschiedenen Tagen vorhanden, wie Bild 4.4 für drei Tage zeigt. Durch stark wechselnde Bewölkung sind hier am ersten Tag und in der zweiten Hälfte des dritten Tages extreme Schwankungen innerhalb sehr kurzer Zeiträume zu beobachten. Am zweiten Tag ist aufgrund starker Bewölkung ein deutlich geringes Strahlungsangebot als an den beiden anderen Tagen vorhanden.

Um die Solarenergie optimal nutzen zu können, ist eine Anpassung der Verbraucher an das Energieangebot, vor allem an den Tag-Nacht-Zyklus wünschenswert, um die Größe von

Kurzzeitspeichern gering zu halten. Inwieweit dies möglich ist, wird in den Kapiteln 5 und 6 untersucht.

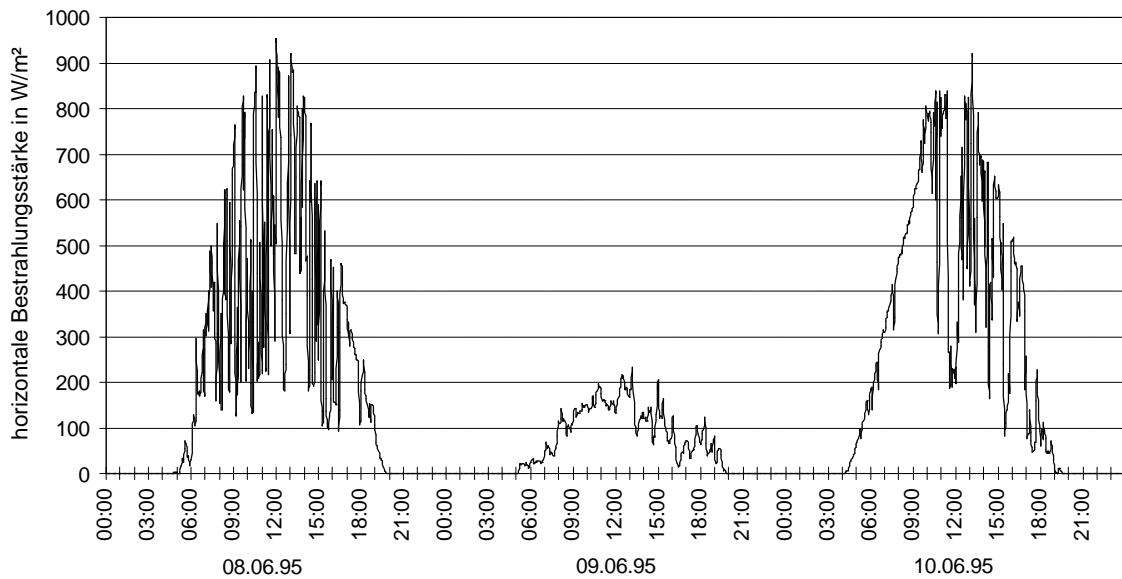


Bild 4.4 Dreiminutenmittelwerte der Bestrahlungsstärke über drei Tage in Berlin

4.2.2 Zeitabhängige Leistungsganglinien der Photovoltaik

4.2.2.1 Vergleichmäßigung des Strahlungsangebots in großen Verbundnetzen

Die auf den Mittelwert μ bezogene Standardabweichung \mathbf{s} sämtlicher Werte der Dreiminutenmittelwerte der Bestrahlungsstärke aus Bild 4.4, die größer als Null sind, ist für die drei untersuchten Tage mit Werten zwischen 60 % und 70 % sehr hoch. Auch für die Bestrahlungsstärken zwischen 11:30 und 12:30 ergibt sich noch eine hohe Standardabweichung zwischen 15 % und 30 %.

In der Praxis wird nicht nur eine, sondern eine Vielzahl von Photovoltaikanlagen im Verbundnetz betrieben. Werden Strahlungswerte von verschiedenen Standorten verglichen, sind sie bereits bei Abständen von wenigen Kilometern im Kurzzeitbereich nahezu unkorreliert [Edw96]. Die Standardabweichung

$$\mathbf{s}_n = \frac{\mathbf{s}}{\sqrt{n}} \quad (4.2)$$

von Werten aus n vollständig unkorrelierten Zeitreihen der Bestrahlungsstärke kann aus der Standardabweichung \mathbf{s} einer einzelnen Zeitreihe ermittelt werden. Bei einer Vielzahl von Anlagen sinkt somit die Standardabweichung der Leistung aller Anlagen im Kurzzeitbereich gegen Null.

Bei Anlagen in der näheren Umgebung eines Referenzpunktes ergibt sich die abgegebene Leistung aus dem Mittelwert aller Einzelleistungen mit vernachlässigbaren Schwankungen im Kurzzeitbereich. Die Leistung aller Anlagen in der Umgebung des Referenzpunktes lässt sich somit näherungsweise aus dem Stundenmittel der Bestrahlungsstärke des Referenzpunktes bestimmen. Bei dieser Näherung wird unterstellt, dass die Stundenmittel von nahe beieinander liegenden Referenzpunkten identisch sind, hier also eine starke Korrelation besteht.

Tatsächlich nimmt die Korrelation der Werte von zwei Standorten exponentiell mit dem Abstand zwischen den Standorten ab. Bei Werten, die um das tägliche Mittel bereinigt wurden, bricht die Korrelation bei Abständen größer als 200 km fast vollständig zusammen [Ste93]. Somit genügen für die Ermittlung der Leistungsabgabe von großflächig verteilten Photovoltaikanlagen die Stundenmittelwerte der Bestrahlungsstärke von mehreren über das Beobachtungsgebiet gleichmäßig verteilten Referenzpunkten.

4.2.2.2 Auswahl der Referenzstandorte für die Globalstrahlung

Im Folgenden wird angenommen, dass Photovoltaikanlagen im Umfang der im vorigen Kapitel ermittelten realisierbaren Potentiale gleichmäßig über Deutschland verteilt werden. Die entsprechende Leistungsabgabe im Verlauf eines Jahres in stündlicher Auflösung soll nun ermittelt werden. Als Datenbasis hierzu dienen Messwerte der täglichen Globalstrahlung von 42 Standorten in Deutschland aus dem Jahr 1991 [DWDa; DWDb].

Dieses Jahr wurde gewählt, weil davon auch zuverlässige Daten von Standorten in den neuen Bundesländern vorliegen. Weiterhin spricht für 1991, dass in diesem Jahr die Bestrahlung in Deutschland in etwa dem langjährigen Durchschnitt entsprochen hat. Bei einer anderen Untersuchung [Edw96] wurden auch Werte der Bestrahlungsstärke auf der Basis von Satellitenaufnahmen verwendet. Wegen der größeren Messunsicherheit wurde hier auf Satellitendaten verzichtet und die Messwerte von 42 gleichmäßig über Deutschland verteilten Bodenstationen des Deutschen Wetterdienstes als ausreichend erachtet. Die Standorte der Messstationen sind Bild 4.5 zu entnehmen.

Für die weiteren Berechnungen müssen aus den vorliegenden Messwerten der täglichen Globalstrahlung anhand von statistischen Methoden stündliche Werte generiert werden. Durch Generierung der Stundenwerte kommt es zu einer leichten Unterschätzung der Korrelation nahe beieinander liegender Standorte. Da diese Korrelation jedoch stark mit der Entfernung der Standorte abnimmt und der Fehler durch die anschließende Mittelwertbildung weiter reduziert wird, ist diese Unterschätzung zu vernachlässigen.



Bild 4.5 Standorte der Messstationen zur Bestimmung der Bestrahlungsstärke

4.2.2.3 Synthetisierung von Stundenwerten aus Tageswerten

Das TAG-Modell (Time-dependent Autoregressive Gaussian Model) von Aguiar und Collares-Pereira [Agu92a; Agu92b] wurde verwendet, um aus den vorliegenden Tagessummen der Globalstrahlung stündliche Werte zu generieren. Dieses Modell basiert auf täglichen Werten des Clearness Index K_t , die zuvor ermittelt werden müssen. Der tägliche Clearness Index

$$K_t = \frac{\sum_{h=1}^{24} \bar{E}_{G,\text{hor},h}(h)}{\sum_{h=1}^{24} \bar{E}_{0,\text{hor},h}(h)} = \frac{H_{G,\text{hor},\text{Tag}}}{E_0 \cdot 1\text{h} \cdot \sum_{h=1}^{24} \sin g_s(h - 30\text{min})} \quad (4.3)$$

ist aus dem Verhältnis der Tagessumme der mittleren stündlichen terrestrischen Bestrahlungsstärke $\bar{E}_{G,\text{hor},h}$ auf einer horizontalen Fläche und der mittleren stündlichen extraterrestrischen Bestrahlungsstärke $\bar{E}_{0,\text{hor},h}$ auf eine horizontale Fläche definiert. Die Tagessumme der Globalstrahlung $H_{G,\text{hor},\text{Tag}}$ ist hier als Messwert vorgegeben. Die Tagessumme der extraterrestrischen Bestrahlung muss aus der Solarkonstanten $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$ und dem Sonnenhöhenwinkel g_s zur Stundenmitte berechnet werden. Bei allen weiteren Be-

rechnungen sind die Parameter bei den trigonometrischen Funktionen stets im Bogenmaß angegeben.

Die Bestrahlungsstärke der extraterrestrischen Strahlung unterliegt wegen der Ellipsenform der scheinbaren Sonnenbahn um die Erde einem jahreszeitlichen Gang, der sich nach [Kle93] über

$$E_0(J) = E_0 \cdot (1 - 0,0334 \cdot \cos(0,0172 \cdot J - 0,04747)) \quad (4.4)$$

in Abhängigkeit der Tagesnummer des Jahres J ($J = 1$ für 1. Januar) beschreiben lässt.

Der Sonnenhöhenwinkel g_s kann in Abhängigkeit der Zeit und des geographischen Standortes nach zwei verschiedenen Verfahren ermittelt werden, die aber hier nicht weiter erläutert werden sollen (siehe hierzu [DIN85; Qua99]).

Als nächstes wird die Autokorrelation

$$F_1 = 0,38 + 0,06 \cdot \cos(7,4 \cdot K_t - 2,5) \quad (4.5)$$

berechnet.

Für alle Stunden des Tages ($h = 1$ bis 24) wird dann der Sonnenhöhenwinkel g_s zur Stundenmitte bestimmt. Für die Stunden, in denen der Sonnenhöhenwinkel größer als Null ist, wird dann der mittlere Clearness Index

$$k_{tm} = -0,19 + 1,12 \cdot K_t + 0,24 \cdot \exp(-8 \cdot K_t) + \\ + (0,32 - 1,60 \cdot (K_t - 0,5)^2) \cdot \exp\left(\frac{-0,19 - 2,27 \cdot K_t^2 + 2,51 \cdot K_t^3}{\sin g_s}\right) \quad (4.6)$$

und die Standardabweichung

$$s = 0,14 \cdot \exp(-20 \cdot (K_t - 0,35)^2) \cdot \exp\left(3 \cdot ((K_t - 0,45)^2 + 16 \cdot K_t^5) \cdot (1 - \sin g_s)\right) \quad (4.7)$$

ermittelt.

Mit einer Gauss'schen Zufallsvariablen

$$r = s \cdot \sqrt{1 - F_1^2} \cdot \frac{z^{0,135} - (1 - z)^{0,135}}{0,1975} \quad (4.8)$$

und der Zufallszahl z im Intervall zwischen 0 und 1 berechnet sich über die normalisierte Variable

$$y(h) = F_1 \cdot y(h-1) + r \quad (4.9)$$

schließlich der synthetisierte stündliche Clearness Index

$$k_t(h) = k_{tm} + s \cdot y. \quad (4.10)$$

Für die Stunden, an denen der Sonnenhöhenwinkel g_s kleiner als Null ist, wird auch k_t gleich Null gesetzt. Aus den Werten des stündlichen Clearness Index ist der tägliche Clearness Index K' zu berechnen. Solange der synthetisierte tägliche Clearness Index K' mehr als 3 % vom zuvor berechneten täglichen Clearness Index K_t abweicht oder falls $k_t(h)$ kleiner 0 oder $k_t(h)$ größer als der maximale Clearness Index

$$k_{cs}(h) = 0,88 \cdot \cos \frac{\pi \cdot (h - 12,5)}{30} \quad (4.11)$$

wird, müssen die Berechnungen ab (4.8) wiederholt werden.

Über den stündlichen Clearness Index $k_t(h)$ lässt sich nun die horizontale Bestrahlungsstärke ermitteln:

$$E_{G,hor} = k_t \cdot E_0 \cdot \sin g_s. \quad (4.12)$$

4.2.2.4 Verteilung Anlagenneigung

Sämtliche zuvor beschriebenen Untersuchungen der Bestrahlung sowie der Bestrahlungsstärke beziehen sich stets auf die Horizontale. Durch eine geneigte Aufständering lässt sich der Anlagenenertrag bei Flachdächern und Freiflächen erhöhen, bei Schrägdächern, Fassaden und Schallschutzwänden ist die Neigung vorgegeben.

Basierend auf den Annahmen über die Potentiale von Photovoltaikanlagen aus Kapitel 3 wurden Häufigkeitsverteilungen über die Ausrichtung der Photovoltaikanlagen erstellt. Dabei wird unterstellt, dass Schrägdächer im Mittel 35° geneigt sind und dass sich Bestrahlungsganglinien von geringer und stärker geneigten Anlagen herausmitteln. Auch bei aufgeständerten Anlagen wird ein mittlerer Neigungswinkel von 35° angenommen. Insgesamt sind etwa 80 % der Photovoltaikanlagen auf Dächern montiert oder aufgeständert. Bei den auf Schrägdächern montierten Photovoltaikanlagen wurde eine Gleichverteilung der Azimutwinkel angenommen, wobei sich der Winkelbereich von Klasse I von -45° bis $+45^\circ$ und der Winkelbereich von Klasse II von -90° bis $+90^\circ$ erstreckt. Für die aufgeständerten Photovoltaikanlagen wurde eine Südausrichtung angenommen, wobei die Anlagen mit einer Standardabweichung von 5° um die Südausrichtung normalverteilt sind. Damit sollen mögliche Fehler beim Aufstellen der Anlagen sowie bauliche Einschränkungen berücksichtigt werden. Bild 4.6 zeigt die resultierende Häufigkeitsverteilung.

Für die an Fassaden montierten Photovoltaikanlagen wird ein Neigungswinkel von 90° und eine Gleichverteilung der Azimutwinkel von -45° bis $+45^\circ$ angenommen. Da Photovoltaikanlagen entlang von Verkehrswegen beidseitig genutzt werden sollen, beträgt auch hier der Neigungswinkel 90° , die Azimutwinkel sind jedoch im Bereich von -180° bis $+180^\circ$ gleichverteilt. Insgesamt entfallen knapp 20 % der zur Verfügung stehenden Flächen auf Fassaden und Verkehrswege.

Für die weiteren Untersuchungen wurden 15 repräsentative Werte für eine Anlagenausrichtung gewählt und die jeweiligen Anteile, die die Anlagen mit der entsprechenden Ausrichtung an der Gesamtfläche repräsentieren, berechnet. Tabelle 4.1 und Tabelle 4.2 zeigen die jeweiligen Werte sowie die Verluste durch Abschattungen und Verschmutzungen für geneigte und vertikale Anlagen.

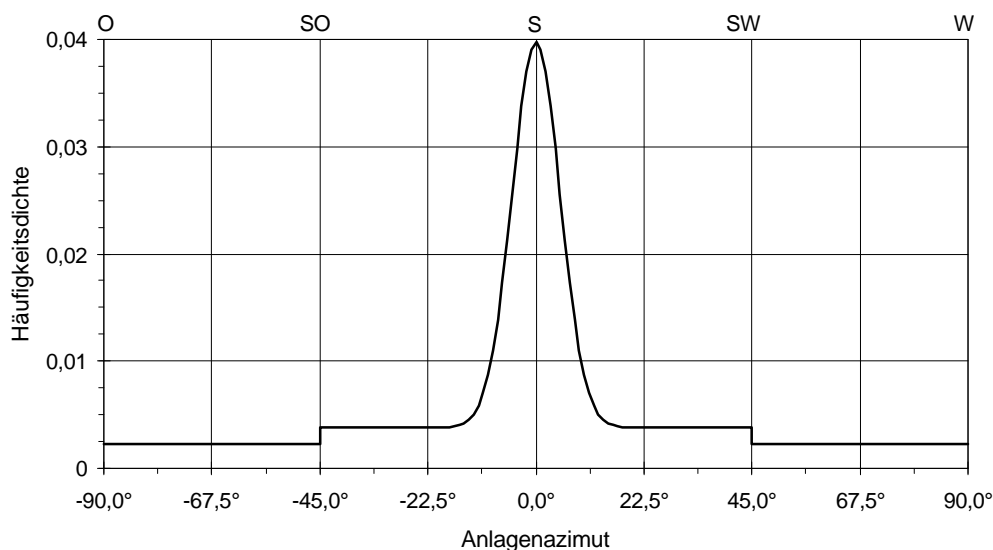


Bild 4.6 Häufigkeitsdichte der Anlagenazimutwinkel für aufgeständerte und dachintegrierte Photovoltaikanlagen

Tabelle 4.1 Flächenanteile an der insgesamt zur Verfügung stehenden Fläche sowie Verluste durch Abschattungen und Verschmutzungen für 35° geneigte Flächen für repräsentative Stützpunkte

Nummer	1	2	3	4	5	6	7
Azimutwinkel	-90°	-60°	-30°	0°	30°	60°	90°
Flächenanteil	2,8 %	5,5 %	9,2 %	45,4 %	9,2 %	5,5 %	2,8 %
Verluste f_B	10 %	10 %	10 %	11,5 %	10 %	10 %	10 %

Bei den geneigten Anlagen nehmen die Verluste bei Südausrichtung durch die gegenseitige Beschattung von aufgeständerten Anlagen zu, bei vertikalen Anlagen durch die geringeren tolerierten Abschattungen bei Fassaden hingegen ab.

Tabelle 4.2 Flächenanteile an der insgesamt zur Verfügung stehenden Fläche sowie Verluste durch Abschattungen und Verschmutzungen für 90° geneigte Flächen für repräsentative Stützpunkte

Nummer	8	9	10	11	12	13	14	15
Azimutwinkel	-180°	-135°	-90°	-45°	0°	45°	90°	135°
Flächenanteil	0,7 %	0,7 %	0,7 %	4,3 %	7,9 %	4,3 %	0,7 %	0,7 %
Verluste f_B	15 %	15 %	15 %	11,5 %	11,5 %	11,5 %	15 %	15 %

4.2.2.5 Umrechnung von der Horizontalen auf die geneigte Ebene

Die Bestrahlung auf den geneigten Flächen lässt sich für alle Neigungswinkel aus den zuvor generierten Werten der stündlichen Bestrahlung auf der Horizontalen berechnen (vgl. auch [Qua99]).

Zuerst muss hierfür die Bestrahlungsstärke $E_{G,hor}$ **auf der Horizontalen** in die direkte Bestrahlungsstärke $E_{dir,hor}$ und diffuse Bestrahlungsstärke $E_{diff,hor}$ auf der Horizontalen aufgeteilt werden [Rei89]. Beim Verfahren von Orgill und Hollands wird ausgehend von Werten der horizontalen Bestrahlungsstärke $E_{G,hor}$, dem Sonnenhöhenwinkel g_s und der Solar-konstanten E_0 ein Wert für

$$k_t = \frac{E_{G,hor}}{E_0 \cdot \sin g_s} \quad (4.13)$$

berechnet. Hiermit lässt sich dann die diffuse Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen

$$E_{diff,hor} = \begin{cases} E_{G,hor} \cdot (1,020 - 0,248 \cdot k_t) & \text{für } 0 \leq k_t \leq 0,3 \\ E_{G,hor} \cdot (1,45 - 1,67 \cdot k_t) & \text{für } 0,3 < k_t < 0,78 \\ E_{G,hor} \cdot 0,147 & \text{für } 0,78 \leq k_t \end{cases} \quad (4.14)$$

bestimmen. Die direkte Bestrahlungsstärke $E_{dir,hor}$ ergibt sich dann über

$$E_{dir,hor} = E_{G,hor} - E_{diff,hor} \quad (4.15)$$

Die Bestrahlungsstärke $E_{G,gen}$ **auf der geneigten Ebene** setzt sich aus der direkten Bestrahlungsstärke $E_{dir,gen}$, der diffusen Bestrahlungsstärke $E_{diff,gen}$ und der Bodenreflexion $E_{refl,gen}$ zusammen.

Die direkte Bestrahlungsstärke $E_{dir,gen}$ auf der geneigten Ebene lässt sich aus dem Einfallswinkel des Sonnenlichts q_{gen} auf die Ebene und dem Sonnenhöhenwinkel g_s berechnen:

$$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} \cdot \frac{\cos q_{gen}}{\sin g_s} \quad (4.16)$$

Der Einfallswinkel berechnet sich mit

$$q_{gen} = \arccos(-\cos g_s \cdot \sin g_E \cdot \cos(\mathbf{a}_S - \mathbf{a}_E) + \sin g_s \cdot \cos g_E), \quad (4.17)$$

wobei die Winkel gemäß Bild 4.7 definiert sind.

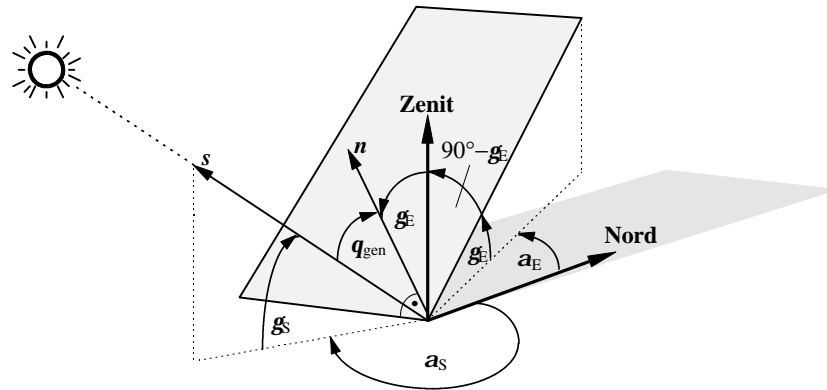


Bild 4.7 Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf eine geneigte Ebene

Die Bodenreflexion

$$E_{\text{refl,gen}} = E_{\text{G,hor}} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos g_E) \quad (4.18)$$

lässt sich mit Hilfe des Albedo-Wertes A bestimmen, wobei meist ein Mittelwert von 0,2 für A gewählt wird.

Die diffuse Bestrahlungsstärke $E_{\text{diff,gen}}$ auf der geneigten Ebene kann schließlich mit Hilfe des Perez-Modells ermittelt werden:

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (1 + \cos g_E) \cdot (1 - F_1) + \frac{a}{b} \cdot F_1 + F_2 \cdot \sin g_E \right]. \quad (4.19)$$

Die Konstanten F_1 und F_2 werden hierbei über Tabellen anhand statistischer Werte für verschiedene Wetterklassen ermittelt, die Konstanten a und b ergeben sich aus Winkel-funktionen (vgl. [Per90; Qua99]).

4.2.2.6 Zusammenfassung der Berechnungen für die Photovoltaik

Auf die Leistung einer Photovoltaikanlage hat neben der Bestrahlungsstärke auch die Temperatur einen entscheidenden Einfluss. Stündliche Werte der Temperatur wurden in Abhängigkeit von Monatsmittelwerten und der Bestrahlungsstärke mit Hilfe des Programms PVCAD [Vio98] generiert. Mit den Zeitreihen von Temperatur und Bestrahlungsstärke wurde dann mit Hilfe des Simulationsprogramms INSEL [Bey95] die Leistung des angenommenen Photovoltaikparks für die Jahre 2020 und 2050 berechnet. Die Parameter für das Photovoltaiksystem wurden so gewählt, dass es den gleichen Systemwirkungsgrad und die gleiche installierte Leistung wie bei den Vorgaben aus Abschnitt 3.2.3.1 aufweist. In Bild 4.8 ist die Vorgehensweise noch einmal im Überblick dargestellt. Die Ergebnisse werden ausführlich in Kapitel 4.6 erläutert.

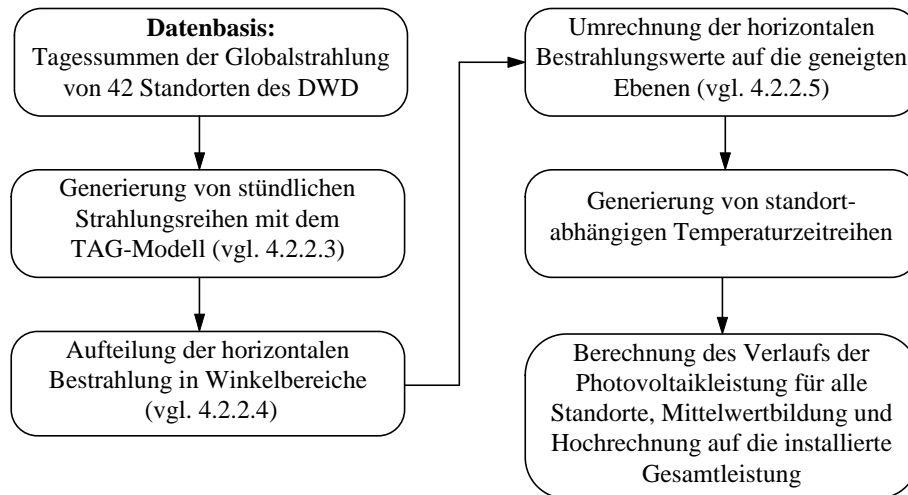


Bild 4.8 Vorgehensweise zur Ermittlung der zeitabhängigen Leistungsabgabe eines Photovoltaikparks in Deutschland

4.3 Windkraft

4.3.1 Angebot an Windenergie

Während bei der Photovoltaik mit der Bestrahlungsstärke eine Energiemenge als meteorologische Ausgangsgröße zur Ermittlung des Energieertrages herangezogen wird, muss bei der Windkraft die zur Verfügung stehende Leistung und Energie aus der Windgeschwindigkeit berechnet werden. Deshalb werden im Folgenden sowohl die Windgeschwindigkeit als auch die damit ermittelte Leistung näher betrachtet.

Im Gegensatz zur Solarstrahlung ist das Angebot der Windenergie in Deutschland regional höchst unterschiedlich verteilt. In Karten und Tabellen wird als Bezugsgröße zur Standortbeurteilung meist die über ein Jahr gemittelte Windgeschwindigkeit angegeben, die jedoch nur eine begrenzte Aussagefähigkeit für den Energieertrag besitzt. Diese Windgeschwindigkeit reicht von unter 3 m/s in München bis über 7 m/s in Helgoland bei einer Messhöhe von 10 m und steigt mit der Höhe an (vgl. (3.10)). Da sich die Leistung über die dritte Potenz aus der momentanen Windgeschwindigkeit berechnet, reichen die Unterschiede beim jährlichen Energieangebot bis zum Faktor 10. Eine deutlich genauere Analyse der Standorte und deren Verteilung ist deshalb bei der Berechnung des Energieertrags erforderlich.

4.3.1.1 Langjährige Schwankungen am Beispiel Schleswig

Von Deutschen Wetterdienst werden kontinuierlich Messungen der Windgeschwindigkeiten mit Hilfe von aufsteigenden **Radiosonden** im Abstand von 6 Stunden durchgeführt und die Monatsmittelwerte und Jahresmittelwerte für verschiedene Höhen berechnet [DWDc]. Die Höhe wird hierbei durch verschiedene Druckstufen angegeben. Ein Druck

von 850 hPa entspricht hierbei etwa einer Höhe von etwa 1.500 m. Bei der Angabe der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau ist im Gegensatz zu bodennahen Messungen kein Einfluss der Bodenrauigkeit mehr vorhanden. Die Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau ist deshalb zum Beispiel bei der Station Schleswig mehr als doppelt so groß wie bei den bodennahen Messungen.

Bild 4.9 zeigt das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau für die Station Schleswig. Für die Jahre 1964 bis 1991 wurden die Werte der Messungen um 0 Uhr UTC und 12 Uhr UTC gemittelt. Der langjährige Mittelwert μ über den gesamten Zeitraum beträgt 10,8 m/s, wobei die jährlichen Abweichungen in der Regel deutlich unter 10 % liegen. Die Standardabweichung s beträgt 5 %. Somit kann auch bei der Windenergie im Jahresmittel von einem verhältnismäßig gleichbleibenden Angebot ausgegangen werden.

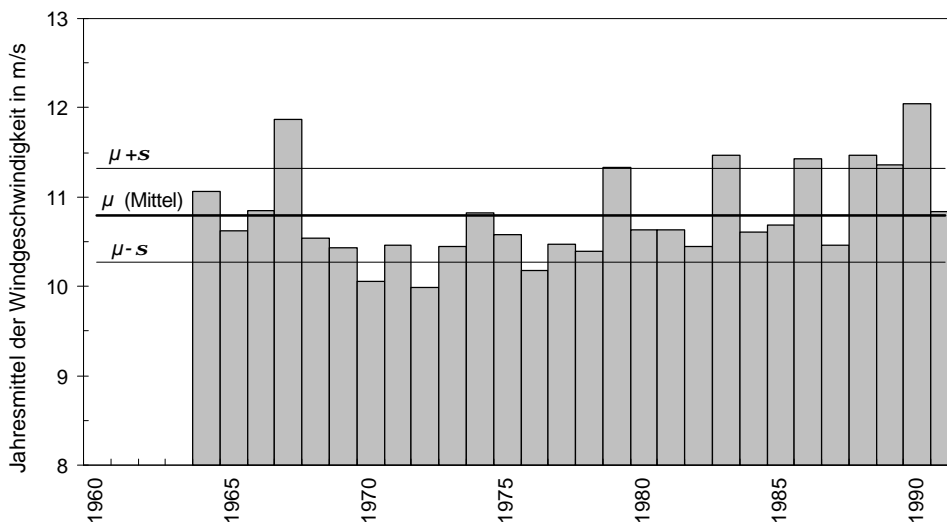


Bild 4.9 Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau für die Station Schleswig für die Jahre 1964 bis 1991 (Daten: [DWDc], bis 1971 Messung in der Höhenstufe 1 gpkm \approx 900 hPa).

4.3.1.2 Schwankungen innerhalb eines Jahres am Beispiel Schleswig

Vom Deutschen Wetterdienst werden neben dem Jahresmittel der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau auch die entsprechenden Monatsmittel angegeben [DWDc]. Analog zu der Darstellung für die Globalstrahlung (Bild 4.3) sind in Bild 4.10 die Mittelwerte, Minima und Maxima sowie die Standardabweichung für die Monatsmittel der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau dargestellt. Auch hier wurden wieder die Messungen von 0 Uhr UTC und 12 Uhr UTC gemittelt. Tendenziell ist im Sommer eine geringfügig niedrigere mittlere Windgeschwindigkeit als im Winter zu erkennen. Auch sinkt die Standardabweichung von über 22 % im Januar auf 14 % im Juni.

Das Absinken der Windgeschwindigkeit im Sommer lässt sich auch bei fast allen anderen Standorten in Deutschland beobachten [Chr89]. Aus dieser Tatsache lässt sich bereits erkennen, dass sich bei einer Kombination von Photovoltaik- und Windkraftanlagen in einem Kraftwerkspark die Fluktuationen des Energieangebots im Laufe eines Jahres deutlich verringern.

Obwohl die Leistung einer Windkraftanlage von der dritten Potenz der momentanen Windgeschwindigkeit in Anlagenhöhe abhängt, kann nach [All97] der Ertrag von Windkraftanlagen in erster Näherung aus den Monatsmittelwerten der Windgeschwindigkeit im höher gelegenen 850-hPa-Niveau abgeschätzt werden. Somit ist in Bild 4.9 und Bild 4.10 bereits eine Aussage über den zu erwartenden Energieertrag gegeben.

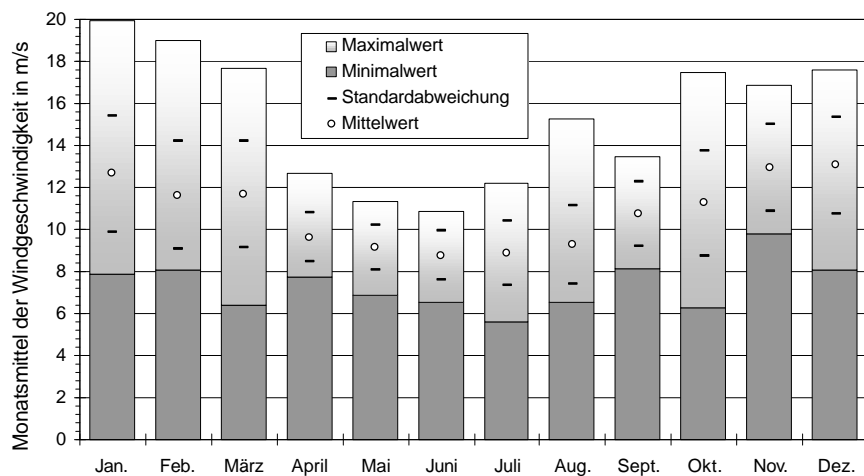


Bild 4.10 Verteilung der Monatsmittel der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau für die Station Schleswig für die Jahre 1964 bis 1991 (Daten: [DWDC], bis 1971 Messung in der Höhenstufe 1 gpkm \approx 900 hPa)

Bei der Betrachtung des Tagesganges an verschiedenen Standorten lässt sich bis auf wenige Ausnahmen ein deutliches Ansteigen der Windgeschwindigkeit am späten Vormittag und ein Absinken in den Abendstunden beobachten [Chr89; Tra96]. Die Flautenwahrscheinlichkeit ist in den Nachtstunden deutlich erhöht [Lef83]. Da der Tagesgang der Windgeschwindigkeit mit einer leichten zeitlichen Verzögerung mit dem der Globalstrahlung korreliert, ergeben sich für die Verringerung der Fluktuationen im Verlauf eines Tages bei der Kombination von Photovoltaik und Windkraft nur geringfügige Verbesserungen.

Deutlich andere Tagesgänge werden bei Messungen auf Feuerschiffen beobachtet. Hier ist das Angebot der Windgeschwindigkeit über den gesamten Tagesverlauf nahezu konstant. Neben dem höheren Angebot an Windenergie auf offener See spricht auch diese Tatsache für den Einsatz von Offshore-Anlagen.

4.3.1.3 Kurzzeitige Schwankungen

Das Ansteigen der Windgeschwindigkeit am Tag ist tendenziell aus Bild 4.11 zu erkennen. Hier ist neben der Windgeschwindigkeit auch die Leistungsdichte in Berlin im Verlauf von drei Tagen dargestellt. Neben den Schwankungen innerhalb eines Tages sind auch deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Tagen zu erkennen. Der Verlauf der Leistungsdichte verdeutlicht, dass eine für die Nutzung der Windkraft interessante Windgeschwindigkeit von mehr als 3 m/s nicht kontinuierlich vorhanden ist. Vor allem im Binnenland ist bei der Nutzung der Windkraft mit Stillstandszeiten zu rechnen, die durch das Verbundnetz ausgeglichen werden müssen.

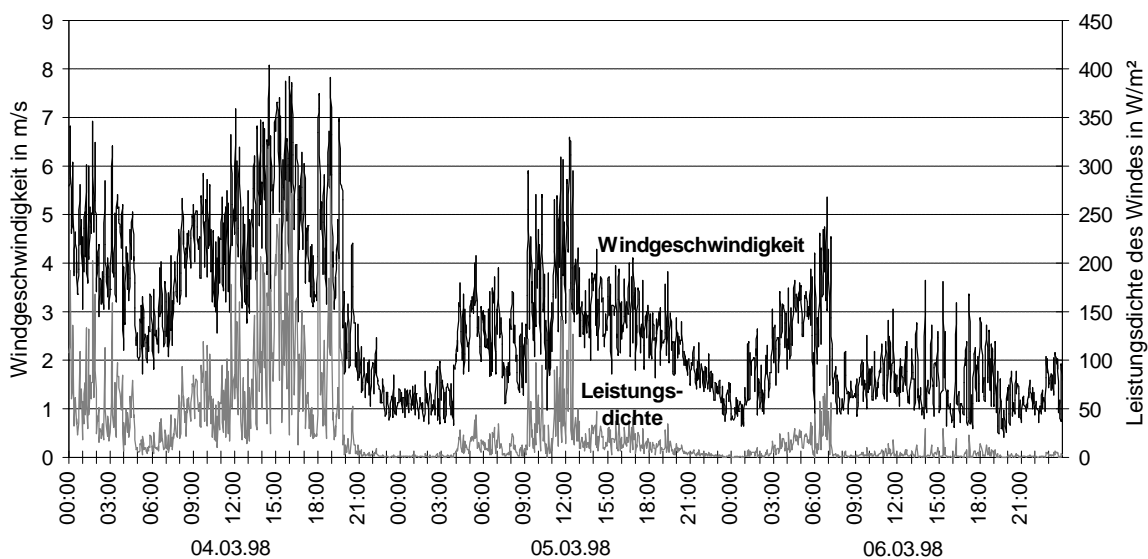


Bild 4.11 Dreiminutenmittelwerte der Windgeschwindigkeit und der Leistungsdichte des Windes über drei Tage in Berlin, gemessen auf dem Dach des Instituts für Elektrische Energietechnik

Aus Bild 4.11 ist auch zu entnehmen, dass die Windgeschwindigkeit innerhalb einer Stunde nicht konstant ist, sondern um einen Mittelwert pendelt. Hierauf soll später noch einmal in 4.3.2.3 näher eingegangen werden. Bei einer Vielzahl von Windkraftanlagen in einem Verbundnetz werden sich diese Schwankungen jedoch ausgleichen.

4.3.2 Zeitabhängige Leistungsganglinien der Windkraft

4.3.2.1 Vergleichmäßigung des Windkraftangebots in großen Verbundnetzen

Mit Werten zwischen 30 % und 50 % fällt die auf den Mittelwert μ bezogene Standardabweichung s der Dreiminutenmittelwerte für die einzelnen Tage deutlich geringer aus als bei der Photovoltaik. Im Stundenbereich bewegt sich die Standardabweichung hingegen in der gleichen Größenordnung wie bei der Photovoltaik.

Beim Betrieb von n Windkraftanlagen in einem begrenzten Gebiet nimmt die Standardabweichung im Kurzzeitbereich, wie bereits in Gleichung (4.2) dargestellt, stark ab:

$$s_n = \frac{s}{\sqrt{n}} .$$

Somit kann der Messwert der stundenmittleren Windgeschwindigkeit eines Standortes für die Berechnung des Energieertrags eines Gebietes als ausreichend angesehen werden.

Bei größeren Entfernungen korrelieren die Windgeschwindigkeiten stärker als die Bestrahlungsstärken [Ste93]. Somit genügen weniger Standorte zur Ermittlung des Gesamtertrages der Windenergie in Deutschland.

4.3.2.2 Auswahl der Referenzstandorte für die Windkraft

Da für die Windgeschwindigkeit keine veröffentlichten Zeitreihen im Tages- oder Stundenbereich verfügbar waren, wurden von Deutschen Wetterdienst stündliche Messdaten von 24 Stationen bezogen [DWD98].



Bild 4.12 Standorte für die Messwerterfassung der Windgeschwindigkeit sowie Gebiete für die einzelnen Windklassen in Deutschland

Hierzu wurde die Fläche von Deutschland in fünf verschiedene Windklassen eingeteilt und für alle Klassen mehrere repräsentative Standorte ausgewählt. Die einzelnen Windklassen wurden wiederum in mehrere Gebiete unterteilt. Einige Standorte wurden auch zur Beurteilung zweier angrenzender Gebiete herangezogen. Regionen der verschiedenen Windklassen sowie der Standorte für die Messwerterfassung sind Bild 4.12 zu entnehmen.

Zur Ermittlung der Leistungsabgabe wurde zuerst für sämtliche Gebiete die Zahl der Windkraftanlagen bestimmt, die bis 2020 bzw. 2050 errichtet werden können (Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3 Den Standorten zugeordnete Windklassen und mögliche Anzahl von Standorten für Windkraftanlagen

Standorte der Messpunkte	Windklasse	Gebiet	Anzahl von Windkraftanlagen			
			bis 2020		bis 2050	
			1,5 MW	3 MW	1,5 MW	3 MW
Arkona	I - Offshore	Insel Rügen	230		580	
	II - Küstenland	Insel Rügen	16		40	
Bremervörde	III - Küstennahland	Nordniedersachsen		400		1.000
Braunlage	V - Bergland	Harz	150		380	
Büren-Ahden	IV - Binnenland	Nordrhein-Westfalen	500			1.000
Büsum	II - Küstenland	Nordfriesl. / Dithmar.		174		434
Cuxhaven	II - Küstenland	Cuxhaven		50		125
Damsdorf	III - Küstennahland	Schleswig-Holstein		500		1.260
Deuselbach	V - Bergland	Eifel / Hunsrück	320		800	
Greifswald	I - Offshore	Pommersche Bucht		55		140
	II - Küstenland	Stralsund / Greifswald		12		30
Greven	IV - Binnenland	Niedersachsen	3.000			6.000
Grünow	III - Küstennahland	Nordpommern		200		500
	IV - Binnenland	Brandenburg	300			600
Helgoland	I - Offshore	Helgoland		560		1.400
	I - Offshore	Nordfriesische Inseln		840		2.100
Jagel	III - Küstennahland	Nordschleswig		160		408
Jever	II - Küstenland	Ostfriesland / Jeverl.		123		307
Marienberg	V - Bergland	Erzgebirge	400		1.000	
Norderney	I - Offshore	Ostfriesische Inseln		840		2.100
Olpenitz	I - Offshore	Kieler Bucht		170		420
	II - Küstenland	Kiel / Lübeck		33		83
Rostock-Warnemünde	I - Offshore	Mecklenburger Bucht		400		1.000
	II - Küstenland	Wismar / Rostock		32		80
Todtmoos	V - Bergland	Schwarzwald	340		850	
Teterow	III - Küstennahland	Nordmecklenburg		400		1.000
	IV - Binnenland	Mecklenb.-Vorpommern	1.500			3.000
Waldhäuser	V - Bergland	Bayerischer Wald	120		300	
Wasserkuppe	V - Bergland	Röhn	125		310	
Westermarkelsdorf	I - Offshore	Insel Fehmarn		56		140
Willingen/Upland	V - Bergland	Sauerland / Rothaargeb.	110		280	
Summe	I bis V	alle	6.865	5.251	3.920	23.747

Bei der Bestimmung der Anlagenzahl wurde angenommen, dass bis zum Jahr 2020 im Bergland und Binnenland Anlagen der Leistungsklasse 1,5 MW und bei den restlichen Windklassen Anlagen der Leistungsklasse 3 MW installiert werden. Für das Jahr 2050 wird

unterstellt, dass auch im Binnenland nur noch Anlagen mit der Leistungsklasse 3 MW existieren.

Die Zahl der Standorte wurde, soweit möglich, von der umfangreichen Studie von [Bie85] übernommen. Für die Gebiete wie das Binnenland und die neuen Bundesländer, für die in [Bie85] keine Standorte angegeben sind, musste die Zahl der Anlagen separat ermittelt werden. Als Basis wurden hierfür die Untersuchungen von [Kal93] in Anlehnung an die Vorgehensweise von [Bie85] verwendet.

4.3.2.3 Korrektur der Stundenwerte aufgrund kurzfristiger Schwankungen

Bei den von den Referenzstandorten verfügbaren Messwerten der Windgeschwindigkeit handelt es sich um Stundenmittelwerte. Informationen über die innerhalb einer Stunde auftretenden Schwankungen, die in Bild 4.11 gut zu erkennen sind, gehen hierbei verloren. Während bei der Nutzung der Solarstrahlung die Abhängigkeit der Leistungsabgabe von der eintreffenden Strahlung nahezu proportional verläuft und sich Schwankungen im Mittel aufheben, ergibt sich die Leistung der Windenergie aus der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v . Die Leistung, die aus der stundenmittleren Windgeschwindigkeit \bar{v} resultiert, ist deshalb stets kleiner oder gleich der Summe der Leistungen aus den Windgeschwindigkeiten v_i im Kurzzeitbereich. Das Verhältnis der Leistung des aus n Messwerten gebildeten Stundenmittels und der Summe der Einzelleistungen lässt sich durch den Energy Pattern Faktor k_E beschreiben [Lys83]:

$$k_E = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i^3}{\left(\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i\right)^3} = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i^3}{\bar{v}^3} \geq 1 \quad (4.20)$$

Da in [Lys83] keine Aussagen über die Größe des Energy Pattern Faktors im Stundenbereich getroffen wurden, erfolgt hier eine eigene Untersuchung. Als Datenbasis dienen Dreiminutenmittelwerte von einer Messanlage auf dem Dach der TU Berlin und Sekundenwerte in 40 m Höhe bei einer Windkraftanlage in Emden [Lie98].

Für 16.800 Dreiminutenmittelwerte wurden die Stundenmittelwerte und die entsprechenden Energy Pattern Faktoren berechnet und in Bild 4.13 grafisch dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass mit zunehmender Windgeschwindigkeit der Energy Pattern Faktor gegen eins strebt, während er bei sehr geringen Windgeschwindigkeiten stark ansteigt.

Der Energy Pattern Faktor wurde auch mit den Sekundenmesswerten aus Emden für mehrere Stunden ermittelt. Hierbei wurde der Verlauf von k_E sowohl für Sekundenwerte bezogen auf Stundenmittelwerte als auch für 10-Sekundenmittelwerte, 60-Sekundenmittelwerte und Dreiminutenmittelwerte berechnet.

Für die Dreiminutenmittelwerte zeigte sich eine hervorragende Übereinstimmung zwischen den Messwerten aus Emden und Berlin, sodass im Folgenden unterstellt wird, dass sich der hier ermittelte Verlauf von k_E näherungsweise auf alle Standorte in Deutschland übertragen lässt. Für die kürzeren Zeitintervalle (60 s, 10 s, oder 1 s) ist prinzipiell zu beobachten, dass k_E bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit zunimmt. Da eine Windkraftanlage aufgrund ihres Trägheitsmomentes mit einer gewissen Verzögerung auf Änderungen der Windgeschwindigkeit reagiert und Schwankungen im extremen Kurzzeitbereich nicht die volle Fläche der Windkraftanlage erfassen, wird für die weiteren Berechnungen der Verlauf von k_E für 60-Sekundenwerte bezogen auf Stundenmittelwerte verwendet. Auf Basis der Messwerte aus Emden ließ sich folgender funktionaler Zusammenhang empirisch ermitteln:

$$k_E = 1 + 0,2794 \cdot \left(\frac{\bar{v}}{\text{m/s}} \right)^{-0,8674} \quad (4.21)$$

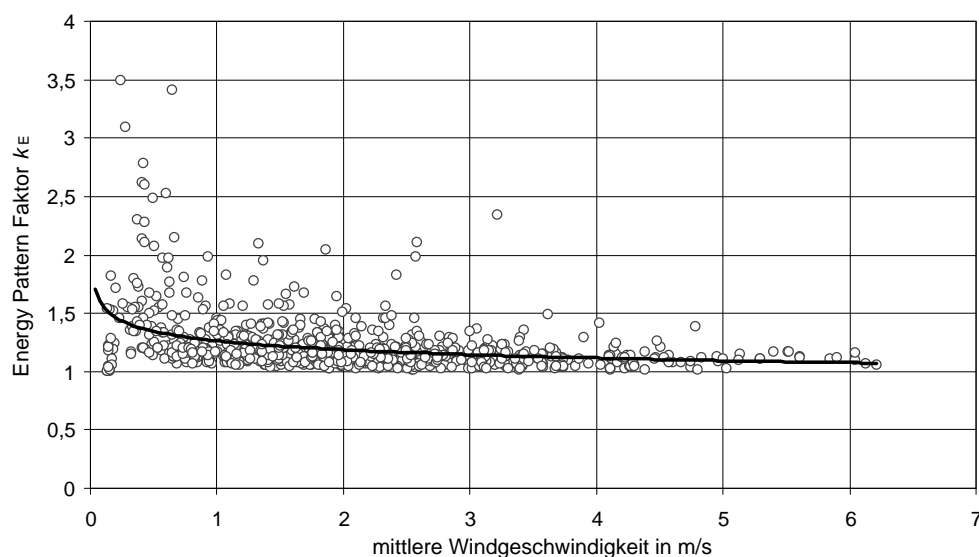


Bild 4.13 Energy Pattern Faktor k_E für Dreiminutenmittelwerte bezogen auf Stundenmittelwerte gemessen Anfang 1998 in Berlin

4.3.2.4 Zusammenfassung der Berechnungen für die Windkraft

Sämtliche Schritte zur Ermittlung der zeitabhängigen Leistungsabgabe eines Windkraftanlagenparks in Deutschland sind zusammenfassend in Bild 4.14 dargestellt.

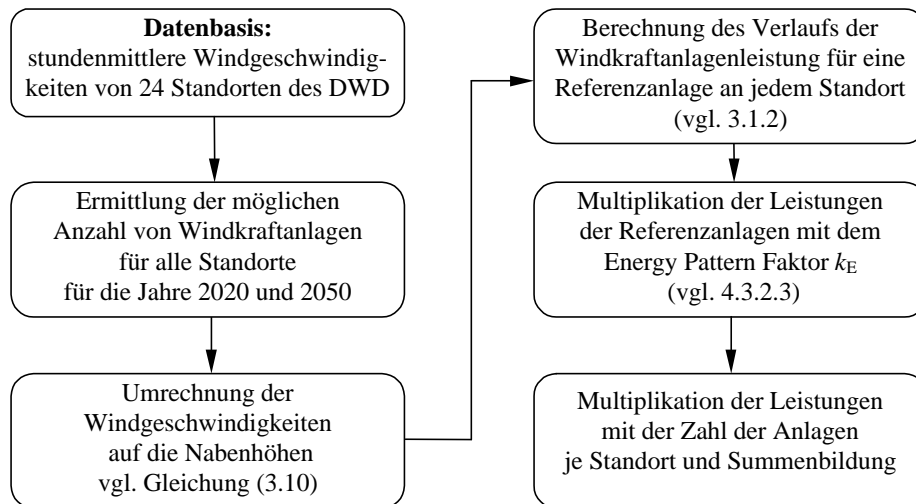


Bild 4.14 Vorgehensweise bei der Ermittlung der zeitabhängigen Leistungsabgabe eines Windkraftanlagenparks in Deutschland

Für die bei der Umrechnung der Windgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe notwendige Rauigkeitslänge wurden bei den DWD Standorten - soweit angegeben - gemittelte Werte von [Tra96] verwendet. Bei Standorten, für die keine Werte gegeben waren, wurde die Rauigkeitslänge mit Hilfe von benachbarten Standorten in der gleichen Region abgeschätzt.

4.4 Wasserkraft

4.4.1 Angebot an Wasserkraft

Während bei der Sonnenenergie und der Windenergie die nutzbare Energiemenge neben regionalen Unterschieden hauptsächlich von der zur Verfügung stehenden Fläche abhängt, ist bei der Wasserkraft das Energieangebot direkt mit Flussläufen gekoppelt. Neben dem Verlauf der Flüsse haben auch Niederschlags- und Schmelzwassermenge und vorhandene Höhenunterschiede einen entscheidenden Einfluss auf den Ertrag. Aufgrund der geographischen Lage ist das Energieangebot der Wasserkraft in Deutschland im Vergleich zu vielen anderen Ländern verhältnismäßig gering. In wenigen Ländern - wie in Norwegen - wird sogar eine nahezu vollständige Deckung des Elektrizitätsbedarfs durch die Wasserkraft erreicht, während in Deutschland der Anteil der Wasserkraft derzeit nur etwa 4 % beträgt.

4.4.1.1 Langjährige Schwankungen

Auch bei der Wasserkraft gibt es - wie bei der Photovoltaik und der Windkraft - Schwankungen innerhalb eines Jahres und aufgrund klimatischer Unterschiede auch Schwankungen zwischen verschiedenen Jahren. Diese lassen sich über den Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeit aus Wasserkraft KEW ausdrücken. Er berechnet sich aus dem Arbeitsvermögen, also der jährlichen Erzeugung der Kraftwerke und deren Regelarbeitsvermögen.

Der Koeffizient KEW wird von den öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) jährlich für die EVU-Anlagen zur Nutzung regenerativer Wasserkraft seit 1991 ermittelt [VDEW]. Auf die EVU entfallen immerhin über 80 % der regenerativen Stromerzeugung aus Wasserkraft. In Tabelle 4.4 ist der Koeffizient KEW für verschiedene Jahre wiedergegeben. Es sind dabei beachtliche Schwankungen zu erkennen.

Tabelle 4.4 Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeit aus regenerativer Wasserkraft KEW der öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Daten aus [VDEW])

Jahr	1991	1992	1993	1994	1995	1996
KEW	83 %	99 %	100 %	105 %	110 %	95 %

Untersucht man den jahresmittleren Abfluss einzelner Flüsse, so ist zu erkennen, dass auch hier die Schwankungen mit einer Standardabweichung von über 15 % erheblich höher ausfallen, als dies bei der Photovoltaik und der Windkraft der Fall ist (Bild 4.15).

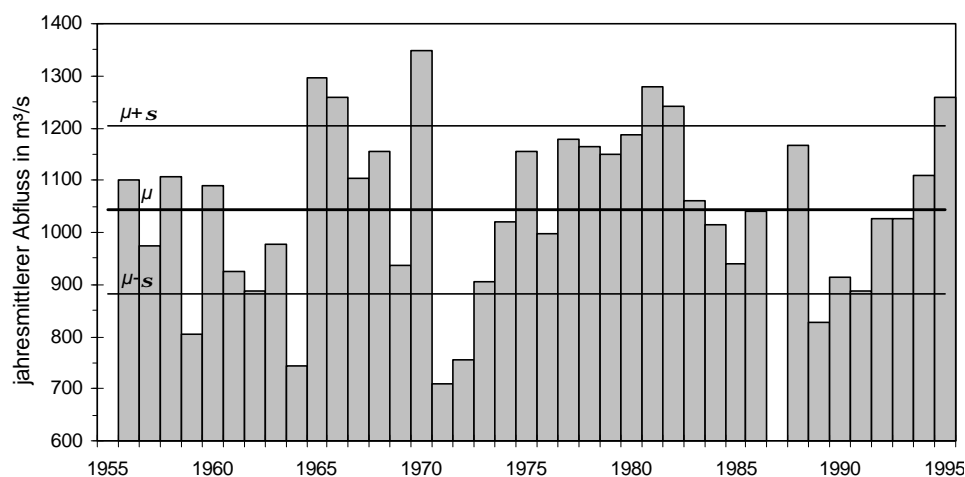


Bild 4.15 Mittlerer Abfluss des Rheins bei Rheinfelden für die Jahre 1956 bis 1995 (Daten: [LGRP; LUBW], Daten für 1987 fehlen)

Das gewählte Referenzjahr 1991 zur Ermittlung der zeitabhängigen Leistungsabgabe erweist sich hierbei als günstig, weil in diesem Jahr das Angebot an Wasserkraft verhältnismäßig niedrig ausfällt. So werden damit die größeren Schwankungen zwischen verschiedenen Jahren beim Angebot der Wasserkraft bei der Berechnung berücksichtigt.

4.4.1.2 Schwankungen innerhalb eines Jahres am Beispiel Rhein und Neckar

Im Folgenden wurde das Wasserangebot des Rheins bei Rheinfelden und des Neckars bei Rockenau näher untersucht. Bei Betrachtung des Abflusses Q für verschiedene Flüsse wie Rhein und Neckar mit angrenzenden Einzugsgebieten ist ein ähnlicher Verlauf über das Jahr zu beobachten (Bild 4.16).

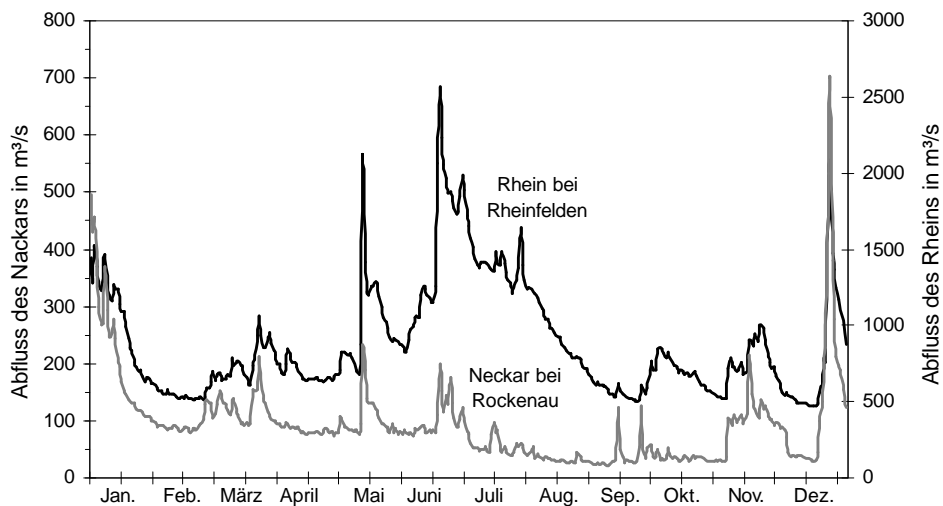


Bild 4.16 Abfluss des Rheins bei Rheinfelden und des Neckars bei Rockenau im Verlauf des Jahres 1991 (Daten: [LUBW])

Die beiden Flüsse unterscheiden sich jedoch durch einige regionale Hochwasserereignisse und die hohen Abflüsse aufgrund von Schmelzwasser beim Rhein im Frühjahr. Mit Ausnahme der Hochwasserereignisse, die stets zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten, ist der prinzipielle Verlauf der Abflüsse aus verschiedenen Jahren sehr ähnlich. Bild 4.17 zeigt den Verlauf des monatsmittleren Abflusses in Rheinfelden über verschiedene Jahre. Anhand des Mittelwertes ist grundsätzlich ein Ansteigen des Abflusses im Frühjahr zu erkennen. Dieses Verhalten ist auf das Abfließen von Schmelz- und Gletscherwasser zurückzuführen. Infolge der Klimaveränderungen und des rapiden Abschmelzens der Gletscher in den Alpen wird jedoch nicht ausgeschlossen, dass sich langfristig das Fließverhalten der Flüsse ändern kann.

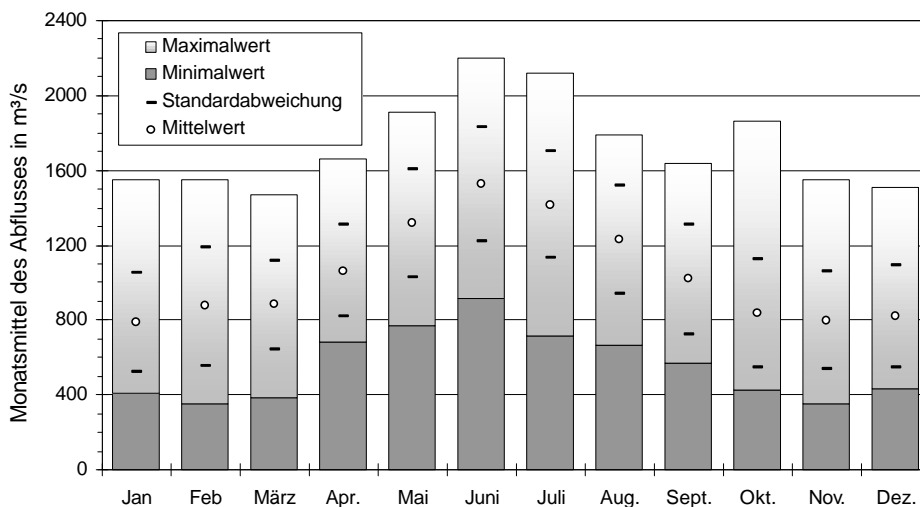


Bild 4.17 Verteilung des Monatsmittels des Abflusses des Rheins bei Rheinfelden für die Jahre 1956 bis 1995 (Daten: [LGRP; LUBW])

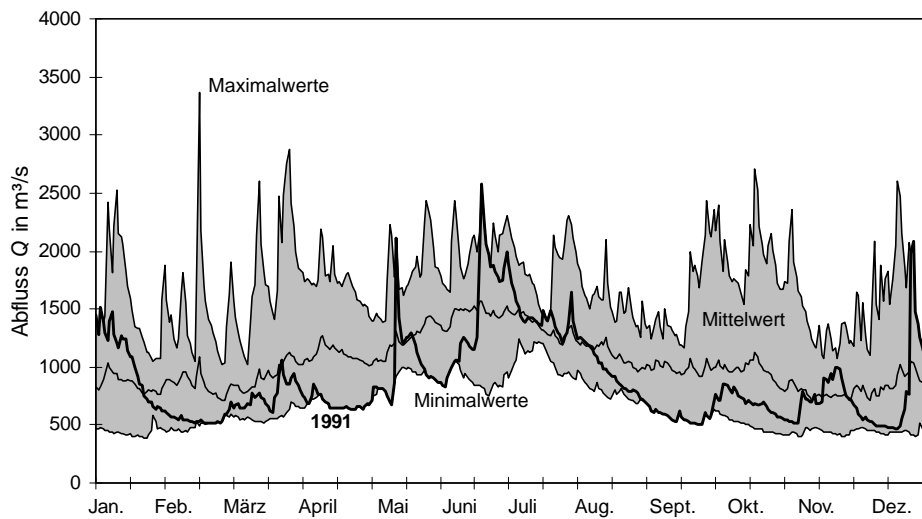


Bild 4.18 Abfluss des Rheins für die Jahre 1981-1986 und 1989-1991 (Daten: [LUBW])

Bei den Minima und Maxima sowie bei der Standardabweichung gibt es zwischen den verschiedenen Jahren, wie bereits zuvor erwähnt, sehr starke Schwankungen. Bei einer Betrachtung des Verlaufs des täglichen Abflusses über mehrere Jahre (Bild 4.18) ist zu erkennen, dass der tendenzielle Verlauf, dargestellt durch die Mittelwerte, durch zahlreiche Hochwasserereignisse überlagert wird. Diese verursachen die sehr starken Schwankungen der Maxima und der Standardabweichungen während einzelner Monate.

Die Leistung eines Flusskraftwerkes ist in erster Näherung proportional zum Abfluss Q . Für das Rheinkraftwerk Säckingen wurde aus täglichen Messwerten vom benachbarten Rheinfeldern für den Abfluss Q und den Wasserstand W die Fallhöhe H und die elektrische Leistung P nach (3.12) und (3.18) ermittelt.

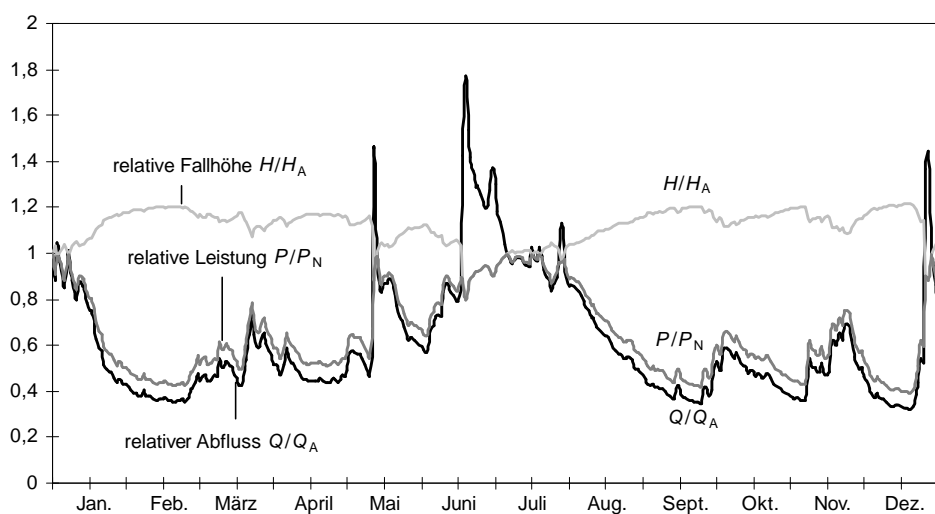


Bild 4.19 Ermittelte relative Fallhöhe, Leistung und relativer Abfluss für das Rheinkraftwerk Säckingen ($Q_A = 1.450 \text{ m}^3/\text{s}$, $H_A = 6,57 \text{ m}$, $P_N = 71,2 \text{ MW}$) aus den Messwerten von Rheinfeldern

Bild 4.19 zeigt den, mit Ausnahme von Hochwasserspitzen, proportionalen Verlauf von Abfluss und Leistung.

Auf die nähere Untersuchung von kurzfristigen Schwankungen soll hier verzichtet werden. Zum einen liegen keine höher aufgelösten Werte als Tagesmittelwerte vor, zum anderen laufen Änderungen, mit Ausnahme einiger Hochwasserereignisse, stets in Zeitraum von mehreren Tagen ab. Da später dennoch Stundenwerte für die Simulation des regenerativen Kraftwerksparks benötigt werden, müssen diese durch Interpolation zwischen den verschiedenen Tageswerten gewonnen werden.

4.4.2 Zeitabhängige Leistungsganglinien der Wasserkraft

4.4.2.1 Vergleichmäßigung Angebots an Wasserkraft in großen Verbundnetzen

Die Leistungsabgabe der Wasserkraftwerke schwankt wie bei der Photovoltaik oder Windenergie im Verlauf eines Jahres erheblich (siehe Bild 4.19). Dennoch gibt es normalerweise keine so schnellen Änderungen wie bei der Photovoltaik und der Windkraft. Außerdem sinkt die Leistung, mit Ausnahme weniger extremer Niedrigwasser und infolge von durchgeführten Wartungsarbeiten, selten unter einen stets vorhandenen Minimalwert.

Im Gegensatz zur Photovoltaik und der Windenergie ist die Vergleichmäßigung des Angebotes der Wasserkraft durch das Verbundnetz von geringerer Bedeutung. Die Änderungen des Abflusses und des Wasserstandes verlaufen deutlich langsamer als Änderungen der Windgeschwindigkeit oder der solaren Bestrahlungsstärke. Außerdem kommt ein vollständiger Ausfall der Leistungsabgabe bei Wasserkraftwerken kaum vor, während dieser bei der Photovoltaik in der Nacht und bei der Windenergie bei Flauten stets zu berücksichtigen ist.

Dennoch gibt es durch das unterschiedliche Fließverhalten verschiedener Flüsse auch bei der Wasserkraft Ausgleichseffekte. Bei mehreren Kraftwerken an einem Fluss kommt es aufgrund des zeitlich verzögerten Auftretens von Wasserständen und Abflüssen zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsabgabe, die im Folgenden durch die Wahl zahlreicher Referenzstandorte ausreichend berücksichtigt wird.

4.4.2.2 Auswahl der Referenzstandorte für die Wasserkraft

Bei der Wasserkraft gilt es, im Gegensatz zur Photovoltaik und Windkraft, nicht einen fiktiven Kraftwerkspark zu simulieren, sondern einen bestehenden Kraftwerkspark nachzubilden und diesen zu erweitern.

Die mit Abstand größte Nutzung der Wasserkraft findet in Bayern und Baden-Württemberg statt. Für die Simulation des bestehenden Kraftwerksparks wurden 68 Wasserkraftwerke an Donau, Rhein, Inn, Isar, Mosel und Weser ausgewählt, die zusammen 55 % der erzeugten

regenerativen Wasserkraft im Jahr 1991 lieferten. In der Nähe sämtlicher Kraftwerke wurden tägliche Messwerte von Abfluss und Wasserstand aus gewässerkundlichen Jahrbüchern des Jahres 1991 entnommen [BLW97; LUBW; LUN96; NLÖ95]. Die Standorte der Kraftwerke und der Messstellen sind in Bild 4.20 eingezeichnet.

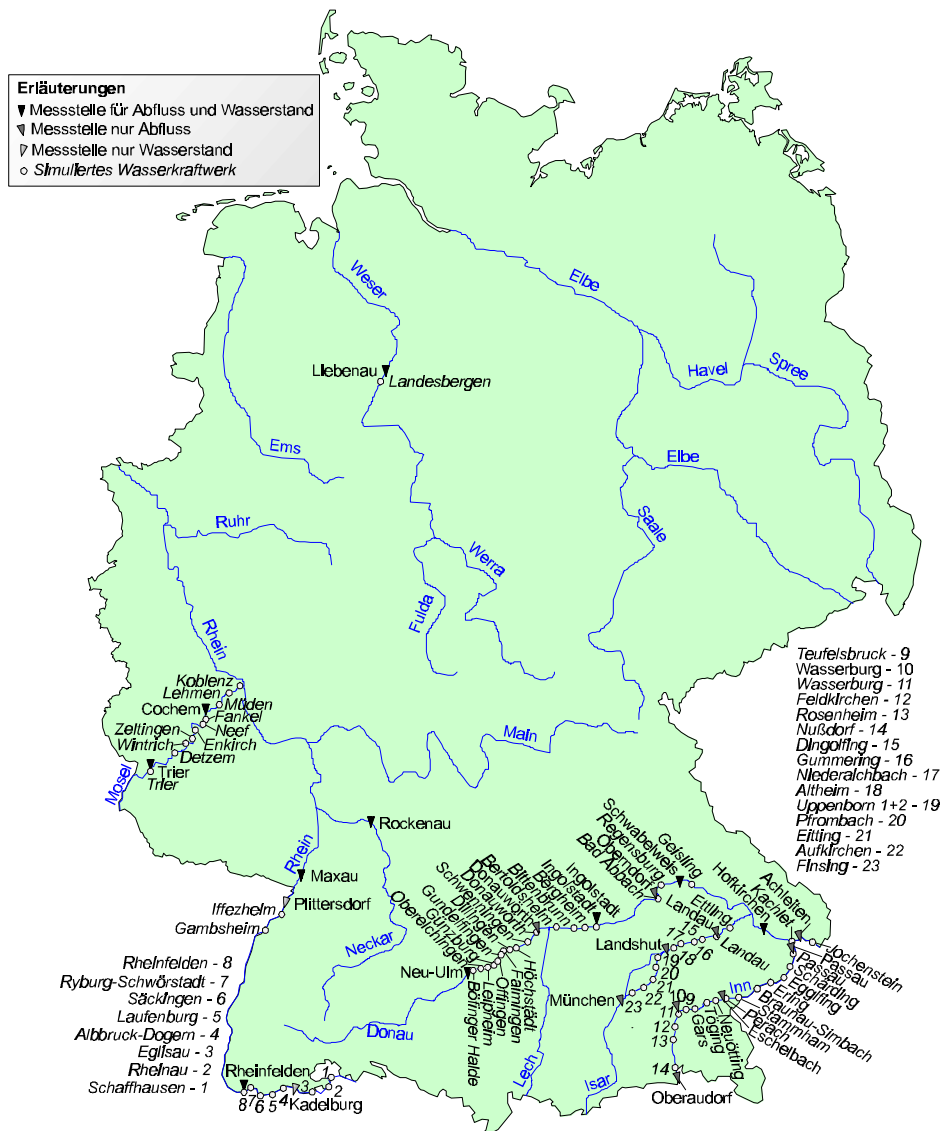


Bild 4.20 Messstellen für die Erfassung des Abflusses und des Wasserstandes sowie Standorte von simulierten Wasserkraftwerken

Mit den Zeitreihen von Abfluss und Wasserstand wurde für jedes Kraftwerk der zeitliche Verlauf der Leistungsabgabe mit den in Kapitel 3.1.3 beschriebenen Methoden simuliert. Zwar gibt es bei einzelnen Kraftwerken durchaus größere Abweichungen zwischen der errechneten und tatsächlich abgegebenen Leistung, bei der Summe aller Kraftwerke zeigt sich jedoch ein hervorragendes Ergebnis. Die über das Jahr aus den simulierten Zeitreihen resultierende abgegebene Energie lag hierbei lediglich um 2 % über den Angaben über Statistiken des VDEW.

Die Kraftwerke wurden jeweils den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz sowie einer Gruppe übriger Bundesländer zugeordnet und die simulierte Leistungsabgabe auf das Regelarbeitsvermögen hochgerechnet. Anhand der Studien von [Kal93; Kal95] ergibt sich über das Ausbaupotential der einzelnen Bundesländer schließlich die bis zum Jahr 2050 realisierbare Leistungsabgabe. Die Werte für das Jahr 2020 wurden anteilig ermittelt. Tabelle 4.5 fasst die jeweiligen Ergebnisse zusammen.

Tabelle 4.5 Anteil der einzelnen Bundesländer an der Wasserkraft

	simulierte Kraftwerke	regeneratives Regelarbeitsvermögen		
	1991	1991	2020	2050
Bayern	5,59 TWh ¹⁾	11,00 TWh	12,11 TWh	13,61 TWh
Baden-Württemberg	2,11 TWh ²⁾	3,97 TWh	5,03 TWh	6,29 TWh
Rheinland-Pfalz	0,67 TWh ³⁾	0,85 TWh	1,15 TWh	1,50 TWh
übrige Bundesländer	0,03 TWh ⁴⁾	1,21 TWh	2,23 TWh	3,28 TWh
Summe	8,4 TWh	17,0 TWh	20,5 TWh	24,7 TWh

Flüsse bei der Simulation: ¹⁾ Isar, Inn, Donau ²⁾ Rhein ³⁾ Mosel ⁴⁾ Weser

4.4.2.3 Bestimmung fehlender Wasserstände

Für die Messstellen an den Flüssen Inn und Isar sowie Donauwörth an der Donau sind in den entsprechenden gewässerkundlichen Jahrbüchern keine Angaben über Wasserstände enthalten. Für diese Flüsse müssen Näherungsfunktionen zur Ermittlung des Wasserstands W aus dem Abfluss Q bestimmt werden. In Bild 4.21 ist der Wasserstand in Abhängigkeit des Abflusses für vier verschiedene Messstellen an der Donau angegeben.

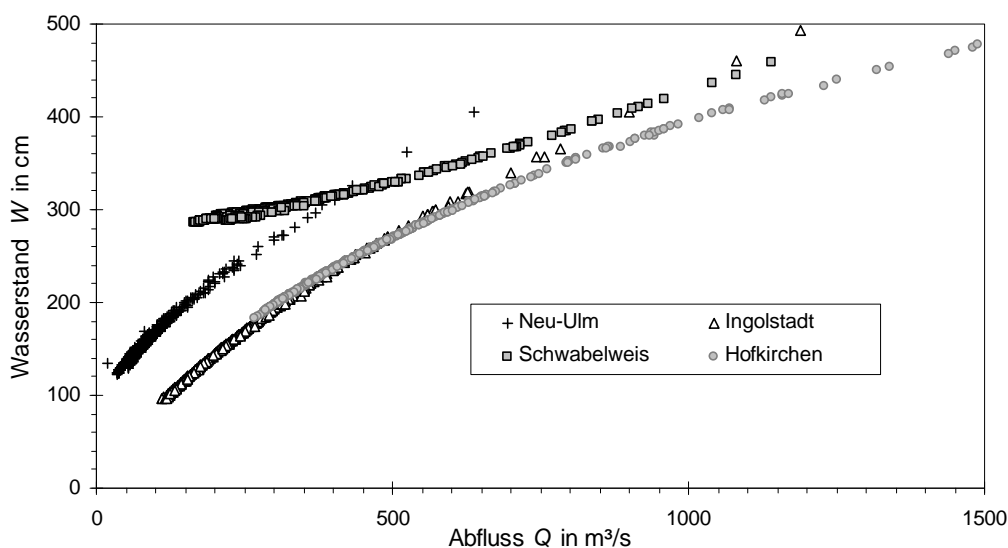


Bild 4.21 Zusammenhang von Wasserstand und Abfluss an verschiedenen Messstellen an der Donau im Jahr 1991 (Daten: [BLW97])

Beide Parameter korrelieren sehr stark, sodass sich ein klarer funktionaler Zusammenhang definieren lässt, der jedoch für alle Messstellen unterschiedlich ausfällt. Der qualitative Verlauf in Schwabelweis unterscheidet sich hierbei von dem der drei anderen Messstellen. In sehr grober Näherung lässt sich der Zusammenhang durch eine Gerade annähern. Eine quadratische Funktion liefert bereits eine sehr präzise Beschreibung. Die entsprechenden Funktionen für die vier Messstellen sind in Tabelle 4.6 angegeben.

Tabelle 4.6 Funktionelle Beschreibung des Zusammenhangs von Wasserstand W und dimensionslosem Abfluss q ($q = Q \cdot s/m^3$) für verschiedene Messstellen an der Donau

Messstelle	linearer Zusammenhang	quadratischer Zusammenhang
Neu-Ulm	$W = (112,6 + 0,526 \cdot q) \text{ cm}$	$W = (103,3 + 0,6706 \cdot q - 0,0003 \cdot q^2) \text{ cm}$
Ingolstadt	$W = (62,6 + 0,407 \cdot q) \text{ cm}$	$W = (40,7 + 0,5405 \cdot q - 0,0001 \cdot q^2) \text{ cm}$
Schwabelweis	$W = (253,0 + 0,164 \cdot q) \text{ cm}$	$W = (266,1 + 0,1019 \cdot q + 0,00001 \cdot q^2) \text{ cm}$
Hofkirchen	$W = (133,2 + 0,102 \cdot q) \text{ cm}$	$W = (83,2 + 0,4191 \cdot q - 0,0001 \cdot q^2) \text{ cm}$

Für die Messstellen, bei denen Angaben für den Wasserstand fehlen und nicht durch benachbarte Messstellen ergänzt werden können, wurden Funktionen für den Wasserstand bestimmt. Der Verlauf der Funktionen orientiert sich hierbei an den bekannten Verläufen an der Donau. Eine weitere Orientierung zur Bestimmung der Funktionen gibt die Jahresarbeit der Kraftwerke in der Nähe der entsprechenden Messstellen, die sich bei der Simulation der Kraftwerke mit Hilfe der Funktionen für die Wasserstände näherungsweise ergeben muss. In Tabelle 4.7 sind die verwendeten Funktionen für die Simulationen angegeben.

Tabelle 4.7 Näherungsfunktionen für den Wasserstand W in Abhängigkeit des dimensionslosen Abflusses q ($q = Q \cdot s/m^3$) bei Messstellen ohne Angabe des Wasserstandes

Gewässer	Messstellen	Näherungsfunktion
Donau	Donauwörth	$W = (40 + 0,345 \cdot q - 0,0003 \cdot q^2) \text{ cm}$
Isar	Passau, Oberaudorf, Eschelbach, Wasserburg	$W = (100 + 0,445 \cdot q) \text{ cm}$
Inn	Landau, Landshut, München	$W = (100 + 0,445 \cdot q) \text{ cm}$

4.4.2.4 Zusammenfassung der Berechnungen für die Wasserkraft

In Bild 4.22 ist, wie auch bei der Photovoltaik und Windkraft, die prinzipielle Vorgehensweise zur Berechnung der zeitabhängigen Leistung noch einmal im Überblick dargestellt.

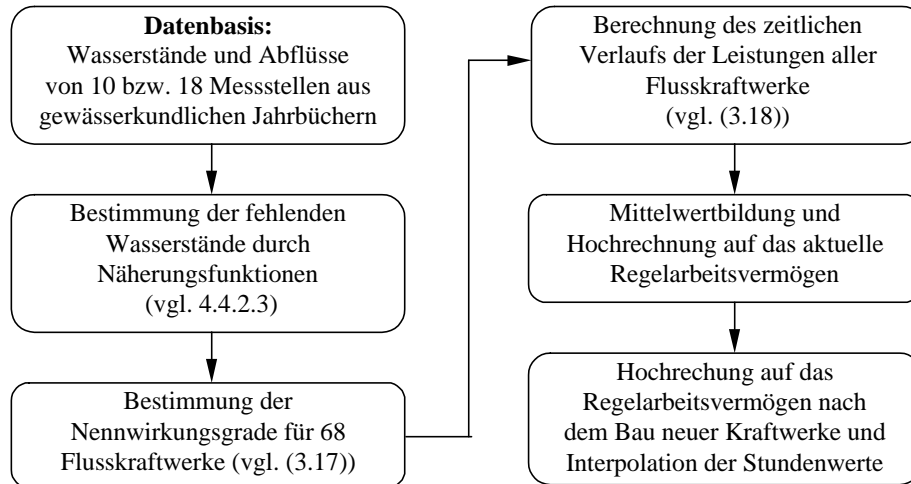


Bild 4.22 Vorgehensweise zur Ermittlung der zeitabhängigen Leistungsabgabe eines Wasserkraftparks in Deutschland

4.5 Biomasse

Im Gegensatz zu den bisher behandelten Energieträgern sind bei der Biomasse Angebotschwankungen nur von untergeordneter Bedeutung. Zwar gibt es auch bei der Biomasse zum Beispiel durch Erntezeiten saisonbedingte Schwankungen. Da sich Biomasse jedoch sehr gut speichern lässt, soll im Folgenden die zeitliche Abhängigkeit vom Angebot bei der Biomasse vernachlässigt werden.

Eine andere Abhängigkeit ergibt sich jedoch durch die jeweilige Art der Nutzung der Biomasse. Bereits im vorigen Kapitel wurde angenommen, dass diese größtenteils in Blockheizkraftwerken eingesetzt wird. Im Folgenden wird nun unterstellt, dass die Hälfte der Energie aus Biomasse in wärmegeführten Kraftwerken und der Rest in Kraftwerken mit einer dem Strombedarf angepassten Betriebsweise genutzt wird.

Bei der wärmegeführten Betriebsweise richtet sich die Stromabgabe weitgehend nach dem Wärmebedarf, der im Folgenden durch die sogenannten Gradtagzahlen repräsentiert wird. Die Gradtagzahl $G_{t,d}$ eines Tages berechnet sich für einen Tag mit einer mittleren Außentemperatur J_m unter 15 °C über

$$G_{t,d} = 20\text{ °C} - J_m \quad . \quad (4.22)$$

Bild 4.23 zeigt den Verlauf der täglichen Gradtagzahlen für das Jahr 1991 in Potsdam. Die Gradtagzahl $G_{t,a}$ dieses Jahres entspricht mit $3909\text{ K}\cdot\text{d/a}$ in etwa dem langjährigen Durchschnitt [VDI83].

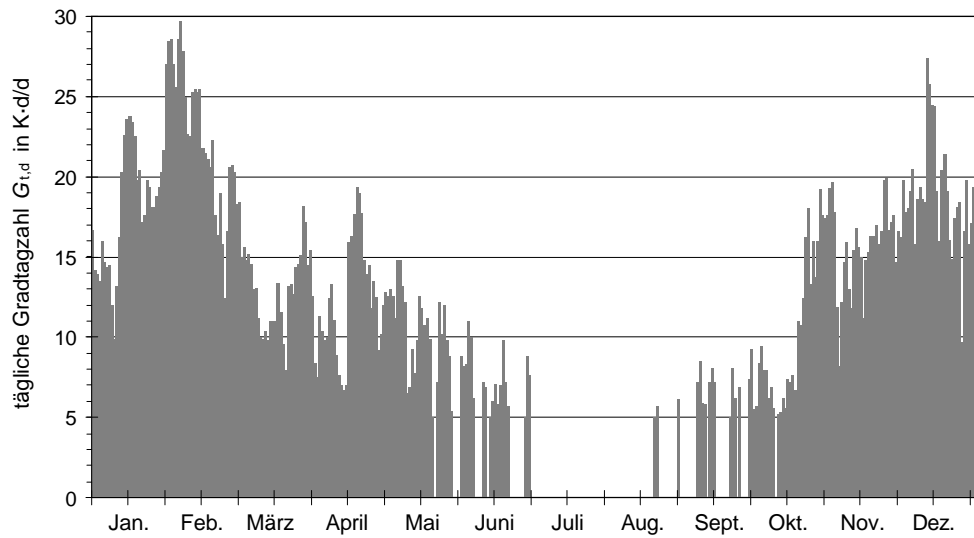


Bild 4.23 Tägliche Gradtagzahlen in Potsdam 1991 (Daten für Temperaturen: [DWDc])

Neben dem Jahresgang gibt es bei der **wärmegeführten Betriebsweise** noch einen Tagesgang der elektrischen Leistungsabgabe $P_{el,d}$ bezogen auf die elektrische Nennleistung $P_{el,N}$, der zum Beispiel wie folgt definiert sein kann (vgl. [Fis95]):

$$\frac{P_{el,d}}{P_{el,N}} = \begin{cases} 0,3 & \text{für } t \leq 6 \text{ h und } t > 23 \text{ h} \\ 1,0 & \text{für } 7 \text{ h} \leq t \leq 13 \text{ h und } 18 \text{ h} \leq t \leq 22 \text{ h} \\ 0,6 & \text{für } 14 \text{ h} \leq t \leq 17 \text{ h und } 22 \text{ h} < t < 24 \text{ h} \end{cases} \quad (4.23)$$

Bei Abnahme des Wärmebedarfs verändert sich auch der Tageslastgang. Es wird jedoch unterstellt, dass der relative Verlauf durch Mittelung in einem großen Kraftwerkspark über das Jahr weitgehend erhalten bleibt. Die Leistungsabgabe der wärmegeführten Kraftwerke wird durch folgende Funktion näherungsweise erfasst:

$$P_{el}(t) = \min\left(P_{el,N}; \frac{E_{a,Z}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{G_{t,d}\left(t \cdot \frac{1 \text{ d}}{24 \text{ h}}\right)}{G_{t,a}} \cdot \frac{P_{el,d}(t \bmod 24)}{\sum_{t_2=1 \text{ h}}^{24 \text{ h}} P_{el,d}(t_2)}\right) \quad \text{für } t = 1 \text{ h}, 2 \text{ h}, \dots, 8760 \text{ h} \quad (4.24)$$

Hierbei ist $E_{a,Z}$ die zugrunde gelegte Jahresarbeit. Die wärmegeführten Kraftwerke sollen mit einer Zahl von etwa 4.000 Volllaststunden betrieben werden. Aufgrund der Begrenzung der maximalen Leistungsabgabe durch die Nennleistung der Kraftwerke muss $E_{a,Z}$ etwa 10 % oberhalb der gewünschten Jahresarbeit liegen.

Mit den Ergebnissen aus Kapitel 3 ergibt sich für die wärmegeführten Kraftwerke zur Nutzung der Biomasse im Jahr 2020 eine Gesamtleistung von 3,125 GW bei einer elektrischen Jahresarbeit von 12,5 TWh. Im Jahr 2050 verdoppelt sich die Jahresarbeit nahezu bei einer Gesamtleistung von 6,125 GW auf 24,5 TWh.

Die verbleibende Energie aus Biomasse soll in **nachfragegeführten Kraftwerken** mit Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Diese Kraftwerke sollen so betrieben werden, dass der Speicherbedarf bei einem hohen Anteil fluktuierender Leistung aus der Nutzung der Solarenergie, Windkraft und Wasserkraft möglichst gering ist. Dies bedingt den Einsatz von Biomasse in Zeiten mit niedrigem Angebot an Solar- und Windkraft. Ist in kurzer Zeit nach dem Niedrigangebot mit einem Überangebot zu rechnen, ist es sinnvoll, zuerst Speicherkapazitäten wie Pumpspeicher freizumachen, um das zu erwartende Überangebot speichern zu können. Für die nachfragegeführten Biomassekraftwerke ist somit eine äußerst komplexe Betriebsführung notwendig, die sich auch für die Jahre 2020 und 2050 sehr unterscheidet. Bei den in Kapitel 6 erläuterten Berechnungen wurde versucht, diese Betriebsführung mit einzubeziehen.

4.6 Ergebnisse der Berechnungen

4.6.1 Verlauf der elektrischen Tagesarbeit

Mit den zuvor ermittelten realisierbaren Potentialen für die Jahre 2020 und 2050 wurde der stündliche Verlauf der Leistungsabgabe der Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftwerke und wärmegeführten Biomassekraftwerke mit den oben beschriebenen Methoden berechnet. Hierbei sind aufgrund des unterschiedlich schnellen Ausbaus bei den einzelnen regenerativen Energieträgern die entsprechenden Anteile für beide Zeithorizonte sehr verschieden. Während im Jahr 2020 die Erzeugung durch die Windenergie dominiert wird, nimmt der Einfluss der Photovoltaik im Jahr 2050 stark zu.

Im Folgenden werden nacheinander die Ergebnisse für die berechnete Tagesarbeit für die verschiedenen regenerativen Energieträger grafisch dargestellt. Bild 4.24 zeigt die Ergebnisse für die **Photovoltaik**. Auf der linken Ordinate ist die Tagesarbeit für das Jahr 2020 dargestellt. Da für das Jahr 2050 bei der Berechnung lediglich eine Hochskalierung der Leistung erfolgt, kann auf der rechten Ordinate die Tagesarbeit für das Jahr 2050 abgelesen werden, die mehr als das Zehnfache der vom Jahr 2020 beträgt. Aus der Grafik ist deutlich das Ansteigen der Leistungsabgabe im Sommer zu erkennen. An den monatlichen Minimal- und Maximalwerten ist abzulesen, dass auch innerhalb eines Monats sehr starke Schwankungen auftreten. Da bei den Berechnungen mit dem Referenzjahr 1991 reale Wetterdaten zugrunde liegen, gibt es im Gegensatz zu langjährigen Mittelwerten geringfügige Abweichungen, die hier besonders bei den niedrigeren Mittelwerten im Mai und Juni auffallen (vgl. auch Bild 4.3, S. 59).

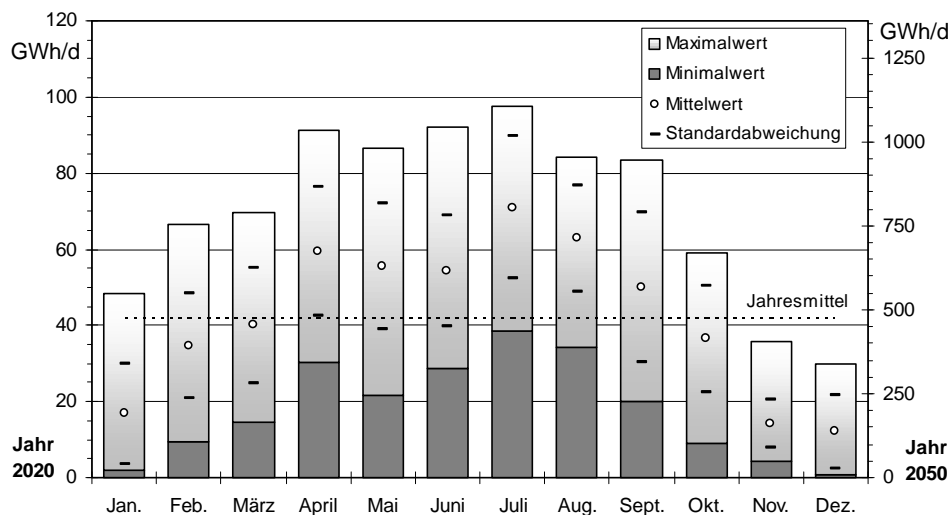


Bild 4.24 Tagesarbeit der Photovoltaik für die Jahre 2020 und 2050

Der Verlauf der Tagesarbeit der **Windkraft** ist in Bild 4.25 für das Jahr 2020 dargestellt. Die Tagesarbeit im Jahr 2050 ist hier im Mittel um 300 % größer als im Jahr 2020. Der relative Verlauf bei den einzelnen Monaten ist für die verschiedenen Jahre sehr ähnlich. Dennoch kommt es im Jahr 2050 zu einer geringfügig besseren Vergleichmäßigung des Energieangebots, sodass auf das Einzeichnen einer Ordinate für 2050 verzichtet wurde. Aus Bild 4.25 sind die großen Schwankungen zwischen den einzelnen Tagen und das etwas geringere Angebot im Sommer abzulesen.

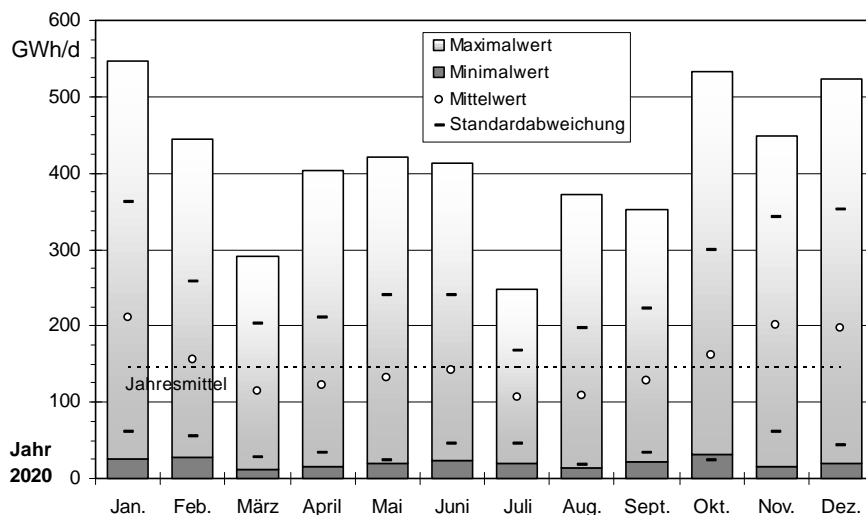


Bild 4.25 Tagesarbeit der Windkraft für das Jahr 2020

In Bild 4.26 ist das relativ gleichmäßige Angebot der **Wasserkraft** über das Jahr zu erkennen, wobei ein leichter Anstieg von April bis Juli ersichtlich ist. Die Schwankungen zwischen den einzelnen Tagen fallen im Vergleich zur Photovoltaik und Windkraft sehr niedrig aus. Da das Potential für den weiteren Ausbau der Wasserkraft in Deutschland ver-

hältnismäßig klein ist, unterscheiden sich die Tagesarbeiten für die Jahre 2020 und 2050 nur geringfügig. Aufgrund der leichten Veränderung der Kraftwerksstruktur durch einen unterschiedlichen Ausbau verschiedener Flüsse gibt es geringe Abweichungen der relativen Tagesarbeit der Jahre 2020 und 2050, die jedoch vernachlässigbar sind, sodass auch für die Wasserkraft die Tagesarbeiten für beide Ausbauszenarien in ein Diagramm eingezeichnet werden können.

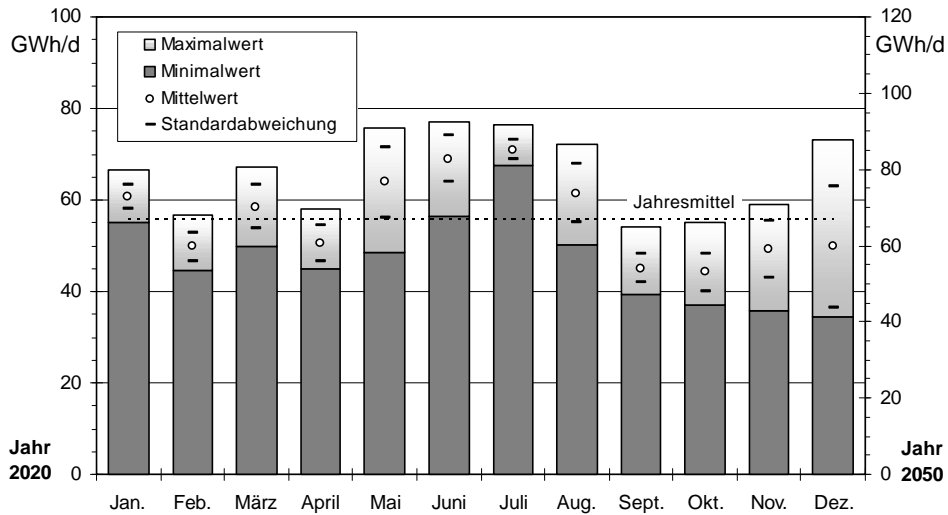


Bild 4.26 Tagesarbeit der Wasserkraft für die Jahre 2020 und 2050

Bei den **wärmegeführten Biomassekraftwerken** sinkt die Tagesarbeit aufgrund der geringen Wärmenachfrage im Juli auf Null ab. Im Winter ist sie hingegen am größten. Dieser Verlauf ist genau entgegengesetzt zu dem der Photovoltaikanlagen, sodass sich ein sehr guter Ausgleich ergibt.

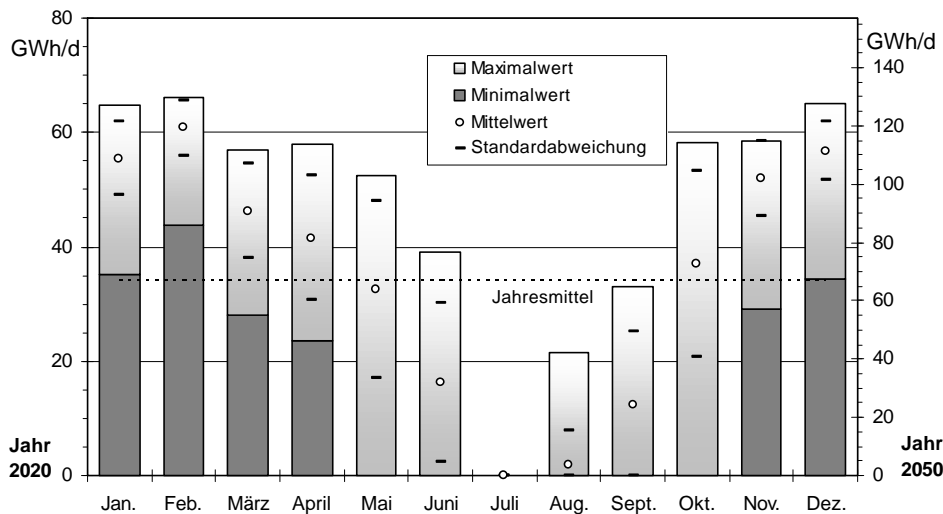


Bild 4.27 Tagesarbeit der wärmegeführten Biomassekraftwerke für die Jahre 2020 und 2050

Da der Ausbau der Biomassekraftwerke für das Jahr 2050 deutlich geringer ausfällt als der von den Photovoltaikanlagen, nehmen die Ausgleichseffekte jedoch langfristig ab. Die Leistung der Biomassekraftwerke wurde bei der Berechnung für das Jahr 2050 hochskaliert, sodass in Bild 4.27 ebenfalls die Tagesarbeiten sowohl für das Jahr 2020 als auch das Jahr 2050 eingezeichnet sind.

Die Lastgänge der **nachfragegeführten Biomassekraftwerke** sollen erst in Kapitel 6 ermittelt werden, da sie aufgrund der besonderen Betriebsführung in Abhängigkeit der Speichermöglichkeiten berechnet werden müssen.

Abschließend ist in Bild 4.28 und Bild 4.29 der **Gesamtverlauf** der Tagesarbeit für die regenerativen Kraftwerke in den Jahren 2020 und 2050 dargestellt. Im Jahr 2020 ist deutlich das verhältnismäßig konstante Angebot der Wasserkraft und die Ausgleichseffekte zwischen Photovoltaik und wärmegeführten Biomassekraftwerken zu erkennen. Die Windkraft dominiert bei der regenerativen Elektrizitätserzeugung und ist somit auch für die sehr starken Fluktuationen im Angebot verantwortlich.

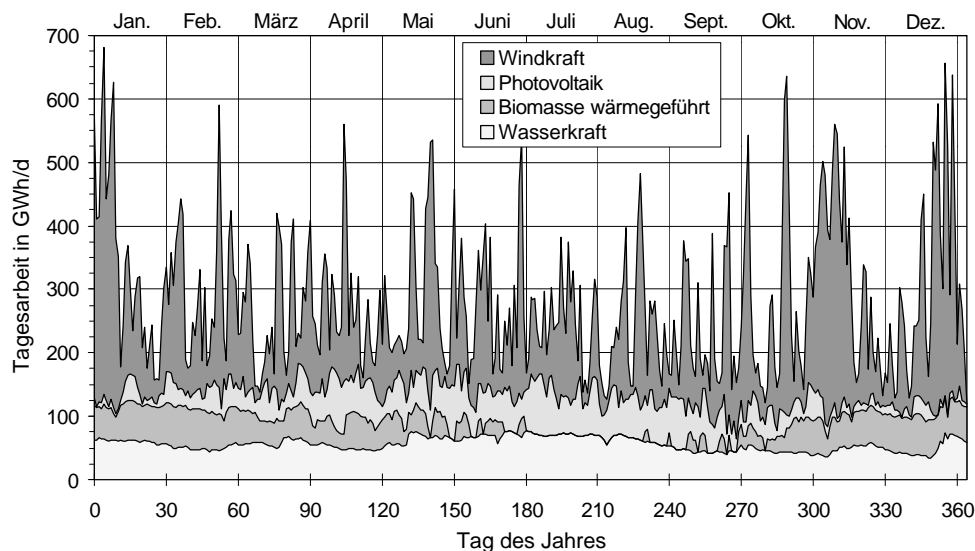


Bild 4.28 Gesamtverlauf der Tagesarbeit der regenerativen Kraftwerke für das Jahr 2020 ohne nachfragegeführte Biomassekraftwerke

Im Jahr 2050 übersteigt - aufgrund des verhältnismäßig großen Ausbaus der Photovoltaik und Windkraft - die Leistungsabgabe des regenerativen Kraftwerksparks die Nachfrage erheblich, wie in Kapitel 5 noch gezeigt wird. Die Leistungsabgabe im Jahr 2050 wird durch die Photovoltaik und Windkraft dominiert. Wasserkraft und wärmegeführte Biomassekraftwerke spielen eine untergeordnete Rolle. Während an einigen Tagen ein starkes Überangebot vorhanden ist, kommt es an anderen Tagen zu starken Leistungseinbrüchen. Zwar gleichen sich Photovoltaik und Windkraft oftmals aus, dennoch kommt es an einigen Tagen zu einer stark verminderten Leistungsabgabe. Inwieweit **nachfragegeführte Bio-**

massekraftwerke in Zeiten niedriger Leistungsabgabe ausgleichend wirken können, wird in Kapitel 6 näher erläutert.

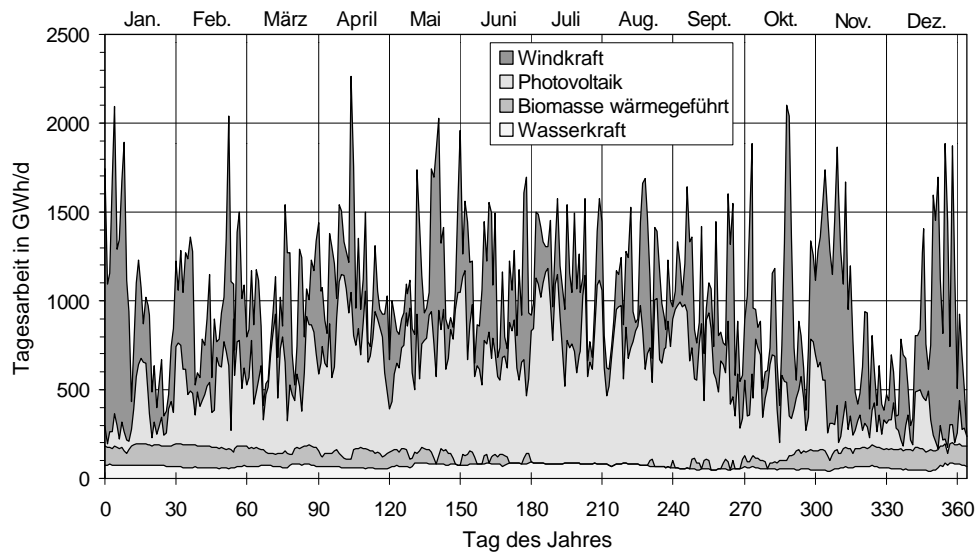


Bild 4.29 Gesamtverlauf der Tagesarbeit der regenerativen Kraftwerke für das Jahr 2050 ohne nachfragegeführte Biomassekraftwerke

4.6.2 Verlauf der stündlichen Leistungsabgabe

Neben den Schwankungen in der Tagesarbeit gibt es auch im Tagesverlauf zum Teil erhebliche Schwankungen.

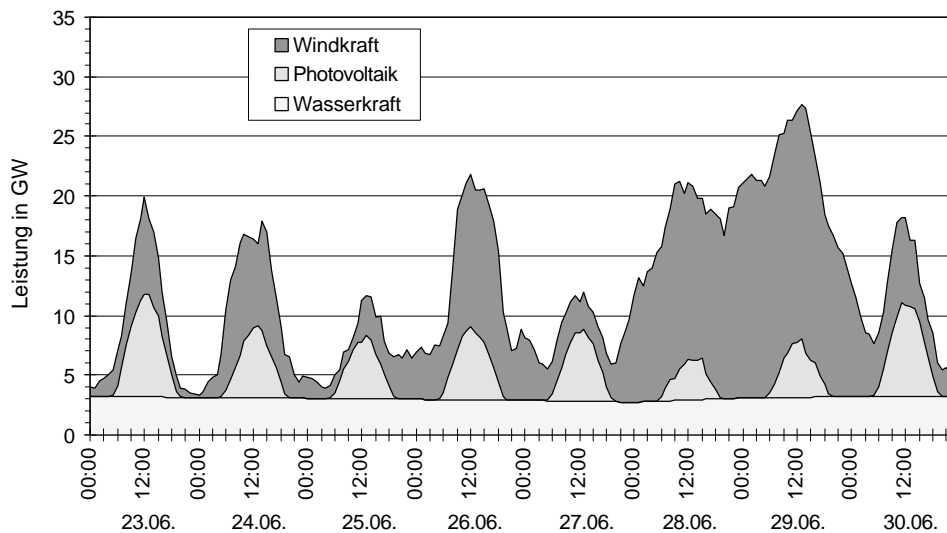


Bild 4.30 Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke in einer Sommerwoche im Jahr 2020

Bild 4.30 ist zu entnehmen, dass im Jahr 2020 beim regenerativen Kraftwerkspark die Windkraft dominiert. Somit ist der Tagesgang der Photovoltaik von untergeordneter Bedeutung. Da die Leistungsabgabe der wärmegeführten Biomassekraftwerke im Sommer vernachlässigbar gering ist, ist diese in Bild 4.30 nicht eingezeichnet.

Die starke Dominanz der Windkraft ist im Winter noch deutlicher zu spüren (Bild 4.31). Während die maximale Leistungsabgabe des regenerativen Kraftwerksparks 36 GW nicht überschreitet, sinkt die Leistungsabgabe nachts bei geringem Windangebot zeitweise deutlich unter 5 GW.

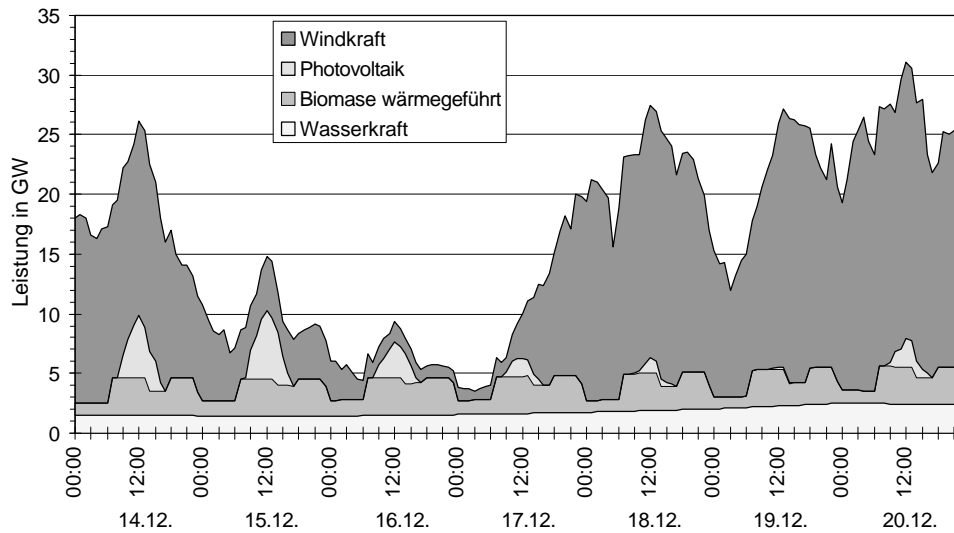


Bild 4.31 Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke in einer Winterwoche im Jahr 2020

Im Jahr 2050 nimmt der Einfluss der Photovoltaik stark zu, wodurch sich vor allem im Sommer der Tagesgang der Photovoltaik deutlicher bemerkbar macht (Bild 4.32).

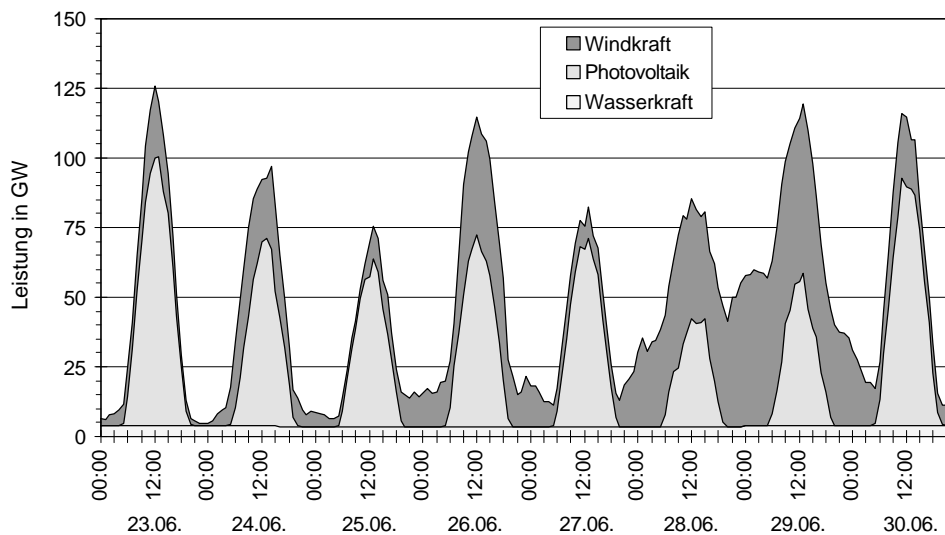


Bild 4.32 Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke in einer Sommerwoche im Jahr 2050

Im Winter hingegen ist im Jahr 2050 der Einfluss der Photovoltaik auch auf den Tagesgang geringer (Bild 4.33). Die Bedeutung der Wasserkraft und der Biomasse nehmen im Jahr 2050 deutlich ab. Die maximale Leistungsabgabe des regenerativen Kraftwerksparks liegt bei knapp 180 GW, wogegen die minimale Leistungsabgabe auch im Jahr 2050 nachts bei geringem Windangebot durchaus auf 3 GW sinkt.

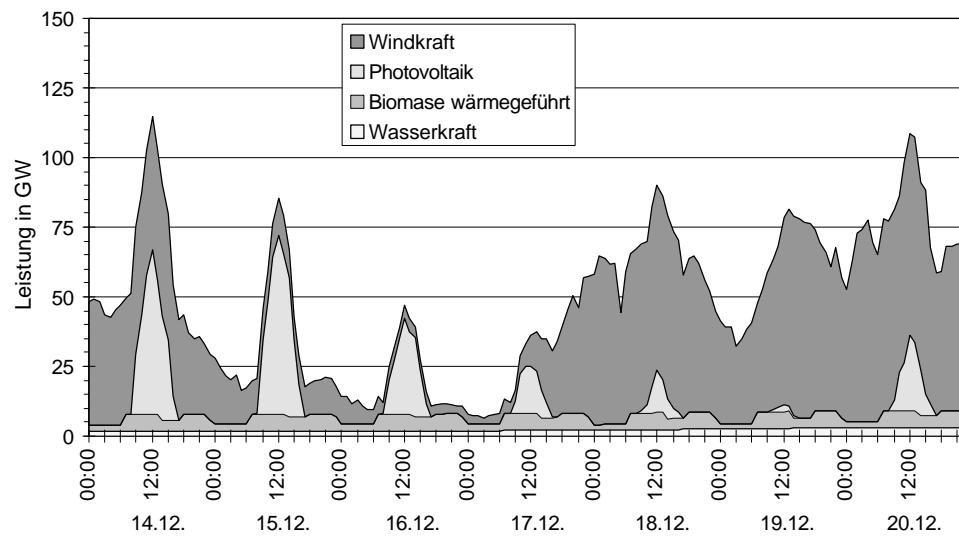


Bild 4.33 Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke in einer Winterwoche im Jahr 2050

5 Entwicklung der Verbrauchsstrukturen

5.1 Einleitung

Nachdem im vorigen Kapitel die zeitabhängige Leistungsabgabe eines möglichen regenerativen Kraftwerksparks für die Zeithorizonte 2020 und 2050 ermittelt wurde, soll dieser Leistung im Folgenden der Bedarf an Elektrizität gegenübergestellt werden. Eine Prognose des künftigen Verbrauchs ist jedoch mit zahlreichen Unsicherheitsfaktoren behaftet. Die Angabe einer möglichen zukünftigen Entwicklung beinhaltet meist eine Fortschreibung von heute absehbaren Trends, wie das folgende Zitat passend beschreibt:

„Da die prophetischen Gaben des Menschen sehr bescheiden sind, ist es nützlich, hilf- und lehrreich, beim Versuch in die Zukunft zu schauen, zuerst die bisherige Entwicklung zu analysieren, um daraus Anhalte für denkbare Zukunftsentwicklungen zu gewinnen [Sch97].“

Eine Prognose des Bedarfs, die sich an der Fortschreibung des Trends orientiert, wurde in Untersuchungen der Prognos AG [Pro96] im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums abgegeben. Auf Basis dieser Untersuchung soll eine mögliche Entwicklung des zeitabhängigen Bedarfs für das Jahr 2020 aufgezeigt werden. Dieses Szenario wird im Folgenden als **Trendszenario** bezeichnet, wobei leichte Korrekturen der Werte von Prognos vorgenommen wurden, die an den entsprechenden Stellen erläutert sind.

Da bei einem Einsatz regenerativer Energieträger in großem Maßstab ein vorheriges Ausschöpfen von Energiesparpotentialen sinnvoll ist, wird auch die Verbrauchsentwicklung bei Ausnutzung eines Großteils der Energiesparpotentiale bestimmt. Diese weicht in einigen Bereichen erheblich vom derzeitigen Trend ab. Dieses Szenario wird im Folgenden als **Energiesparszenario** bezeichnet.

Der Trendentwicklung und dem Energiesparszenario sollen auch **Referenzwerte**, also der **heutige Verbrauch** gegenübergestellt werden. Als Referenzjahr wird hierfür aufgrund der vorhandenen großen Datenbasis das Jahr 1996 gewählt.

Eine zuverlässige Prognose des Bedarfs über das Jahr 2020 hinaus ist nahezu unmöglich. Aus diesem Grund sollen mögliche Tendenzen für das Jahr 2050 lediglich angedeutet werden.

5.2 Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs

5.2.1 Zurückliegende Entwicklung

Wie bereits zuvor erläutert, muss für eine Prognose, die sich an der Fortschreibung des Trends orientiert, zuvor die Entwicklung der Vergangenheit näher analysiert werden. Bild 5.1 zeigt die Entwicklung des Nettostromverbrauchs verschiedener Sektoren in Deutschland in den alten Bundesländern zwischen 1960 und 1996. Für Gesamtdeutschland sind erst Zahlen ab dem Jahr 1992 verfügbar. Mit 58 TWh beträgt der Nettostromverbrauch derzeit in den neuen Bundesländern jedoch nur knapp 14 % des Verbrauchs der alten Länder und wird sich in der Struktur langfristig an die der alten Bundesländer angleichen.

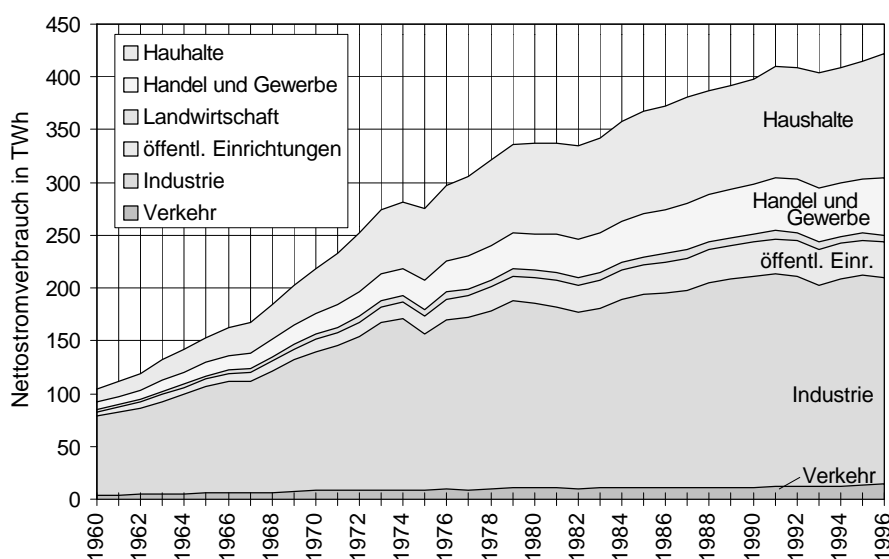


Bild 5.1 Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektoren in den alten Bundesländern (Daten: [VIK])

In den alten Bundesländern ist der Verbrauch zwischen 1960 und 1996 um mehr als 400 % gestiegen, wobei sich der Anstieg seit den Ölpreiskrisen in den 70er Jahren deutlich verlangsamt hat. Der Anteil der Industrie am Stromverbrauch ist zwischen 1960 und 1996 von 72 % auf 46 % gefallen. Am stärksten ist der Anteil der Haushalte von 12 % auf 28 % gestiegen. Bei Handel und Gewerbe ergab sich ein Zuwachs von 7 % auf 13 % und bei öffentlichen Einrichtungen von 4 % auf 8 %. Die Anteile von Verkehr und Landwirtschaft sind nahezu konstant geblieben, wobei sich unter anderem durch die Stilllegung von landwirtschaftlichen Betrieben seit Anfang der 90er Jahre ein absoluter Rückgang des Verbrauchs bei der Landwirtschaft abzeichnet.

Bei einem Vergleich des Bruttostromverbrauchs und des inflationsbereinigten Bruttoinlandsprodukts (*BIP*) der alten Bundesländer zeigt sich eine enge Korrelation der zeitabhängigen Verläufe beider Kurven (Bild 5.2).

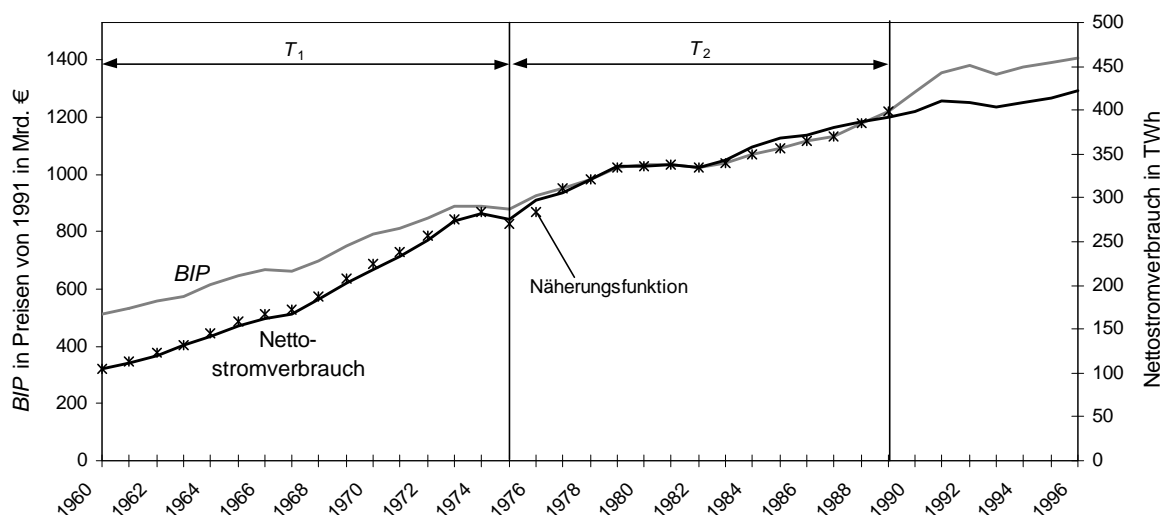


Bild 5.2 Nettostromverbrauch und Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1991 in den alten Bundesländern (Daten: [StBA; VIK], 1 € = 1,95583 DM)

Bei dieser Korrelation können zwei Trendänderungen ausgemacht werden. Die erste Trendänderung tritt im Jahr 1975 zwischen den beiden Ölpreiskrisen und die zweite Trendänderung im Jahr 1989, dem Jahr des Falls der Mauer auf. Für die Zeitintervalle T_1 zwischen 1960 und 1975 und T_2 zwischen 1975 und 1989 kann der Nettostromverbrauch $E_{el,netto}$ sehr gut in Abhängigkeit vom BIP beschrieben werden. Vor 1975 stieg der Stromverbrauch stärker als das BIP und verlief zwischen den Jahren 1975 und 1989 nahezu proportional zum BIP . Mit den Konstanten $k_1 = 326,6 \text{ Wh/€}$ und $k_2 = 8,2 \text{ Wh/€}$ ergibt sich näherungsweise folgender funktioneller Zusammenhang in Abhängigkeit der Zeit (Jahr t):

$$E_{el,netto}(t) = \begin{cases} (k_1 + k_2 \cdot (t - 1975)) \cdot BIP(t) & \text{für } t < 1975 \\ k_1 \cdot BIP(t) & \text{für } 1975 \leq t \leq 1989 \end{cases} \quad (5.1)$$

Nach 1989 ist ein deutlich schwächeres Ansteigen des Nettostromverbrauchs zu beobachten, der nicht mehr proportional zum BIP verläuft. Das Verhältnis aus Nettostromverbrauch und BIP ergibt die Stromintensität. Während diese in den alten Bundesländern im Jahr 1988 noch 328 Wh/€ betragen hat, ging sie bis 1997 auf etwa 294 Wh/€ zurück.

5.2.2 Heutiger Verbrauch und Trendszenario

5.2.2.1 Gesamtverbrauch nach Prognos

Für Gesamtdeutschland gab es zwischen 1992 und 1997 einen durchschnittlichen Rückgang der Stromintensität von etwa $3,2 \text{ Wh/€}$ pro Jahr. Geht man von einem durchschnittlichen realen Wachstum des BIP pro Jahr von $2,2 \%$ aus, ergibt sich für das Jahr 2020 ein BIP von ca. 2.650 Mrd. € . Bei einer Fortschreibung des Rückgangs der Stromintensität

würde diese im gleichen Jahr auf 225 Wh/€ fallen. Mit diesen Annahmen ergibt sich für das Jahr 2020 ein Nettostromverbrauch für Gesamtdeutschland von 600 TWh.

Die Schweizer Prognos AG [Pro96] hat bei ähnlichen Annahmen für das Wachstum des *BIP* für das Jahr 2020 einen Endenergieverbrauch an Strom von 555 TWh ermittelt. Dieser Untersuchung liegt ein Endenergieverbrauch an Strom im Jahr 1992 zugrunde, der um etwa 8 % geringer als der Nettostromverbrauch laut [VIK] angegeben ist. Somit ist der von der Prognos AG für das Jahr 2020 ermittelte Endenergieverbrauch an Strom mit einem Nettostromverbrauch von rund 600 TWh vergleichbar (vgl. auch Tabelle 5.1 und Tabelle 5.6).

Eine Fortschreibung dieses Trends bis zum Jahr 2050 ergibt bei einem *BIP* vom rund 5.000 Mrd. € und einer Stromintensität von 132 Wh/€ einen Elektrizitätsbedarf von 660 TWh.

Bei der Studie von Prognos wurde - im Gegensatz zu der stark vereinfachten Abschätzung, die zuvor über die Entwicklung des Nettostromverbrauchs getroffen wurde - eine detaillierte Trendanalyse bei verschiedenen Industriesektoren, Haushalten, Verkehr und Kleinverbrauch durchgeführt. Da die Werte von Prognos mit dem zuvor ermittelten Nettostromverbrauch aus dem Jahr 2020 übereinstimmen, wird die Untersuchung von Prognos in großen Teilen im Folgenden als Trendszenario übernommen. Tabelle 5.1 stellt die ermittelte Trendentwicklung von Prognos dar. Die zuvor erläuterte Diskrepanz zwischen dem hier dargestellten Endenergieverbrauch von 1992 und dem Nettostromverbrauch nach [VIK] ist unter anderem auf eine unterschiedliche Zuordnung von Unternehmen im Umwandlungsbereich wie z.B. Raffinerien oder Zechen in den Umwandlungsbereich oder den Bereich der Industrie zurückzuführen.

Tabelle 5.1 Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland nach Sektoren (nach [Pro96], Abweichungen in der Summe sind rundungsbedingt)

Angaben in TWh	1992	2000	2005	2010	2015	2020
Haushalte	122,8	130,3	128,9	127,1	126,1	125,0
Kleinverbrauch	103,3	117,4	125,6	134,9	140,8	146,9
Industrie	189,3	203,3	218,1	232,8	244,3	256,2
Verkehr	14,9	17,9	20,1	22,5	25,3	27,4
Endenergieverbrauch	430,3	468,9	492,8	517,4	536,5	555,4
statistische Differenz	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Umwandlungsbereich	60,8	58,0	57,2	56,4	56,2	56,6
Pumpstrom	5,1	5,9	6,1	6,2	6,4	6,5
Leistungsverluste	20,8	19,2	19,0	19,7	20,3	21,0
Bruttoverbrauch	531,8	566,7	589,8	614,4	634,2	654,3

Im Folgenden soll nun die Trendentwicklung für die einzelnen Sektoren näher erläutert werden, wobei auch einige Korrekturen des Prognos-Szenarios vorgenommen werden.

5.2.2.2 Haushalte

In der Studie von Prognos wurde eine detaillierte Aufteilung des Endenergieverbrauchs von 122,8 TWh der Haushalte für das Jahr 1992 nach einzelnen Verbrauchergruppen durchgeführt, von denen die wichtigsten in Bild 5.3 wiedergegeben sind. Über 40 % des Verbrauchs entfallen hierbei auf Haushaltsgroßgeräte wie Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefriergeräte sowie elektrische Kochgeräte. Ebenfalls annähernd 40 % entfallen auf elektrische Heizung und Warmwasserbereitung und die restlichen 20 % auf Beleuchtung, Fernseher und andere elektrische Verbraucher.

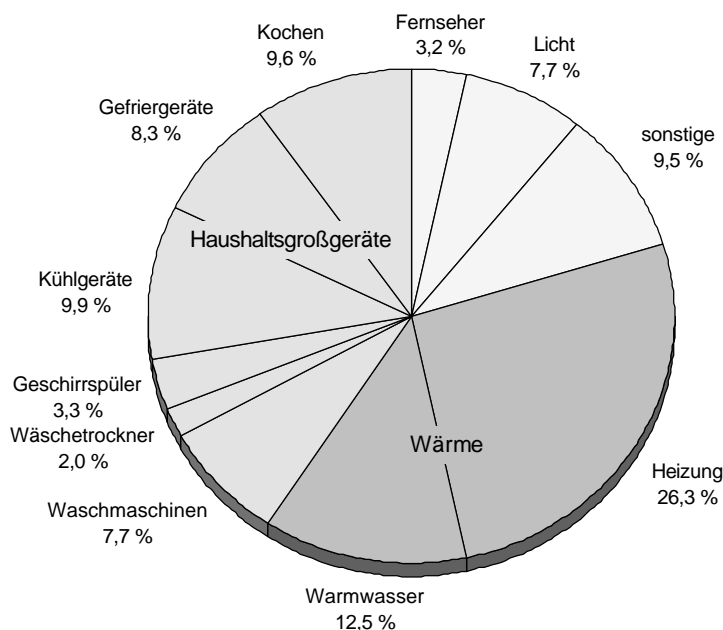


Bild 5.3 Aufteilung des Endenergieverbrauchs an Elektrizität von 1992 der Haushalte nach einzelnen Verbrauchern (Daten [Pro96])

Die von Prognos ermittelten Anteile der einzelnen Verbraucher decken sich weitgehend mit Werten von anderen Autoren (z.B. [VDEW85; Pri97; Enq95]). Es fällt jedoch auf, dass bei Fernsehgeräten, Audio- und Videogeräten die Werte von Prognos erheblich unter denen anderer Quellen liegen. Der Hauptgrund ist wahrscheinlich die starke Unterschätzung der Standbyverluste, die in einer Studie des Umweltbundesamtes [UBA97a] ermittelt wurden und hier als Referenzwerte dienen sollten. Auch von [Pri97] wurden die Standbyverluste geringer als von [UBA97a] abgeschätzt. Im Vergleich zu [Pro96] fällt hingegen der Verbrauch für den Betrieb von TV-Geräten sehr hoch aus. Aus den an die Studie des UBA angepassten Werten von [Pri97] wurden Referenzwerte für den heutigen Verbrauch (Stand 1996) ermittelt, wobei ein gleichbleibender Verbrauch in den Jahren 1995 und 1996 unterstellt wurde (vgl. Tabelle 5.2). Die Trendwerte der Prognos-Studie im Unterhaltungssektor sind zu Lasten anderer Verbraucher entsprechend nach oben zu korrigieren.

Tabelle 5.2 Verbrauchswerte im Unterhaltungssektor verschiedener Autoren (Bezugsjahr Prognos: 1992, Prior: k.A., UBA: 1995, Referenzwert: 1996).

alle Angaben in TWh pro Jahr	Prognos [Pro96]	Prior [Pri97]	Umweltbundesamt [UBA97a]	Referenzwert
TV + Satellitenanlagen (Betrieb)	3,9 ¹⁾	5,16		4,2
TV + Satellitenanlagen (Standby)		1,45	3,29	3,29
Videorecorder (Betrieb)		0,15		0,15
Videorecorder (Standby)		0,92	2,48	2,48
HiFi- und Radioanlagen (Betrieb)	1,7 ²⁾	0,61		0,61
HiFi- und Radioanlagen (Standby)		2,35	2,32	2,32
Summe	5,6	10,64	8,09 (nur Standby)	13,05

¹⁾ nur TV, keine Ausweisung von Standbyverlusten, ²⁾ Video, Radio und HiFi

Für den Heizungsbereich wird von [Pri97] eine genauere Differenzierung in elektrische Direktheizungen, Speicherheizungen und Wärmepumpen sowie Hilfsenergiebedarf für Heizungen (z.B. Pumpen für Gas- oder Ölheizungen) mit einem Jahresstrombedarf von 3,94 TWh, 23,47 TWh bzw. 7,11 TWh vorgenommen. Aufgrund der kühlen Witterung im Jahr 1996 wurden diese Zahlen für den Referenzwert entsprechend korrigiert.

Tabelle 5.3 Referenzwerte und Trendszenario des Verbrauchs der Haushalte

Werte in TWh pro Jahr	Referenzwerte 1996	Trendszenario 2020	Veränderung
Kühlgeräte	11,6	6,4	- 45 %
Gefriergeräte	9,6	5,5	- 43 %
Waschmaschinen	8,1	4,4	- 46 %
Wäschetrockner	2,7	5,0	+ 85 %
Geschirrspüler	4,0	5,8	+ 45 %
elektrische Kochgeräte	11,8	12,1	+ 3 %
Summe Elektrogroßgeräte	47,8	39,3	- 18 %
elektrische Warmwasserbereitung	17,0	15,2	- 11 %
elektrische Direktheizungen	4,0	4,5	+ 12 %
elektrische Speicherheizung und Wärmepumpen	24,1	27,1	+ 12 %
Hilfsenergiebedarf für Heizungen	7,3	8,2	+ 12 %
Summe Wärme	52,4	55,0	+ 5 %
Beleuchtung	9,5	7,5	- 21 %
TV- u. Satellitenanlagen (Betrieb / Standby)	4,2 / 3,3	3,9 / 3,0	- 8 %
Videorecorder (Betrieb / Standby)	0,2 / 2,5	0,3 / 2,2	- 7 %
HiFi- und Radioanlagen (Betrieb / Standby)	0,6 / 2,3	2,0 / 3,0	+ 72 %
Telekommunikation	1,2	3,0	+ 150 %
Personalcomputer	1,1	3,0	+ 173 %
sonstige Verbraucher	9,1	12,0	+ 32 %
Summe alle Anwendungen	134,2	134,1	± 0 %

Tabelle 5.3 zeigt die Referenzwerte und das Trendszenario, die durch oben beschriebene Korrekturen aus dem Prognos-Szenario abgeleitet wurden. Vor allem aufgrund der höheren Werte im Informations- und Telekommunikationsbereich liegt der Gesamtverbrauch des Trendszenarios etwa 7 % über den Werten von Prognos. Die Verbrauchsreduktionen bei

den Elektrogroßgeräten und der Beleuchtung wurden weitgehend von Prognos übernommen, ebenso der steigende Elektrizitätsbedarf im Heizungssektor. Dieser resultiert vor allem aus Umverlagerungen im Heizungssektor. Eine starke Zunahme der beheizten Wohnfläche kompensiert außerdem Erfolge bei Wärmedämmungsmaßnahmen.

5.2.2.3 Kleinverbrauch

Unter Kleinverbrauch werden öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft sowie Handel und Gewerbe zusammengefasst. Der Bedarf in dieser Gruppe betrug 1996 immerhin 106,5 TWh und kann mit einem Anteil von 22,2 % am Nettostromverbrauch nicht, wie der Name suggerieren könnte, als klein aufgefasst werden. Vielmehr werden unter Kleinverbrauch alle Verbraucher zusammengefasst, die nicht den Sektoren Haushalte, Verkehr oder Industrie zuzuordnen sind. Eine Aufteilung des Stromverbrauchs in einzelne Gruppen ist in Bild 5.4 dargestellt.

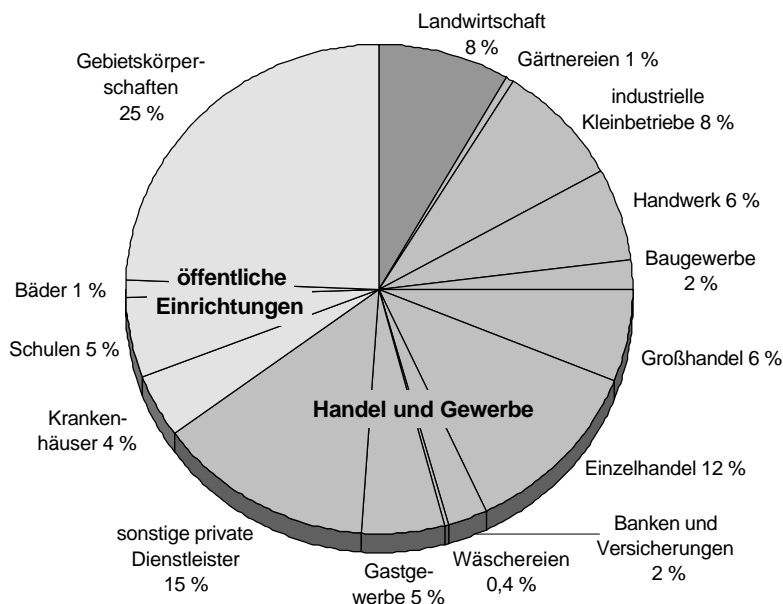


Bild 5.4 Aufteilung des Stromverbrauchs im Sektor Kleinverbrauch 1992 in Deutschland (Datenbasis: [Pro96], Abweichungen in der Summe sind rundungsbedingt).

Im Sektor Kleinverbrauch werden große Zuwachsraten beim Stromverbrauch in den nächsten Jahren erwartet. Nach [Pro96] hält vor allem der Trend zur vermehrten Nutzung von Elektrogeräten und stromverbrauchenden Gebäudeeinrichtungen weiter an. Bild 5.5 zeigt die relative Aufteilung des Stromverbrauchs im Jahr 1992. Für das Jahr 2020 wurden überproportionale Steigerungen für die Anwendungen Kraft, Bürogeräte und Lüftung angenommen. Wendet man die von Prognos ermittelten Zuwachsraten von 42,2 % für den Zeitraum von 1992 bis 2020 auf die Werte von [VIK] an, ergibt sich für den Kleinverbrauch eine Steigerung von 106,5 TWh im Jahr 1996 auf 143,4 TWh im Jahr 2020.

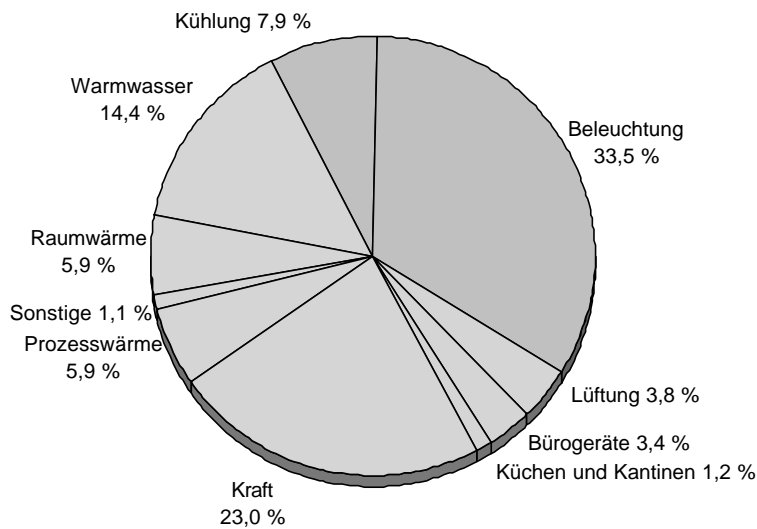


Bild 5.5 Aufteilung des Strombedarfs des Kleinverbrauchs in Deutschland auf Anwendungen 1992 (Datenbasis: [Pro96], Abweichungen in der Summe sind rundungsbedingt)

5.2.2.4 Industrie

Für die Industrie wurde in der Studie von Prognos [Pro96] eine detaillierte Trendprognose für über 20 Industriesparten aufgestellt. In dieser Studie fällt der zugrunde liegende Stromverbrauch der Industrie mit 189,3 TWh für das Jahr 1992 um 17 % niedriger aus als in der Statistik von [VIK]. Die Summe von Industrie, Umwandlungsbereich und statistischer Differenz von Prognos (vgl. Tabelle 5.1) entspricht dabei in etwa der Summe von Bergbau und verarbeitendem Gewerbe - also der Industrie - und Kraftwerkseigenverbrauch von [VIK]. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurden bei den Werten von Prognos 50 % der Summe aus dem Umwandlungsbereich und den statistischen Differenzen der Industrie zugeschlagen.

Die Entwicklung des Energieverbrauchs der Industrie war in der Vergangenheit durch die Substitution von anderen Energieträgern wie Öl, Gas oder Kohle durch Elektrizität gekennzeichnet. Der spezifische Energieverbrauch ist zwischen 1973 und 1992 in den alten Bundesländern um 42 % gesunken, und der spezifische Stromverbrauch ist ebenfalls rückläufig. Neben Energieeinsparungen ist hierfür vor allem ein intersektoraler Strukturwandel verantwortlich. Etwa 60 % des Stromverbrauchs entfallen auf die Grundstoffindustrie, die sich allgemein durch einen hohen spezifischen Energieverbrauch auszeichnet. Gut 20 % entfallen auf die Investitionsgüterindustrie und der Rest auf die Verbrauchsgüter-, Nahrungs- und Genussmittelindustrie. Die Verteilung des Strombedarfs ist nicht vergleichbar mit dem von anderen Bereichen wie etwa dem der Haushalte. Bei der Industrie werden große Teile des Strombedarfs für mechanische Energie und Prozesswärme verwendet (Bild 5.6).

Für das Wachstum der Wertschöpfung der deutschen Industrie wurde bei der Prognos-Studie ein Wert von durchschnittlich 2,3 % pro Jahr unterstellt. Dies bedeutet einen Zuwachs der industriellen Nettoproduktion um fast 90 % im Zeitraum von 1992 bis 2020.

Nach [Pro96] steigt in der Industrie der Endenergieverbrauch an Strom im Jahr 2020 auf 256,2 TWh. Berücksichtigt man die oben angesprochenen Korrekturen, so ergibt sich insgesamt im Vergleich zu den Referenzwerten von [VIK] aus dem Jahr 1996 eine Steigerung um 31 %, also von 222,4 TWh auf 291,9 TWh.

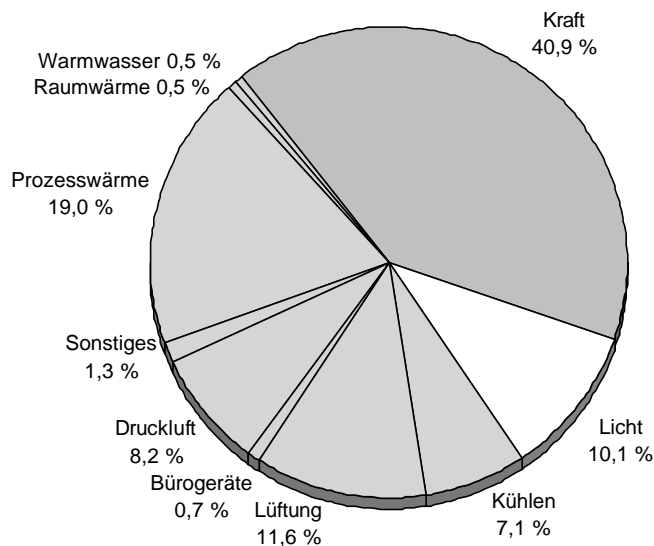


Bild 5.6 Aufteilung des Stromverbrauchs der deutschen Industrie auf Anwendungen 1992 (Daten: [Öko96], Abweichungen in der Summe sind rundungsbedingt)

5.2.2.5 Verkehr

Im Verkehrssektor sind kontinuierliche Steigerungen beim Gesamtenergiebedarf zu verzeichnen. Während in den alten Bundesländern 1950 der gesamte Endenergieverbrauch des Verkehrssektors 438 PJ betrug, war 1996 in Gesamtdeutschland ein Endenergieverbrauch von 2.600 PJ zu verzeichnen, und der Anteil des Verkehrs stieg von 17 % auf 27 %.

Elektrische Energie wird fast ausschließlich für den schienengebundenen Personen- und Güterverkehr benötigt. Der Anteil des Schienenverkehrs ist jedoch tendenziell eher rückläufig. Bedingt durch die deutsch-deutsche Wiedervereinigung reduzierte sich die Gütertransportleistung der Eisenbahn zwischen 1989 und 1992 um 44 %. Der Straßengüterfernverkehr nahm hingegen stetig zu und stieg von 1985 bis 1995 um 57 %.

Die Entwicklung der Transportleistung im binnenländischen Güterverkehr ist in Bild 5.7 dargestellt, wobei der Luftverkehr mit einem Anteil von 0,1 % vernachlässigt wurde. Beim Personenverkehr entfielen 1995 mehr als 82 % auf den motorisierten Individualverkehr, während der Anteil des schienengebundenen Verkehrs unter 8 % lag.

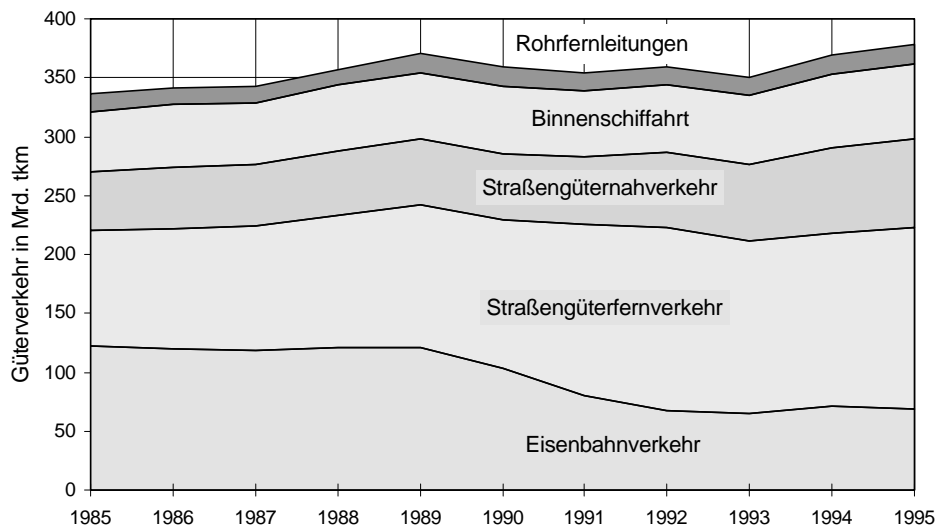


Bild 5.7 Binnenländischer Güterverkehr in Deutschland 1985 bis 1995 ohne Luftverkehr (Daten: [UBAb])

Durch die größere Effizienz der Energiewandler betrug im Jahr 1992 der Anteil des Schienenverkehrs am Energieverbrauch des Verkehrs lediglich 3,5 % [Pro96]. Der Anteil elektrischer Energie am Endenergieverbrauch betrug sogar nur etwa 2 %. Weniger als die Hälfte der Strecken der Deutschen Bahn sind derzeit elektrifiziert, sodass ein großer Teil des schienengebundenen Verkehrs noch mit Dieselloks abgewickelt wird. Insgesamt war der Anteil des Verkehrs mit 3,4 % am Nettostromverbrauch im Jahr 1996 eher von untergeordneter Bedeutung.

Auf die künftige Entwicklung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor wird vor allem die Verkehrspolitik einen entscheidenden Einfluss haben. Da der Schienenverkehr eine deutlich größere energetische Effizienz als der Straßenverkehr aufzuweisen hat, ist bei höheren Energiepreisen wieder ein Wettbewerbsvorteil der Schiene zu erwarten, der eine Rückverlagerung von Transportanteilen von der Straße auf die Schiene zur Folge haben könnte. Eine ökologisch orientierte Verkehrspolitik könnte auch durch Reduzierung des gesamten Verkehrsaufkommens zu einer Verringerung des Energiebedarfs beitragen.

Bei der Prognos-Studie [Pro96] wird bei der Bestimmung der Trendentwicklung von einem weiter steigenden Transportaufkommen mit einer geringen anteilmäßigen Verlagerung vom Schienenverkehr und öffentlichen Verkehr zum Luftverkehr und motorisierten Individualverkehr ausgegangen. Der Anteil der Elektrofahrzeuge bleibt nach dieser Studie auch im Jahr 2020 gering. Die Angaben der Studie von 1992 wurden mit Hilfe von Zahlenwerten nach [VIK] und [UBAb] auf das Jahr 1995 bzw. 1996 hochgerechnet und den Ergebnissen für das Jahr 2020 in Tabelle 5.4 und Tabelle 5.5 gegenübergestellt. Rohrfernleitungen wurden bei den Untersuchungen von Prognos vernachlässigt und in den Tabellen entsprechend ergänzt. Die Werte für 2020 werden für das Trendszenario herangezogen.

Tabelle 5.4 Entwicklung der Personenverkehrsleistung und der Güterverkehrsleistung im Trendszenario (Daten: [UBAb; Pro96], eigene Abschätzungen)

	1995	2020
Personenverkehr	939 Mrd. Personen-km	1196 Mrd. Personen-km
davon Schienenverkehr	74 Mrd. Personen-km	85 Mrd. Personen-km
Güterverkehr	379 Mrd. tkm	791 Mrd. tkm
davon Eisenbahn	69 Mrd. tkm	143 Mrd. tkm

Tabelle 5.5 Entwicklung des Endenergieverbrauchs und des Nettostromverbrauchs des Verkehrs beim Trendszenario (Daten: [VIK; Pro96], eigene Abschätzungen)

	1996	2020
Gesamtaufkommen	760 TWh	807,9 TWh
davon Straßenverkehr	650 TWh	675,7 TWh
davon Strom	0,1 TWh	4,5 TWh
davon Schienenverkehr	24 TWh	28,2 TWh
davon Strom	16,5 TWh	22,8 TWh
Summe Strom	16,6 TWh	27,3 TWh

5.2.2.6 Zusammenfassung

In den vorangegangenen Abschnitten wurden Referenzwerte und Entwicklungen für das Trendszenario des Nettostromverbrauchs der Haushalte, des Kleinverbrauchs, der Industrie und des Verkehrs aufgestellt.

Tabelle 5.6 Zusammenfassung der Entwicklung des Strombedarfs verschiedener Sektoren für das Trendszenario ausgehend von Referenzwerten aus dem Jahr 1996 [VIK]

	Referenzwerte 1996	Trendszenario 2020	Veränderung
Hauhalte	134,2 TWh	134,1 TWh	±0,0 %
Kleinverbrauch ¹⁾	106,5 TWh	143,4 TWh	+34,6 %
Industrie	222,4 TWh	291,9 TWh	+31,3 %
Verkehr	16,6 TWh	27,3 TWh	+64,5 %
Nettostromverbrauch	479,7 TWh	596,7 TWh	+24,4 %
Übertragungsverluste	20,4 TWh	20,9 TWh	+2,5 %
Stromverbrauch insgesamt	500,1 TWh	617,6 TWh	+23,5 %

¹⁾ öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe

Neben dem Nettostromverbrauch sind für eine künftige Stromversorgung noch die Übertragungsverluste von Bedeutung. Diese sind in den alten Bundesländern von rund 7 % bezogen auf den Nettostromverbrauch im Jahr 1965 auf 3,8 % im Jahr 1991 gefallen. Im Jahr 1996 betragen für Gesamtdeutschland die Übertragungsverluste 4,3 %. Es ist zu erwarten, dass die Verluste durch Verbesserungen in den neuen Bundesländern und durch technische Weiterentwicklung langfristig für Gesamtdeutschland unter die Werte der alten Bundesländer von 1991 fallen werden. Eine zunehmende regenerative Elektrizitätserzeugung wird

mittelfristig nur einen geringen Einfluss auf die Übertragungsverluste haben. Diese werden durch größere Fluktuationen in einigen lokalen Bereichen steigen. Durch die Dezentralisierung der Erzeugung und die damit verbundenen kürzeren Transportwege sind auf der anderen Seite auch Reduktionen denkbar. Die Übertragungsverluste werden deshalb für das Jahr 2020 auf 3,5 % des Nettostromverbrauchs abgeschätzt.

5.2.3 Energiesparszenario

In dem hier dargestellten Energiesparszenario wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der technischen Einsparmöglichkeiten, die bei den verschiedenen Verbrauchergruppen bis über 50 % betragen, ausgeschöpft werden. Weiterhin sollen primärenergetisch ineffiziente Geräte wie Nachtspeicherheizungen weitgehend durch andere Systeme substituiert werden.

Im Gegensatz zum vorher beschriebenen Trendszenario wird für das Energiesparszenario ein spürbarer Bruch gegenüber dem heute absehbaren Trend unterstellt. Dies umfasst vor allem einen hohen Aufklärungsgrad der Bevölkerung über möglicher Einsparmaßnahmen, Umsetzung aller technischen Möglichkeiten in marktgängige Produkte und nicht zuletzt lenkende Maßnahmen der Politik. Gerade die Politik kann durch steuernde fiskalische Maßnahmen wie z.B. Förderung energieeffizienter Technologien, energieverbrauchsabhängige Steuern und Auflagen zur beschleunigten Reduzierung des Energieverbrauchs erheblich zu Veränderungen im Energiesektor beitragen.

Dass eine deutliche Reduzierung des Energieverbrauchs nicht unbedingt mit Mehrkosten verbunden sein muss, lässt sich am Beispiel der Geräteleerlaufverluste zeigen. Diese betragen allein in Haushalten laut [UBA97a] etwa 14 TWh pro Jahr. Bei einem mittleren Elektrizitätspreis von 0,123 €/kWh werden hierdurch jährliche Kosten von 1,7 Mrd. € verursacht, die sich durch ein geändertes Nutzerverhalten und Investitionen eines Bruchteils dieser Summe in technische Reduktionsmaßnahmen weitgehend vermeiden ließen.

5.2.3.1 Haushalte

Analog zu den Annahmen von Prognos [Pro96] wird für Deutschland eine annähernd gleichbleibende Bevölkerungszahl bis zum Jahr 2020 unterstellt. Die Zahl der Haushalte soll im gleichen Zeitraum um 7 % steigen (Haushaltsfaktor $k_{HH} = 1,07$), wobei die Zunahme der Zweit- und Drittwohnungen weitgehend vernachlässigt werden soll. Weiterhin wird angenommen, dass die Wohnfläche pro Wohnung um 13 % zunimmt. Dies wirkt sich vor allem auf die Geräteausstattung bei der Beleuchtung und Beheizung aus. Durch die geringere Zahl der Personen je Wohnung wird die Nutzungsintensität der Verbraucher tendenziell abnehmen, es wird jedoch unterstellt, dass dies durch ein geändertes Nutzer- und Freizeitverhalten wieder kompensiert wird ($k_{NI} = 1$).

Der Energiebedarf E_{2020} einzelner Verbraucher im Jahr 2020 kann nach [Pri97] über den Haushaltsfaktor k_{HH} , den Gerätesättigungsfaktor k_{GS} , den spezifischen Energiefaktor k_E und den Nutzungsintensitätsfaktor k_{NI} jeweils für das Jahr 2020 aus dem heutigen Energiebedarf E_{Ref} ermittelt werden:

$$E_{2020} = E_{Ref} \cdot k_{HH} \cdot k_{GS} \cdot k_E \cdot k_{NI} \quad (5.2)$$

Im Folgenden soll nun die Veränderung der Geräteausstattung Δ_{GS} sowie des spezifischen Energiebedarfs Δ_E für die einzelnen Verbraucher der Haushalte ermittelt werden, um so den jeweiligen Energiebedarf zu bestimmen. Mit $k_{HH} = 1,07$ und $k_{NI} = 1$ berechnet sich dieser dann über

$$E_{2020} = 1,07 \cdot E_{Ref} \cdot (1 + \Delta_{GS}) \cdot (1 + \Delta_E) \quad (5.3)$$

Im Szenario von Prognos [Pro96] wird eine starke Zunahme der Geräteausstattung bei den **Haushaltsgroßgeräten** angenommen (vgl. Tabelle 5.7 auf S. 106). Im Abstand von 5 Jahren führt das statistische Bundesamt eine Einkommens- und Verbrauchsstichprobe durch, bei der auch die Geräteausstattung der Haushalte ermittelt wird [StBA]. Bei einigen Haushaltsgeräten wie Waschmaschinen oder Gefriergeräten ist bereits heute eine Sättigung zu beobachten. Die Zahl der Kühlschränke ist sogar zugunsten von Kühl- und Gefrierkombinationen rückläufig (vgl. Bild 5.8).

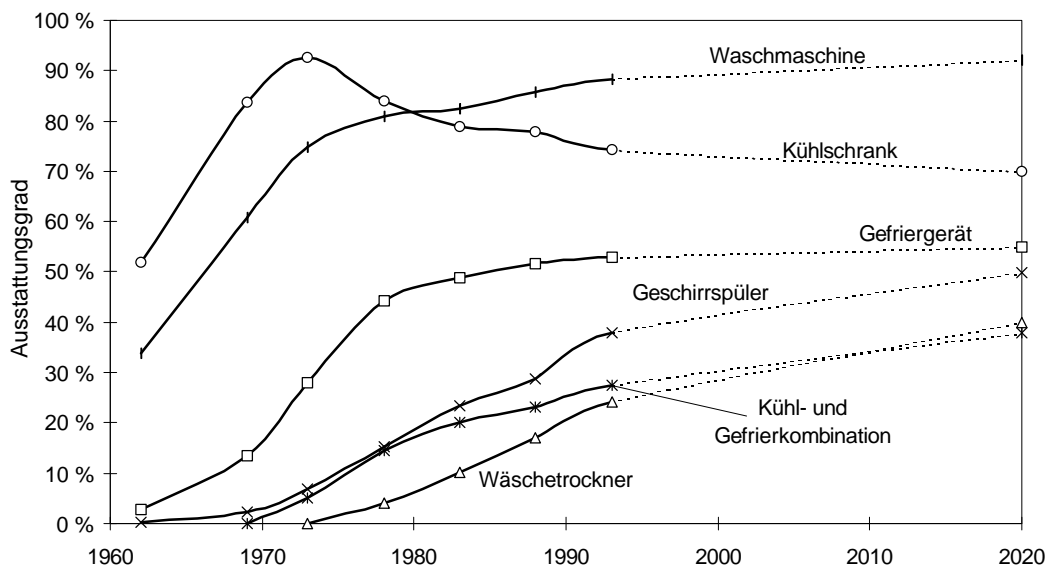


Bild 5.8 Veränderung der Ausstattungsgrade der Haushalte in der Vergangenheit und Trendannahmen bis 2020 (Daten für die alten Bundesländer bis 1993: [StBA])

Wird eine gemäßigte Fortsetzung des Trends bei den Ausstattungsgraden unterstellt (siehe Bild 5.8), ergibt sich eine deutlich geringere Geräteausstattung als beim Szenario von Prognos. Beide Annahmen sind in Tabelle 5.7 gegenübergestellt, wobei Kühl- und Gefrierkombinationen anteilig auf Kühl- und Gefriergeräte aufgeteilt wurden. Für die Entwicklung

des spezifischen Energiebedarfs wurden Werte einer Studie des Öko-Instituts e.V. [Öko96] und der Enquete-Kommission des deutschen Bundestages zum Schutz der Erdatmosphäre [Enq95] herangezogen. Es wurde unterstellt, dass die maximal erreichbaren Reduktionen $\Delta_{E,max}$ nicht in vollem Umfang erzielt werden können und die tatsächlichen Reduktionen Δ_E etwa 5 % unter den maximal erreichbaren Werten bleiben. Bei elektrischen Kochgeräten wurde aufgrund der höheren Lebensdauer angenommen, dass die tatsächlichen Reduktionen um 15 % unter den erreichbaren Reduktionen bleiben.

Tabelle 5.7 Veränderung der Geräteausstattung und des spezifischen Energiebedarfs bei elektrischen Haushaltsgroßgeräten im Vergleich zu den Referenzwerten ([Pro96; Enq95] und eigene Berechnungen)

Veränderungen bis 2020	Geräteausstattung nach Prognos [Pro96] $\Delta_{GS,Pro}$	Geräteausstattung Energiespar- szenario Δ_{GS}	erreichbarer spezifischer Energiebedarf $\Delta_{E,max}$	spezifischer Energiebedarf Energiespar- szenario Δ_E
Kühlgeräte	+23 %	+2 %	-85 % ¹⁾	-80 %
Gefriergeräte	+75 %	+12 %	-88 % ¹⁾	-82 %
Waschmaschinen	+ 7%	+4 %	-60 % ²⁾	-55 %
Wäschetrockner	+138 %	+65 %	-65 % ¹⁾	-60 %
Geschirrspüler	+54 %	+32 %	-58 % ²⁾	-53 %
elektrische Kochgeräte	+10 %	+8 %	-50 % ²⁾	-35 %

¹⁾ Quelle: [Enq95] ²⁾ Quelle: [Öko96]

Im **Wärmebereich** beträgt das technische Einsparpotential durch verbesserte Wärmedämmung über 70 % [Öko96]. Es wird davon ausgegangen, dass Einsparungen von 60 % bis 2020 umgesetzt werden. Dies würde eine Reduzierung des jährlichen flächenbezogenen Heizenergiebedarfs von durchschnittlich 180 kWh/m² auf 70 kWh/m² bedeuten. Der spezifische Energiebedarf für Direktheizungen und Nachtspeicherheizungen wird nahezu konstant bleiben ($k_E = 1$). Die beheizte Wohnfläche nimmt jedoch aufgrund der steigenden Zahl der Haushalte und der Wohnungsfläche um etwa 20 % zu. Weiterhin gibt es Steigerungen von etwa 10 % durch eine Zunahme der Zweit- und Drittwohnungen, sodass die Reduzierung des gesamten Heizenergiebedarfs lediglich 48 % beträgt. Vom verbleibenden Wärmebedarf sollen 10 % durch solare Heizungsunterstützung über transparente Wärmedämmung und saisonale Wärmespeicherung substituiert werden. Im Gegensatz zum Trend-szenario wird beim Energiesparszenario von einer starken Reduzierung des elektrischen Heizenergiebedarfs sowie einem umfangreichen Neubau von Wärmepumpen, solarthermischen Kollektoren ausgegangen. Aufgrund der stark verbesserten Wärmedämmung werden dadurch neue elektrische Belüftungsanlagen notwendig.

80 % des verbleibenden Bedarfs von **Direktheizungen** soll durch andere, nichtelektrische Wärmeerzeugungssysteme ersetzt werden, sodass unter Einbeziehung der Einsparpotentiale und des Anstiegens der Wohnungsgrößen eine Reduktion des Bedarfs an elektrischer

Energie um 91 % erfolgen kann. Die gleichen Annahmen werden für **elektrische Speicherheizungen** getroffen, sodass sich auch hier Reduktionen um 91 % ergeben.

Bei elektrischen **Wärmepumpen** wird hingegen eine große Zunahme der Stückzahl unterstellt. Das technische Potential für Wärmepumpen beträgt nach [Kal95] in Deutschland 960 PJ/a. In Deutschland waren 1997 knapp 49.080 Wärmepumpenanlagen im Einsatz [VDEW98]. Geht man von einem elektrischen Energieverbrauch von rund 10.000 kWh je Wärmepumpe aus, ergibt sich ein jährlicher Gesamtbedarf an elektrischer Energie von 0,5 TWh. Derzeit werden jährlich über 3.000 Anlagen neu errichtet. Wird eine Zunahme der neu errichteten Anlagen um 20 % pro Jahr unterstellt, lassen sich bis zum Jahr 2020 rund eine Million Wärmepumpenanlagen mit einem elektrischen Energiebedarf von 10 TWh errichten. Es wird unterstellt, dass nur Anlagen mit einer Leistungszahl größer als 3 errichtet werden, sodass mehr als 110 PJ Wärme erzeugt werden können.

In [Öko96] wird von einer möglichen Reduzierung der **Hilfsenergie für Heizungen** auf 1,9 TWh/a ausgegangen. Dieser Wert wird für das Energiesparszenario übernommen. Eine Reduzierung des Hilfsenergiebedarfs um über 70 % erscheint durchaus realistisch, zumal von [Bra98] eine Reduktion des Pumpenergiebedarfs um 89 % für möglich gehalten wird.

Bei einer starken Reduzierung des Heizenergiebedarfs wird durch eine sehr gute Isolierung und die damit verbundene hohe Luftdichtigkeit der Gebäude eine **Zwangsbelüftung** erforderlich, für die elektrische Energie aufgewandt werden muss. In [Rei96] wurde bei 60 untersuchten Anlagen eine mittlere Lüftungsenergiekennzahl von 11,7 ermittelt. Dies bedeutet, dass je 11,7 kWh eingesparter Heizenergie 1 kWh elektrischer Energie für Ventilatoren benötigt wird. Die beste Anlage erreichte eine Lüftungsenergiekennzahl von 30,1. Für das Energiesparszenario wird davon ausgegangen, dass nur bei der Hälfte der Wohnungen eine künstliche Belüftung notwendig wird. Durch optimierte Anlagen soll die mittlere Lüftungsenergiekennzahl auf 30 oder mehr gesteigert werden. Somit kann insgesamt von einem zusätzlichen jährlichen elektrischen Energiebedarf für Wohnungsbelüftung von 4 TWh ausgegangen werden.

Bei der elektrischen **Warmwasserbereitung** wird davon ausgegangen, dass 40 % der strombasierten Systeme substituiert werden (vgl. [Öko96]). Die Standbyverluste im Umfang von 2,4 TWh/a (vgl. [UBA97a]) sollen auf 1 TWh/a reduziert werden. Nach Berücksichtigung der Zunahme der Haushalte um 7 % ergibt sich eine Reduktion des jährlichen elektrischen Energiebedarfs auf 9,5 TWh.

In Kapitel 3 wurde für **solarthermische Kollektoren** von einer installierbaren Fläche auf Dächern von Wohn- und Nichtwohngebäuden im Umfang von 440 Mio. m² ausgegangen. 1997 wurden in Deutschland über 400.000 m² Kollektorfläche installiert. Bei einer jährlichen Steigerung der installierten Fläche um gut 20 % ließen sich bis zum Jahr 2020 etwa 140 Mio. m² errichten. Unter Berücksichtigung des Ersatzes von ausgedienten Anlagen

sollen bis zum Jahr 2020 insgesamt 100 Mio. m² Kollektorfläche installiert sein. Bei heutigen Anlagen für Einfamilienhäuser kann von einem jährlichen elektrischen Hilfsenergiebedarf für einen Quadratmeter Kollektorfläche von 10 kWh bis 20 kWh ausgegangen werden. Durch optimierte Pumpen (vgl. [Sch98]) kann der Hilfsenergiebedarf unter 10 kWh gesenkt werden, sodass sich von einem maximalen jährlichen Bedarf an elektrischer Energie für solarthermische Kollektoranlagen beim Energiesparszenario von 1 TWh ausgehen lässt. Zur Vereinfachung sollen sämtliche solarthermische Anlagen den Haushalten zugerechnet werden, da eine Abschätzung, welcher Anteil an privaten und gewerblichen Anlagen errichtet wird, nur schwer zu treffen ist und der zusätzliche elektrische Energiebedarf in verhältnismäßig geringem Umfang anfällt.

Bei der **Beleuchtung** sind ebenfalls große Energiesparpotentiale vorhanden. Durch eine Reduzierung der Baugröße von Kompaktleuchtstoffröhren lassen sich nahezu alle Glühlampen ersetzen. Insgesamt ist mit spezifischen Einsparungen bis zu 74 % zu rechnen [Enq95]. Eine weitere Reduktion von 1 % soll infolge einer verbesserten Tageslichtausnutzung bei Neubauten und Gebäudesanierungen erreicht werden. Insgesamt ergibt sich eine Reduktion des spezifischen Verbrauchs Δ_E um 75 % bei gleichzeitiger Steigerung der Ausstattung Δ_{GS} um 13 %.

Bei **Fernsehgeräten** soll aufgrund der Zunahme von Zweit- und Drittgeräten eine Erhöhung der Geräteausstattung um 50 % angenommen werden. Durch Einsatz neuer Techniken wie z.B. TFT-LCD-Displays kann dabei die spezifische Leistungsaufnahme um etwa 50 % reduziert werden ($\Delta_{GS} = +0,5$ und $\Delta_E = -0,5$).

Bei **Videorecordern** soll der Ausstattungsgrad um 80 % ($\Delta_{GS} = +0,8$) und bei HiFi-Anlagen um 50 % ($\Delta_{GS} = +0,5$) steigen, während der spezifische Verbrauch um 30 % sinkt ($\Delta_E = -0,3$). Für Fernseh-, Video- und HiFi-Geräte ist eine Reduktion des Standby-Energieverbrauchs um 90 % zu erreichen ($\Delta_E = -0,9$).

Bei **Personalcomputern** und **Telekommunikationsanlagen** wird eine Steigerung der Geräteausstattung Δ_{GS} um 300 % erwartet. Laptops haben bewiesen, dass sich der Energiebedarf im Vergleich zu herkömmlichen Personalcomputern erheblich reduzieren lässt. Bei Telekommunikationsanwendungen überwiegen die Standbyverluste. In beiden Bereichen soll die Reduktion des spezifischen Energiebedarfs 70 % betragen ($\Delta_E = -0,7$).

Sämtliche zuvor erläuterten Veränderungen im Vergleich zu den heutigen Referenzwerten sind zusammenfassend in Tabelle 5.8 dargestellt.

Tabelle 5.8 Referenzwerte und Energiesparscenario des Verbrauchs der Haushalte

Werte in TWh pro Jahr	Referenzwerte 1996	Energiespar- scenario 2020	Veränderung
Kühlgeräte	11,6	2,6	-78 %
Gefriergeräte	9,6	2,1	-78 %
Waschmaschinen	8,1	4,0	-50 %
Wäschetrockner	2,7	1,9	-29 %
Geschirrspüler	4,0	2,6	-34 %
elektrische Kochgeräte	11,8	8,9	-25 %
Summe Elektrogroßgeräte	47,8	22,1	-54 %
elektrische Warmwasserbereitung	17,0	9,5	-44 %
Hilfsenergie solare Wassererwärmung	k.A.	1,0	---
elektrische Direktheizungen	4,0	0,4	-91 %
elektrische Speicherheizungen	23,6	2,1	-91 %
elektrische Wärmepumpen	0,5	10,0	+2.000 %
Hilfsenergiebedarf für Heizungen	7,3	1,9	-74 %
Hilfsenergie Wohnungsbelüftung	k.A.	4,0	---
Summe Wärme	52,4	28,9	-45 %
Beleuchtung	9,5	2,9	-70 %
TV- u. Satellitenanlagen (Betrieb / Standby)	4,2 / 3,3	3,4 / 0,5	-20 % / -84 %
Videorecorder (Betrieb / Standby)	0,2 / 2,5	0,3 / 0,5	+35 % / -81 %
HiFi- und Radioanlagen (Betrieb / Standby)	0,6 / 2,3	0,7 / 0,4	+12 % / -84 %
Telekommunikation	1,2	1,2	±0 %
Personalcomputer	1,1	1,1	±0 %
sonstige Verbraucher	9,1	4,4	-52 %
Summe alle Anwendungen	134,2	66,4	-51 %

5.2.3.2 Kleinverbrauch

Eine Aufteilung des Strombedarfs des Kleinverbrauchs von 1992 nach Anwendungen ist in Bild 5.5 auf S. 100 dargestellt. In [Öko96] wurden die relativen Einsparpotentiale für die einzelnen Anwendungen für die alten und neuen Bundesländer bis 2020 ermittelt, die auf Untersuchungen vom Öko-Institut Freiburg und dem Wuppertal Institut zurückgreifen. Die getroffenen Annahmen und die für Gesamtdeutschland resultierenden relativen Einsparpotentiale sind in Tabelle 5.9 wiedergegeben. Diese Potentiale beziehen sich auf die von Prognos für 2020 ermittelten Verbräuche. Dass die Einsparpotentiale in dieser Größenordnung durchaus realistisch sind, zeigt die Untersuchung des [UBA97a], nach der allein die Leerlaufenergieverluste im Bürobereich 6,5 TWh betragen.

Für den Bereich der elektrischen Raumwärme sollen die gleichen Annahmen wie bei den Haushalten getroffen werden, was eine Reduzierung des Strombedarfs für die Raumwärme um 91 % bedeutet. Bei der elektrischen Warmwassererwärmung sollen 40 % des nach Ausschöpfung der Einsparpotentiale aus Tabelle 5.9 verbleibenden Bedarfs auf andere Energieträger wie solarthermische Wassererwärmung verlagert werden.

Hiermit berechnet sich der Nettostromverbrauch des Kleinverbrauchs für das Jahr 2020 zu 89,6 TWh. Dies bedeutet eine Reduzierung um 15,9 % gegenüber dem Verbrauch von

1996. Im Vergleich zu den Haushalten fällt die Reduzierung deutlich niedriger aus. Die Effizienzverbesserungen werden hier durch die zu erwartenden Zuwächse weitgehend kompensiert. Ohne die beim Energiesparszenario unterstellten starken Effizienzverbesserungen würde der Stromverbrauch des Kleinverbrauchs deshalb auch stark ansteigen, wie das Trendszenario belegt.

Tabelle 5.9 Stromeinsparpotentiale im Bereich Kleinverbrauch für verschiedene Anwendungen (nach [Öko96])

	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
Warmwasser	17 %	15 %	17,0 %
Kühlen	48 %	43 %	47,6 %
Licht	33 %	30 %	32,7 %
Lüftung /Ventilation	41 %	37 %	40,8 %
Bürogeräte	60 %	54 %	59,2 %
Küchen, Kantinen	37 %	33 %	36,5 %
Kraft	32 %	29 %	31,4 %
Prozesswärme	18 %	16 %	17,7 %
Sonstige	19 %	17 %	18,5 %

5.2.3.3 Industrie

In [Öko96] wurden ebenfalls Stromeinsparpotentiale für verschiedene Anwendungen in der Industrie in bezug auf die Prognos-Studie [Pro96] ermittelt. Diese Ergebnisse sind in Tabelle 5.10 wiedergeben.

Tabelle 5.10 Stromeinsparpotentiale der Industrie für verschiedene Anwendungen [Öko96]

	Stromsparpotential	in [Pro96] umgesetzt	verbleibendes Potential	Mehrkosten (in Pf/kWh)
Raumwärme	- 40 %	- 10 %	- 30 %	4,1
Warmwasser	- 17 %	- 2 %	- 15 %	9,0
Prozesswärme	- 17 %	- 2 %	- 15 %	7,4
Kraft	- 30 %	- 5 %	- 25 %	4,4
Licht	- 32 %	- 5 %	- 27 %	4,5
Kühlen	- 35 %	- 5 %	- 30 %	3,6
Lüftung / Ventilation	- 30 %	- 5 %	- 25 %	4,5
Bürogeräte	- 61 %	- 10 %	- 51 %	0,0
Druckluft	- 30 %	- 5 %	- 25 %	7,4
Sonstige	- 18 %	- 5 %	- 13 %	4,4
Alle Anwendungen	- 30 %	- 5 %	- 25 %	5,0

Insgesamt ergibt sich demnach ein Einsparpotential von 25 % von dem von Prognos ermittelten Stromverbrauch der Industrie im Jahr 2020. Bezieht man diese Einsparungen auf die Werte des zuvor ermittelten Trendszenarios, ergibt sich für die Industrie beim Energiesparszenario für 2020 ein Stromverbrauch von 218,9 TWh. Dieser liegt in etwa in der

gleichen Größenordnung wie der Verbrauch von 1996, wobei sich die industrielle Netto-
produktion fast verdoppelt.

Durch einen Umbau der Industriegesellschaft mit einer starken Ausweitung von Material-
und Produktrecycling, Produktion langlebigerer Güter sowie einem verantwortungsbe-
wussterem Konsumverhalten, ließen sich bei ähnlichem Lebensstandard deutlich größere
Einsparungen realisieren (vgl. hierzu auch [BUN96; UBA97b; Wei96]). Auf Betracht-
ungen, denen starke Verhaltensänderungen zugrunde liegen, wurde hier jedoch verzichtet,
da gezeigt werden soll, dass auch ohne diese Veränderungen eine klimaverträgliche
Deckung des Elektrizitätsbedarfs erreicht werden kann.

5.2.3.4 Verkehr

Im Gegensatz zum Trendszenario wird beim Energiesparszenario ein geringer Struktur-
und Bewusstseinswandel unterstellt, denn durch technische Effizienzverbesserungen allein
lassen sich die definierten Ziele bei der Reduzierung der CO₂-Emissionen nicht erreichen
[UBA97b]. Reduktionen der CO₂-Emissionen um 80 % bis 2050 erscheinen heute ange-
sichts der tendenziellen Entwicklungen im Verkehrssektor nahezu unmöglich.

Strukturelle Veränderungen im Verkehrssektor werden nur sehr langsam greifen, da hier
die subjektiven Empfindungen besonders starken Einfluss haben und Argumente, die
Umweltschutz, Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit betreffen, nur eine untergeordnete
Rolle spielen. Alternativen zu heutigen Entwicklungen im Verkehrssektor wären ein
starker Ausbau des öffentlichen sowie des Schienengüterverkehrs, eine stärkere Nutzung
von Car-Sharing-Angeboten sowie die Entwicklung von extrem sparsamen Hyperautos
(vgl. [Wei96]). Vor allem eine größere Flexibilität im öffentlichen Personenverkehr könnte
dessen Attraktivität deutlich steigern. Denkbar ist der Einsatz von kleinen energieeffizien-
ten Fahrzeugen, deren Fahrtrouten nicht mehr durch feste Strecken und Taktzeiten be-
stimmt werden, sondern bedarfsorientiert den Kundenwünschen angepasst sind. Fahrt-
wünsche könnten computergesteuert so koordiniert werden, dass eine optimale Auslastung
der Fahrzeuge bei gleichzeitiger individueller Wahl von Fahrtzeit und Fahrtroute möglich
wird. Energieeffiziente Individualfahrzeuge können aus ökologischer Sicht nur bedingt
eine Alternative sein, da heute bereits 40 % des Lebenszyklus-Energieverbrauchs eines
Pkw auf die Kraftstoffbereitstellung, Infrastruktur, Fahrzeugherstellung und Instandhaltung
entfallen [Ebe98]. Bei öffentlichen Verkehrsmitteln fällt auch dieser Anteil aufgrund der
längeren Nutzungsdauer und des geringeren Flächenbedarfs deutlich niedriger aus.

Ein Einsatz von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen stellt aus heutiger Sicht keine
Alternative dar. Trotz intensiver Forschungen ist bei Batterien keine Technologie in Sicht,
mit der sich ähnliche Energiedichten wie bei herkömmlichen Kraftstoffen erreichen lassen.
So beträgt die Energiedichte von effizienten Lithium-Polymer-Batterien mit 150 Wh/kg

[Spo98] weniger als 2 % der von Benzin. Führende Kraftfahrzeughersteller setzen deshalb auf Fahrzeuge mit Brennstoffzellen, die mit Wasserstoff oder Methanol betrieben werden und im Jahr 2005 auf den Markt kommen sollen [Uhl98]. Als Brennstoffe eignen sich sowohl Erdgas als auch Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen (vgl. Kapitel 6.2.2.2). Ein weltweiter Markt für Brennstoffzellen-Brennstoffe ähnlich dem heutigen Markt für fossile Brennstoffe ist zu erwarten. Die Erzeugung in Deutschland wird dabei wahrscheinlich nur eine untergeordnete Rolle spielen. Für die Erzeugung von Brennstoffen in Deutschland könnten jedoch auch Überschüsse aus einer regenerativen Elektrizitätserzeugung verwendet werden, für die dann eine Speicherung in anderer Form entfallen würde.

Aufgrund nur sehr langfristig erreichbarer struktureller Änderungen im Verkehrssektor wurde auch hier wieder weitgehend auf die Untersuchungen des Öko-Instituts [Öko96] zurückgegriffen, die nur moderate Veränderungen gegenüber dem Trendszenario unterstellen. Da hier jedoch zahlreiche Annahmen fehlen, wie der Anteil von Rohrfernleitungen beim Güterverkehr oder der Anteil des sonstigen elektrischen Energieverbrauchs, mussten die Ergebnisse des Öko-Instituts entsprechend angepasst werden.

Tabelle 5.11 Entwicklung der Personenverkehrsleistung und der Güterverkehrsleistung im Energiesparszenario (Daten: [UBAb; Öko96], eigene Abschätzungen)

	1995	2020
Personenverkehr	939 Mrd. Personen-km	1071 Mrd. Personen-km
davon Schienenverkehr	74 Mrd. Personen-km	107 Mrd. Personen-km
Güterverkehr	379 Mrd. tkm	761 Mrd. tkm
davon Schienengüterverkehr	69 Mrd. tkm	180 Mrd. tkm

Tabelle 5.12 Entwicklung des Endenergieverbrauchs und des Nettostromverbrauchs des Verkehrssektors beim Energiesparszenario (Daten: [VIK; Öko96], eigene Abschätzungen)

	1996	2020
Gesamtaufkommen	760 TWh	580,8 TWh
davon Straßenverkehr	650 TWh	456,6 TWh
davon Strom	0,1 TWh	3,0 TWh
davon Schienenverkehr	24 TWh	31,1 TWh
davon Strom	16,5 TWh	25,9 TWh
Summe Strom	16,6 TWh	28,9 TWh

Beim übrigen Verbrauch der Eisenbahnen (z.B. Bahnofsbeleuchtung) wurde eine Reduktion des Bedarfs an elektrischer Energie um 30 % auf 4 TWh unterstellt. Der Bedarf an Traktionsenergie von 21,9 TWh wurde von [Öko96] übernommen. Insgesamt ergibt sich beim Energiesparszenario im Vergleich zum Trendszenario ein um 28 % reduzierter End-

energiebedarf bei nur leicht reduzierter Transportleistung (siehe Tabelle 5.11 und Tabelle 5.12, bzw. Tabelle 5.4 und Tabelle 5.5).

Der jährliche Bedarf an elektrischer Energie steigt beim Energiesparszenario im Vergleich zu den Referenzwerten von 1996 um 74 % auf 28,9 TWh. Dieser Bedarf liegt um 1,6 TWh über dem des zuvor ermittelten Trendszenarios.

5.2.3.5 Zusammenfassung

Wie bereits beim Trendszenario werden abschließend auch für das Energiesparszenario die Ergebnisse für die Entwicklung des Nettostromverbrauchs der Haushalte, des Kleinverbrauchs, der Industrie und des Verkehrs in Tabelle 5.13 zusammengefasst. Die Übertragungsverluste im Jahr 2020 wurden auch hierbei mit 3,5 % des Nettostromverbrauchs abgeschätzt.

Tabelle 5.13 Zusammenfassung der Entwicklung des Strombedarfs verschiedener Sektoren für das Trendszenario ausgehend von Referenzwerten aus dem Jahr 1996 [VIK]

	Referenzwerte 1996	Energiesparszenario 2020	Veränderung
Haushalte	134,2 TWh	66,4 TWh	-50,5 %
Kleinverbrauch ¹⁾	106,5 TWh	89,6 TWh	-15,9 %
Industrie	222,4 TWh	218,9 TWh	-1,6 %
Verkehr	16,6 TWh	28,9 TWh	+74,1 %
Nettostromverbrauch	479,7 TWh	403,8 TWh	-15,8 %
Übertragungsverluste	20,4 TWh	14,1 TWh	-30,9 %
Stromverbrauch insgesamt	500,1 TWh	417,9 TWh	-16,4 %

¹⁾ öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe

5.2.4 Gegenüberstellung von Trend- und Energiesparszenario

Im Vergleich zum Trendszenario fällt der Stromverbrauch in Deutschland beim Energiesparszenario um rund 200 TWh niedriger aus, obwohl ähnliche Annahmen für die Steigerung der Industrieproduktion und der Geräteausstattung getroffen wurden.

Für das Jahr 2050 können keine verlässlichen Aussagen über mögliche Entwicklungen des Strombedarfs gemacht werden. Deshalb erfolgt an dieser Stelle lediglich eine Fortschreibung der beim Trendszenario und beim Energiesparszenario ermittelten jährlichen Änderungen.

Beim Trendszenario beträgt bis zum Jahr 2020 die durchschnittliche jährliche Steigerung des Nettostromverbrauchs 4,9 TWh, beim Energiesparszenario der jährliche Rückgang 3,2 TWh. Bei der Prognos-Studie wird jedoch von einem Rückgang der jährlichen Steigerung auf 3,8 TWh für den Zeitraum von 2010 bis 2020 ausgegangen. Geht man beim Trendszenario von einer weiteren leicht reduzierten jährlichen Steigerung um 3,5 TWh bis

2050 und beim Energiesparszenario von einem jährlichen Rückgang um 2,5 TWh aus, ergibt sich für 2050 ein Nettostromverbrauch von 701,5 TWh beziehungsweise 328,8 TWh (siehe Tabelle 5.14). Für das Trendszenario liegt der Wert geringfügig über den Abschätzungen aus Abschnitt 5.2.2.1 Bei den Übertragungsverlusten wird für das Jahr 2050 ein Rückgang auf 2,5 % des Nettostromverbrauchs unterstellt.

Tabelle 5.14 Fortschreibung der Entwicklungen des Trendszenarios und des Energiesparszenarios bis zum Jahr 2050

	Trendszenario		Energiesparszenario	
1996 Nettostromverbrauch	479,7 TWh	100,0 %	479,7 TWh	100,0 %
1996 Stromverbrauch insg. ¹⁾	500,1 TWh	100,0 %	500,1 TWh	100,0 %
2020 Nettostromverbrauch	596,7 TWh	124,4 %	403,8 TWh	84,2 %
2020 Stromverbrauch insg. ¹⁾	617,6 TWh	123,5 %	417,9 TWh	83,6 %
2050 Nettostromverbrauch	701,5 TWh	146,2 %	328,8 TWh	68,5 %
2050 Stromverbrauch insg. ¹⁾	719,0 TWh	143,8 %	337,0 TWh	67,4 %

¹⁾ Nettostromverbrauch und Übertragungsverluste

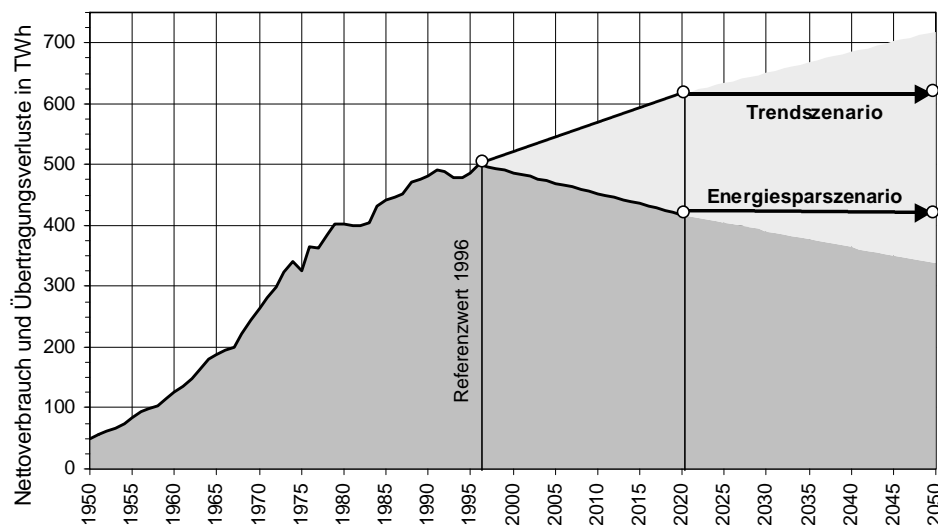


Bild 5.9 Entwicklung des um die Übertragungsverluste erweiterten Nettoverbrauchs in Deutschland zwischen 1950 und 1996, Verbrauch beim Trend- und Energiesparszenario im Jahr 2020 sowie Fortschreibung der Entwicklungen bis zum Jahr 2050

Bild 5.9 veranschaulicht noch einmal die Entwicklung des Stromverbrauchs seit 1950 und die Annahmen beim Trend- und Energiesparszenario für das Jahr 2020 sowie die Fortschreibung bis zum Jahr 2050. Es ist auch zu erkennen, dass sich die Höhe des Verbrauchs des Trend- und des Energiesparszenarios im Jahr 2020 innerhalb Spanne für das Jahr 2050 bewegt. Da für das Jahr 2050, wie zuvor erläutert wurde, keine aussagekräftigen Szenarien aufgestellt werden konnten, werden später das Trendszenario und das Energiesparszenario des Jahres 2020 auch für die Untersuchungen im Jahr 2050 herangezogen.

5.3 Entwicklung der Verbraucherlastgänge

5.3.1 Zurückliegende Entwicklung

Der zeitliche Verlauf von Verbraucherlastgängen ist im Verlauf der Jahre nicht konstant geblieben. Zum einen stieg die Jahreshöchstlast von 16 GW im Dezember 1960 auf über 70 GW im Dezember 1996. Zum anderen wurde **im Winter** eine deutliche Vergleichmäßigung des Lastganges über den Tag in den letzten Jahrzehnten erreicht, wobei diese Entwicklung durch die deutsch-deutsche Wiedervereinigung wieder geringfügig kompensiert wurde (Bild 5.10).

Die Vergleichmäßigung der Nachfrage ist neben einem geringen Einfluss gesellschaftlicher Veränderungen vor allem auf das Bestreben der Energieversorgungsunternehmen zurückzuführen, die Nachfrage möglichst durch einen großen Grundlastanteil zu decken. Einerseits können hierdurch Kraftwerke besser ausgelastet werden, andererseits erlauben Kernkraftwerke und große Braunkohlekraftwerke keine schnelle Anpassung bei Laständerungen. Die bisher erzielte Vergleichmäßigung wurde vor allem durch niedrige Nachtarife und den Einsatz von Speicherheizungen erreicht. Da bei Speicherheizungen eine Sättigung eingetreten ist, ergaben sich zwischen Dezember 1980 und 1990 nur noch geringfügig bessere Vergleichmäßigungen.

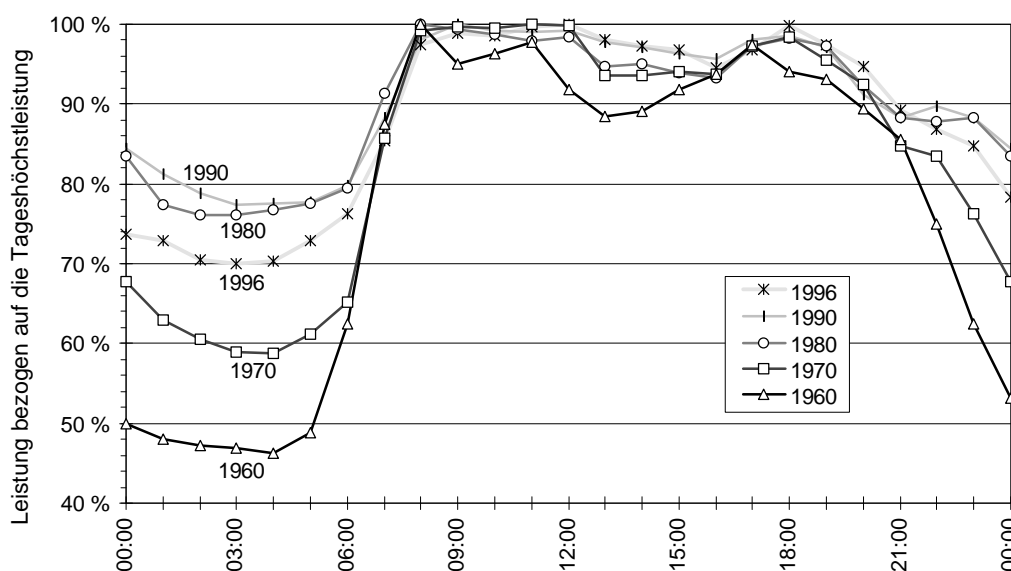


Bild 5.10 Leistungsganglinien der Netzbelastung ohne Pumpstromverbrauch der öffentlichen Versorgung bezogen auf die jeweilige Tageshöchstleistung am 3. Mittwoch im **Dezember** für verschiedene Jahre (Daten: [VDEW], vor 1996 nur alte Bundesländer)

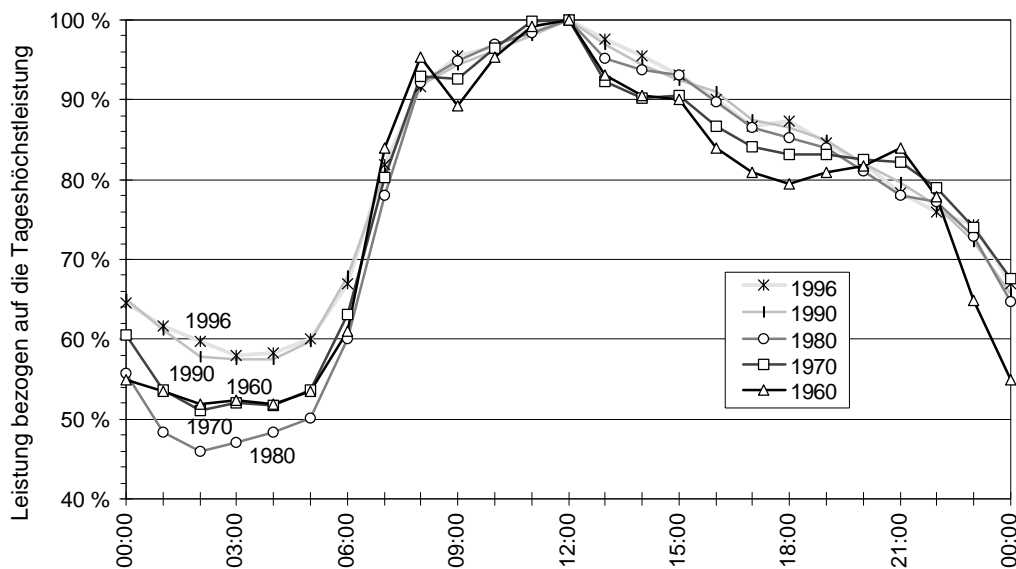


Bild 5.11 Leistungsganglinien der Netzbelastung ohne Pumpstromverbrauch der öffentlichen Versorgung bezogen auf die jeweilige Tageshöchstleistung am 3. Mittwoch im **Juni** für verschiedene Jahre (Daten: [VDEW], vor 1996 nur alte Bundesländer)

Völlig anders ist die Entwicklung **in den Sommermonaten** (Bild 5.11). Während sich in den Nachmittagsstunden der letzten Jahrzehnte tendenziell ein geringfügiges Ansteigen der Nachfrage zeigt, ist beim Absinken der Last in den Nachtstunden keine eindeutige Tendenz zu erkennen. Somit haben in den Sommermonaten bisher die lenkenden Einflüsse der Energieversorgungsunternehmen zu keiner deutlichen Vergleichmäßigung der Nachfrage geführt.

Deshalb müssten weitere Möglichkeiten beim Lastmanagement ausgeschöpft werden. Eine erst kürzlich durchgeführte umfangreiche Studie in Eckernförde hat gezeigt, dass flexible lastabhängige Tarifstrukturen zu einer weiteren Vergleichmäßigung der Last führen können [Ene97]. In einem Modellversuch ließ sich die Lastspitze um bis zu 6 % reduzieren und etwa 4 % der Last ins Wochenende verlagern. Bei einer früheren Untersuchung in Berlin für das Versorgungsgebiet der BEWAG wurden Verlagerungen in ähnlicher Größenordnung ermittelt [Han93]. Diese Potentiale können prinzipiell auch genutzt werden, um eine bessere Anpassung der Last an das Angebot regenerativer Energieträger zu erreichen.

Die Veränderungen der Laststruktur mit dem Ziel der Vergleichmäßigung sind jedoch nur bei einem Kraftwerkspark mit einem hohen Grundlastanteil aus Kernenergie und Kohlekraftwerken sinnvoll. Bei einem zunehmenden Anteil von Photovoltaik, Windkraft und Biomasse ist durchaus eine Rückkehr zu einem natürlichen Tagesverlauf anzustreben, da sich eine höhere Nachfrage in der Tagesmitte besser mit dem Angebot regenerativer Energieträger in Einklang bringen lässt als eine künstlich in die Nacht verschobene Nachfrage. Dafür wäre ein weitgehender Rückbau von Nachtspeicherheizungen sinnvoll, der auch bereits in den zuvor durchgeführten Untersuchungen über die Entwicklung des Elektrizitäts-

bedarfs unterstellt wurde. Im anderen Fall würde man - technisch wenig sinnvoll – Nacht-speicherheizungen mit Energie aus Photovoltaikanlagen betreiben. Studien wie [Edw96], die diese veränderte Ausgangslage nicht berücksichtigen, kommen dann zwangsläufig zu dem Schluss, dass bei der heutigen Nachfragestruktur die Einsatzmöglichkeiten der Photovoltaik und Windkraft sehr begrenzt sind.

5.3.2 Analyse heutiger Lastgänge

Um den Einfluss des veränderten Elektrizitätsbedarfs auf die Verbraucherlastgänge untersuchen zu können, müssen zuerst die heutigen Lastgänge genauer analysiert werden. Dies erweist sich jedoch als sehr schwierig, da nur ein sehr begrenztes Zahlenmaterial verfügbar ist. Prinzipiell werden zwar Lastgänge von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgezeichnet, doch werden diese im Zuge der Öffnung der Elektrizitätsmärkte von den Unternehmen weitgehend als Betriebsgeheimnisse behandelt, um einen Informationsvorsprung vor der Konkurrenz zu wahren. Somit muss zum Teil auf ältere Daten zurückgegriffen und fehlende Daten müssen durch Abschätzungen ergänzt werden. Da sich der tendenzielle Verlauf der Lastgänge seit 1980 nur wenig verändert hat (vgl. Bild 5.10 und Bild 5.11), kann diese Vorgehensweise als ausreichend abgesichert angesehen werden.

Für den Bereich der **Hauhalte** wurde von [Pri97] eine Vorgehensweise zur Berechnung charakteristischer Lastgänge beschrieben, die zum größten Teil auf Studien der Bewag und des VDEW aufbauen [Düw86; VDEW85]. Diese Studien basieren auf Messwerten zu Beginn der 80er Jahre. Von [Pri97] werden jedoch nur Lastgänge für einen typischen Werktag, Samstag und Sonntag sowohl im Winter- als auch Sommerhalbjahr angegeben. Für den Jahresverlauf der Lastgänge in stündlicher Auflösung wurde zwischen den Angaben für das Winter- und Sommerhalbjahr interpoliert. Der Bedarf der Direktheizung und der Hilfsenergie für Heizungen wurde mit den jeweiligen Gradtagzahlen gewichtet (vgl. 4.5). Die Speicherheizungen der Haushalte werden später gesondert betrachtet und sind somit in den ermittelten Haushaltslastgängen vorerst nicht enthalten.

Neben der Ermittlung des Lastgangs der Haushalte erlauben die Untersuchungen von [Pri97] auch eine Aufschlüsselung der Lastgänge nach einzelnen Verbrauchern. Somit existiert für die Haushalte zur Bestimmung künftiger Lastgänge und Verlagerungsmöglichkeiten eine ausreichende Datenbasis. Bild 5.12 zeigt die mit den Verbrauchswerten des Referenzjahres 1996 (vgl. Tabelle 5.3, S. 98) berechneten Lastgänge der Haushalte für einen Werktag und ein Wochenende Anfang Januar. Bild 5.13 zeigt die Verbraucherlastgänge für drei Tage Anfang Juli.

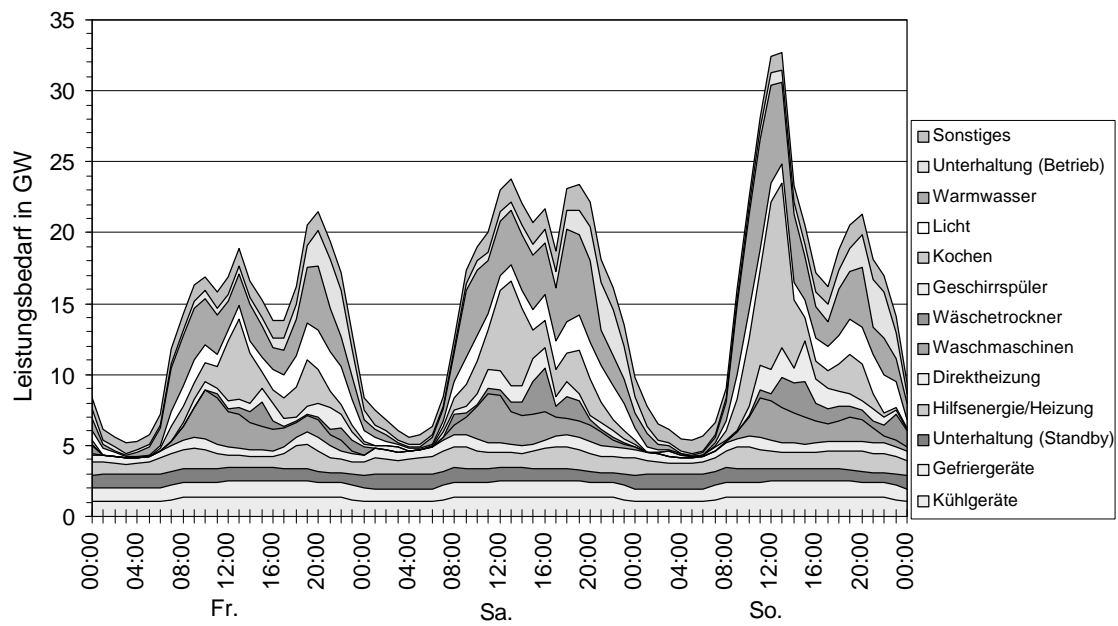


Bild 5.12 Berechnete Lastgänge der Haushalte für drei Tage Anfang **Januar** mit Verbrauchswerten für das Referenzjahr 1996 ohne Speicherheizungen

Von [Pri97] sind ebenfalls standardisierte Lastgänge für **Speicherheizungen in den Haushalten** für eine charakteristische Woche im Sommerhalbjahr und im Winterhalbjahr angegeben. Auch hier wurde der Jahresverlauf wieder interpoliert.

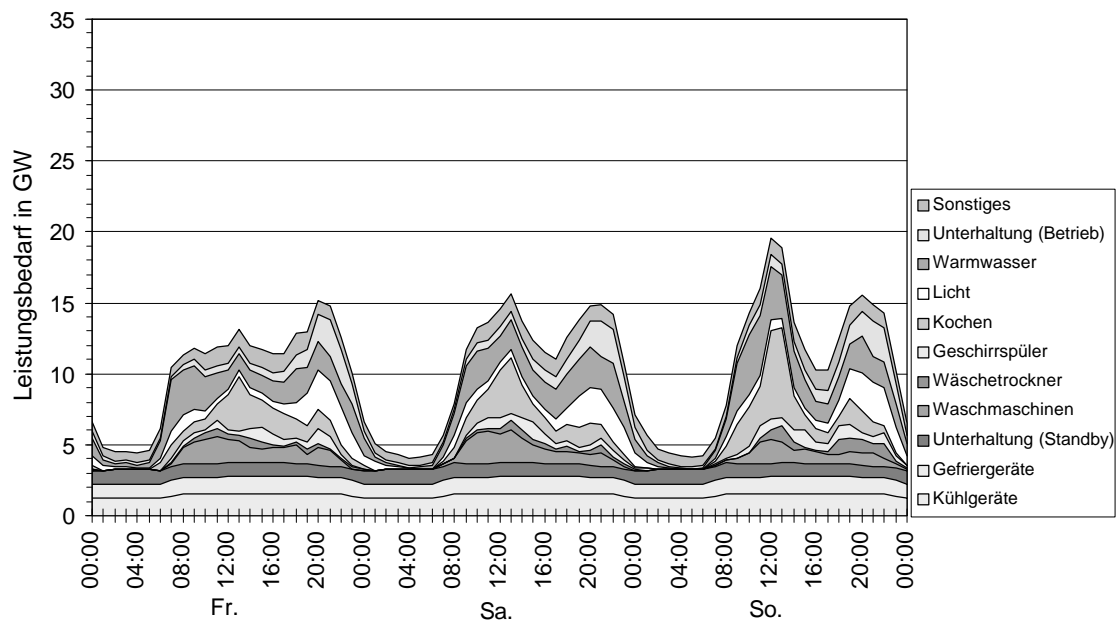


Bild 5.13 Berechnete Lastgänge der Haushalte für drei Tage Anfang **Juli** mit Verbrauchswerten für das Referenzjahr 1996 ohne Speicherheizungen

Für die Verbraucherguppen **Kleinverbrauch, Industrie und Verkehr** sind Angaben für charakteristische Lastgänge nur sehr begrenzt vorhanden. Vom VDEW wurde lediglich ein

charakteristischer Tageslastgang für kommunale Verkehrsunternehmen an einem Winter-Werktag und für die Gruppe Gewerbe an einem Sommer-Werktag veröffentlicht [VDEW91]. Telefonische Rückfragen ergaben, dass derzeit keine weiteren charakteristischen Lastgänge verfügbar sind. Nur auf Basis der zwei veröffentlichten Lastgänge kann jedoch kein verlässlicher Jahrgang erstellt werden.

Lastgänge einzelner Betriebe sind über verschiedenen Literaturquellen erhältlich (z.B. [LBS89]). Es lässt sich jedoch nur schwer ermitteln, inwieweit diese typisch sind und sich somit auf die gesamte Verbrauchergruppe hochrechnen lassen. Aus diesem Grund wurde auf eine wenig belastbare Differenzierung zwischen Kleinverbrauch, Industrie und Verkehr verzichtet. Bild 5.14 stellt die beiden vom VDEW veröffentlichten Lastgänge und drei ausgewählte Lastgänge von [LBS89] gegenüber. Mit Ausnahme der Brotfabrik zeigen alle Lastgänge einen ähnlichen qualitativen Verlauf.

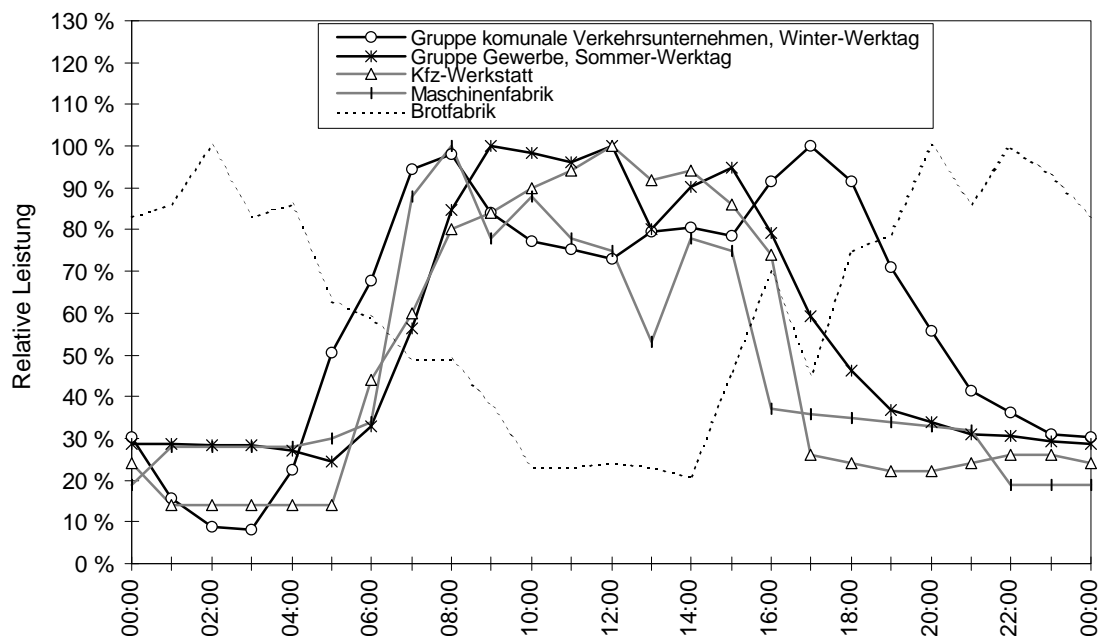


Bild 5.14 Ausgewählte Lastgänge aus den Verbrauchergruppen Kleinverbrauch, Industrie und Gewerbe

Der Anteil von Kleinverbrauch, Industrie und Gewerbe kann ermittelt werden, indem zuerst die Gesamtlastgänge bestimmt und dann die Lastgänge der Haushalte und Speicherheizungen subtrahiert werden.

Für den **Gesamtlastgang** gibt es nur die Veröffentlichung der Leistungsganglinien der Netzbelastung der öffentlichen Versorgung am dritten Mittwoch jeden Monats [VDEW]. Leistungsganglinien der öffentlichen Versorgung von Wochenenden sind nicht veröffentlicht.

Statistische Schwankungen des Lastgangs zwischen einzelnen Tagen zum Beispiel durch Schwankungen der Temperatur und der Beleuchtungsstärke können mangels ausreichenden

Datenmaterials nicht berücksichtigt werden. Diese Schwankungen verändern den Lastgang jedoch nur geringfügig (vgl. [Hei97]). Deutlich größer sind die Einflüsse der Jahreszeiten und von Sonn- und Feiertagen, sodass diese unbedingt zu berücksichtigen sind.

Um einen Anhaltspunkt für die Leistungsganglinien am Sonntag zu erhalten, werden zuerst die Daten herausgegriffen, an denen der 3. Mittwoch auf einen Feiertag fiel. Im Sommer war dies zum Beispiel für Mittwoch, den 17. Juni 1987 der Fall. Ein Vergleich mit der Leistungsganglinie im Juni des folgenden Jahres ergibt jedoch keine verwertbaren Ergebnisse. Die Unterschieden zwischen Wochentagen und Feiertagen werden durch generelle Änderungen des Stromverbrauchs und witterungsbedingte Einflüsse überlagert. Ähnliches gilt für die Leistungsganglinien vom dritten Mittwoch im November 1988 und 1989. Der dritte Mittwoch im Jahr 1988 fiel auf einen Buß- und Betttag, der im besagten Jahr noch ein bundesweiter Feiertag war.

Aus diesem Grund müssen andere Abschätzungen getroffen werden. Hierzu dient eine Veröffentlichung des Lastgangs aus dem Versorgungsgebiet der VEAG über einen Zeitraum von einem Monat [Gol97]. Auf die VEAG entfallen immerhin etwas über 10 % der nutzbar abgegebenen elektrischen Arbeit in Deutschland. Bei den angegebenen Lastgängen sind auch vier Wochenenden enthalten, die alle den gleichen charakteristischen Verlauf aufweisen. Tabelle 5.15 zeigt die Abweichungen vom Lastgang am Mittwoch. Diese Abweichungen wurden mangels anderer aussagekräftiger Daten auf den Gesamtlastgang der öffentlichen Versorgung übertragen.

Auf **Übertragungsverluste** haben unter anderem die übertragene Leistung, die Übertragungsentfernung, die Art der Übertragung, die elektrische Spannung, die Effizienz der Transformatoren und klimatische Bedingungen einen Einfluss. Da sich diese komplexen Zusammenhänge nur schwer modellieren lassen, wurde im Folgenden stark vereinfachend eine lineare Abhängigkeit der Übertragungsverluste vom Nettostromverbrauch unterstellt.

Tabelle 5.15 Abweichungen charakteristischer Tageswerte des Lastganges der VEAG vom Mittwoch über einen Monat (Daten: [Gol97])

	Nachttal (0 bis 6 Uhr)	Mittagsspitze (bis 13 Uhr)	Nachmittagstal (bis 17 Uhr)	Abendspitze (nach 17 Uhr)
Montag	- 13 %	± 0 %	± 0 %	± 0 %
Dienstag bis Freitag	± 0 %	± 0 %	± 0 %	± 0 %
Samstag	- 9 %	- 11 %	- 21 %	- 12 %
Sonn- und Feiertag	- 24 %	- 14 %	- 32 %	- 19 %

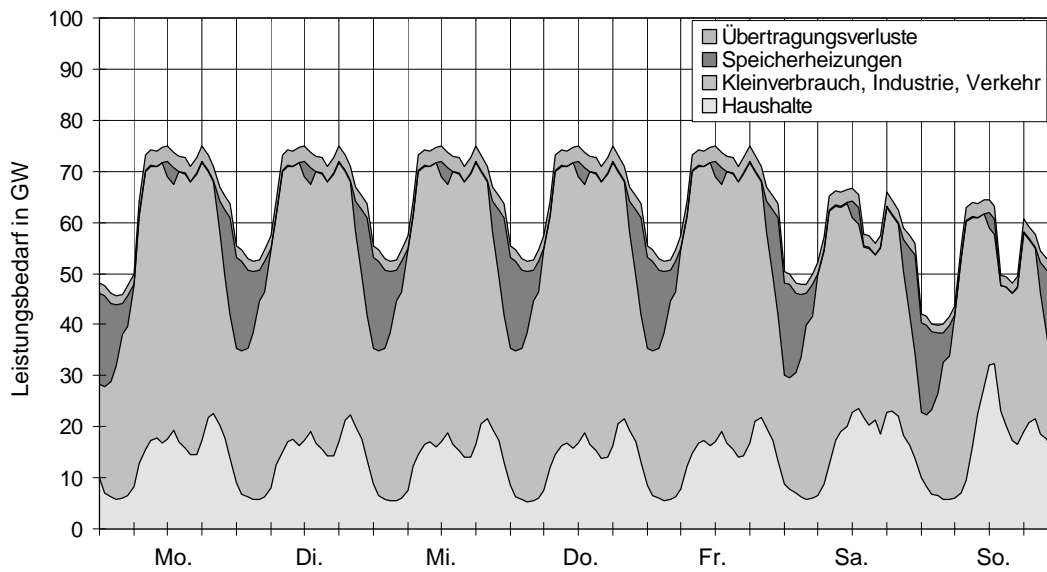


Bild 5.15 Berechnete Lastgänge der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1996 für eine Woche in der zweiten Dezemberhälfte

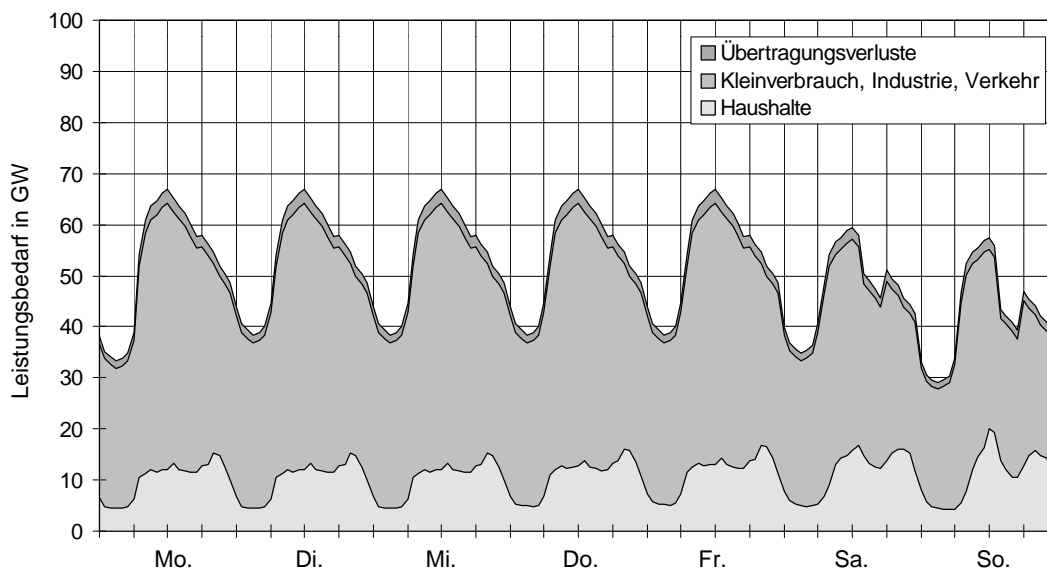


Bild 5.16 Berechnete Lastgänge der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1996 für eine Woche in der zweiten Junihälfte

Mit der hier beschriebenen Vorgehensweise werden nun die Lastgänge der Haushalte, der Speicherheizungen und der Übertragungsverluste berechnet. Die Gesamtlastgänge wurden dabei so angepasst, dass sich in der Jahressumme der bekannte Nettostromverbrauch ergibt. Die Ergebnisse sind in Bild 5.15 und Bild 5.16 dargestellt.

5.3.3 Berechnung künftiger Lastgänge

Auf Basis der ermittelten Lastgänge für das Jahr 1996 und des zuvor bestimmten Nettoverbrauchs der einzelnen Verbrauchergruppen und Verbraucher lassen sich auch die Lastgänge des Trendszenarios und des Energiesparszenarios für das Jahr 2020 berechnen.

Für die Haushalte und die Speicherheizungen ist eine sehr gute Prognose der künftigen Lastgänge möglich. Hierzu werden über die zuvor bestimmten Verbrauchswerte und die charakteristischen Lastgänge von [Pri97] die veränderten Lastgänge der einzelnen Verbraucher bestimmt, die zusammen den Gesamtlastgang der Haushalte ergeben (vgl. auch Bild 5.12 und Bild 5.13 auf S. 118). Für die Gruppen Kleinverbrauch, Industrie und Verkehr werden die Lastgänge des Trendszenarios über den geänderten Verbrauch auf die künftigen Lastgänge hochgerechnet. Die Übertragungsverluste ergeben sich wie zuvor in Abhängigkeit der Gesamtleistung.

5.3.3.1 Trendszenario

Obwohl sich der Nettoverbrauch der **Haushalte** im Trendszenario nicht verändert (vgl. Tabelle 5.3 auf S. 98), steigt der maximale Leistungsbedarf der Haushalte aufgrund der Verschiebungen innerhalb der Verbraucher im Vergleich zu den Referenzwerten von 1996 um 5 %. Mit 0,5 GW fällt die Zunahme der minimalen Nachfrage der Haushalte geringer aus als die der Zunahme der maximalen Nachfrage von 1,6 GW.

Beim Trendszenario nimmt der Nettoverbrauch von **Kleinverbrauch, Industrie und Verkehr** um 34 % zu, der Verbrauch der Speicherheizungen steigt um 12 %. Die Übertragungsverluste wurden mit 3,5 % abgeschätzt.

Der maximale Leistungsbedarf zur Deckung des Nettoverbrauchs und der Übertragungsverluste steigt beim Trendszenario um 23,8 % auf etwa 94 GW. Bei dem Mittwoch der in Bild 5.17 dargestellten **Dezemberwoche** sinkt das Verhältnis von Nachttal zu Tagesspitze im Vergleich zu den Werten aus dem Jahr 1996 (Bild 5.15) nur unwesentlich von 70 % auf 69,3 %.

Auch der qualitative Verlauf der in Bild 5.18 dargestellten **Juniwoche** unterscheidet sich nur wenig von dem der Referenzwerte im Jahr 1996 (Bild 5.16). Dies war jedoch auch aufgrund der geringen Änderungen in der Vergangenheit (vgl. Bild 5.11 auf S. 116) zu erwarten. Der maximale Leistungsbedarf im Juni steigt beim Trendszenario hierbei um 25,7 % auf 84 GW.

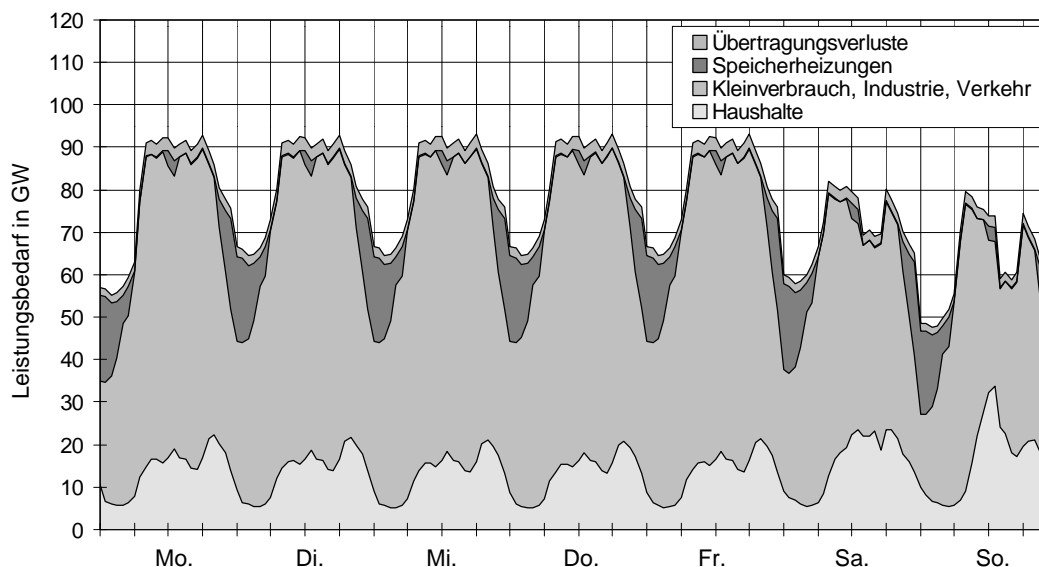


Bild 5.17 Berechnete Lastgänge der Elektrizitätsversorgung in Deutschland beim Trendszenario für eine Woche in der zweiten Dezemberhälfte

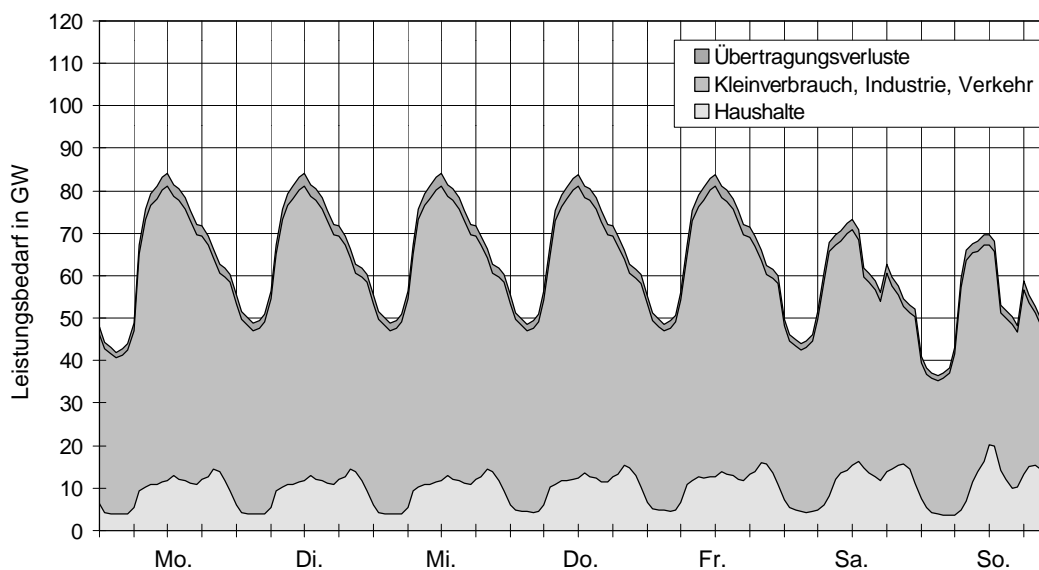


Bild 5.18 Berechnete Lastgänge der Elektrizitätsversorgung in Deutschland beim Trendszenario für eine Woche in der zweiten Junihälfte

5.3.3.2 Energiesparszenario

Beim Energiesparszenario sind bei den Haushalten zusätzlich noch Wärmepumpen sowie Hilfsenergie für solarthermische Anlagen und Wohnungsbelüftung zu berücksichtigen, die beim Trendszenario nicht gesondert ausgewiesen wurden. Bei den Wärmepumpen wurde unterstellt, dass der Verlauf des Lastgangs dem der Speicherheizungen ähnlich ist.

Bei der **Hilfsenergie für solarthermische Anlagen** wurde angenommen, dass ein Großteil des Verbrauchs entsprechend dem Angebot an Sonnenenergie anfällt. 80 % des Verbrauchs

wurden deshalb proportional zum Sonnenenergieangebot aufgeteilt, 20 % des Verbrauchs sollen kontinuierlich anfallen, zum Beispiel für den Betrieb einer Regelungselektronik.

Für den Zusatzenergiebedarf von **Lüftungen** wurde ein analoger Tagesgang wie bei Direktheizungen unterstellt. 30 % des Bedarfs sollen hierbei jahreszeitunabhängig anfallen. 70 % des Bedarfs wurden mit den entsprechenden Gradtagzahlen gewichtet, da bei erhöhtem Heizungsbedarf auch ein höherer Lüftungsbedarf besteht.

In Bild 5.19 und Bild 5.20 sind Wärmepumpen, Hilfsenergie für solarthermische Anlagen und Lüftungsenergiebedarf als Summe dargestellt. Aufgrund des hohen Anteils der Wärmepumpen ist dieser Energieanteil jedoch nur im Winter von Bedeutung.

Vor allem bei den **Haushalten** sind beim Energiesparszenario Änderungen zu verzeichnen. Die maximale Leistungsnachfrage sinkt um 42 % auf unter 19 GW. Aufgrund der deutlich reduzierten Standbyverluste sinkt die minimale Nachfrage der Haushalte sogar noch deutlicher auf den Wert von 1,4 GW.

Der starke Rückgang bei den Speicherheizungen wird zum Teil durch den Zuwachs bei den Wärmepumpen kompensiert. Die Nachfrage der Gruppe Kleinverbrauch, Industrie und Verkehr bleibt mit einem Rückgang um 2,3 % annähernd konstant. Die Übertragungsverluste betragen wie beim Trendszenario 3,5 % des Nettoverbrauchs.

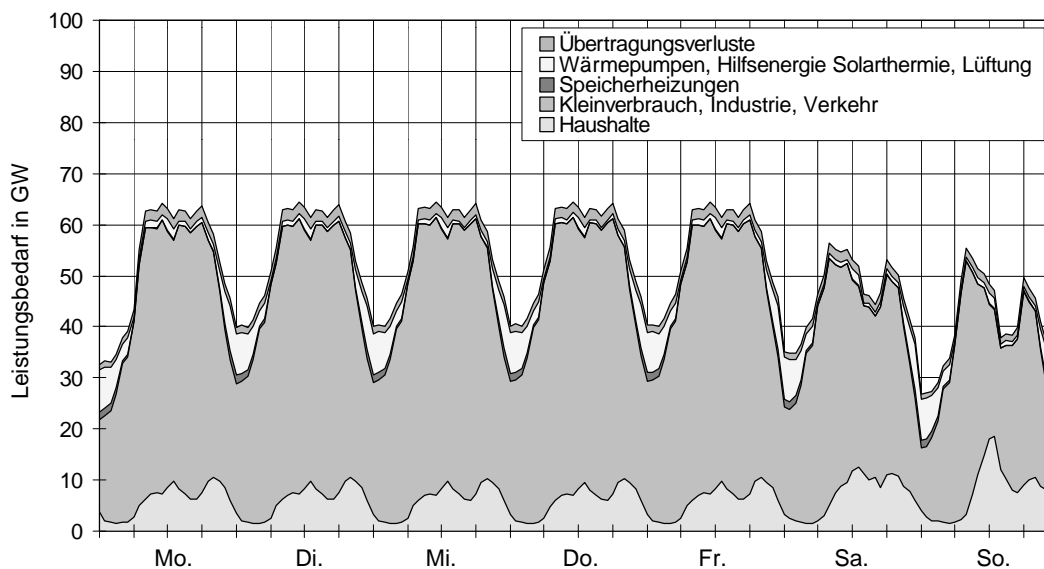


Bild 5.19 Berechnete Lastgänge der Elektrizitätsversorgung in Deutschland beim Energiesparszenario für eine Woche in der zweiten Dezemberhälfte

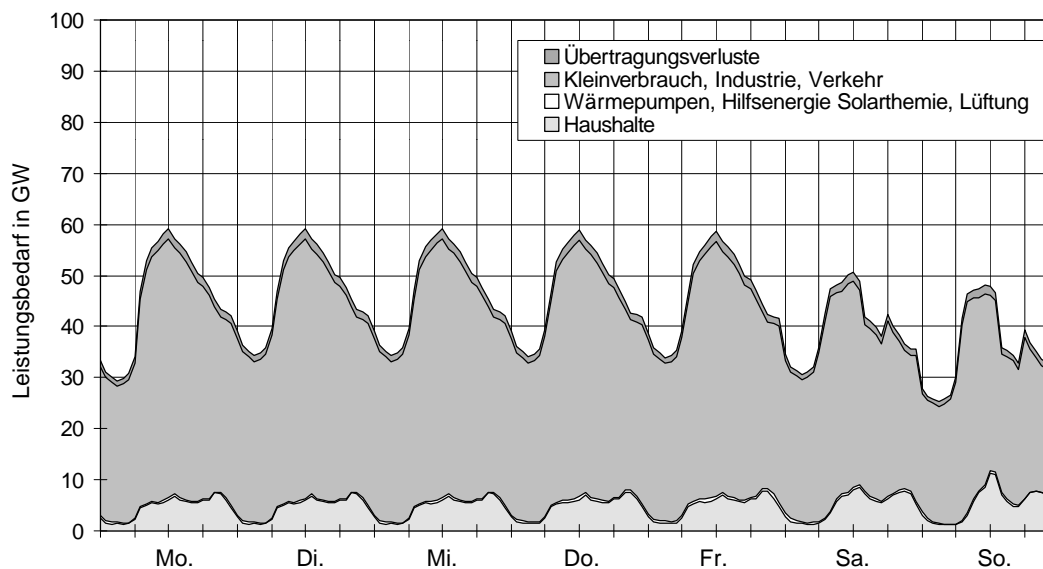


Bild 5.20 Berechnete Lastgänge der Elektrizitätsversorgung in Deutschland beim Energiespar-szenario für eine Woche in der zweiten Junihälfte

Am Mittwoch der in Bild 5.19 dargestellten **Dezemberwoche** sinkt die maximale Leistungs-nachfrage im Vergleich zu den Referenzwerten um 14 % auf etwa 65 GW. Das Ver-hältnis von Nachtal zu Tagesspitze ändert sich von 70 % auf 62 %.

Bei der in Bild 5.20 dargestellten **Juniwoche** bleibt das Verhältnis von Nachtal zu Tages-spitze annähernd konstant, und auch der qualitative Verlauf ändert sich nur wenig. Der ma-ximale Leistungsbedarf sinkt im Juni um 11,6 % unter 60 GW.

5.3.4 Verlagerungsmöglichkeiten

Im Folgenden wird untersucht, welche Anteile sich zeitlich verlagern lassen. Ausgangs-basis hierfür sind die Modellversuche in Eckernförde und Berlin [Ene97; Han93] sowie Untersuchungen an der Universität Paderborn [Pri97].

Bei den **Haushalten** ergibt sich beim Energiesparszenario durch die reduzierten Standby-verluste bereits ein veränderter Lastgang mit geringfügigen Verlagerungen von der Nacht in den Tag. An dieser Stelle soll jedoch untersucht werden, welche Verlagerungsmöglich-keiten durch ein gezielt geändertes Benutzerverhalten und durch technische Möglichkeiten bestehen.

Im Folgenden wird unterstellt, dass ähnlich wie bei den bereits erwähnten Modellversuchen last- und angebotsabhängige Tarifstrukturen eingeführt werden, sodass die Bevölkerung zu Lastverlagerungen durch finanzielle Anreize bewegt wird. Denkbar ist hierbei der kosten-günstige Einsatz von Tarifampeln, die durch die Farben grün, gelb und rot niedrige, mittlere und hohe Tarife signalisieren (vgl. auch [Ene97]). Diese Tarife müssten sich dann nach der vorhandenen oder in Kürze zu erwartenden Leistung der regenerativen Kraftwerke

richten. Für eine große Akzeptanz in der Bevölkerung ist jedoch eine breite Aufklärung Voraussetzung. Durch deutlich verbesserte Prognosen des Angebots an Windkraft und Solarenergie müssen zudem zuverlässige Aussagen getroffen werden, zu welchen Zeiten die nächsten Niedrigtarife zu erwarten sind.

Im Rahmen des Modellversuchs in Eckernförde wurde auch eine sozialwissenschaftliche Untersuchung hinsichtlich möglicher Verlagerungspotentiale durchgeführt. Die hier getroffenen Abschätzungen erfolgen in Anlehnung an diese Befragungsergebnisse und sind in Tabelle 5.16 dargestellt.

Zwar ist die Akzeptanz der Bevölkerung für mögliche Verlagerungen von großer Bedeutung, doch können auch technische Maßnahmen die Verlagerungspotentiale deutlich erhöhen. Hierunter fallen Tarifschalter, die Geräte erst dann automatisch zuschalten, wenn niedrige Tarife vorhanden sind. Derartige Schalter wurden bereits beim Eckernförder Modellversuch erfolgreich erprobt. Gute Einsatzmöglichkeiten gibt es vor allem bei Geräten wie Geschirrspülern. Bei Waschmaschinen und Wäschetrocknern sind diese Möglichkeiten deutlich geringer. Bei kombinierten Waschtrocknern sind ebenfalls große Potentiale vorhanden.

Tabelle 5.16 Verlagerungsmöglichkeiten bei den Haushalten durch gezieltes Benutzerverhalten

Verlagerungsmöglichkeiten	innerhalb eines Tages	um mindestens einen Tag
Waschmaschinen	+	O
Wäschetrockner	+	O
Geschirrspüler	+	O
elektrische Kochgeräte	O/-	--
elektrische Warmwasserbereitung	O	-
sonstige Verbraucher	O/+	O

++ sehr gut (> 75 %) + gut (25 % bis 75 %) O mäßig (5 % bis 25 %) - gering (bis 5 %) -- keine

Tabelle 5.17 Verlagerungsmöglichkeiten bei den Haushalten durch technische Maßnahmen

Verlagerungsmöglichkeiten	innerhalb eines Tages	um mindestens einen Tag
Kühlgeräte	+	O
Gefriergeräte	++	O
Waschmaschinen, Wäschetrockner	O/-	-
Geschirrspüler	++	O
elektrische Warmwasserbereitung	+	-
Speicherheizungen und Wärmepumpen	++	-
sonstige Verbraucher	O	-

++ sehr gut (> 75 %) + gut (25 % bis 75 %) O mäßig (5 % bis 25 %) - gering (bis 5 %) -- keine

Bei elektrischen Speicherheizungen wird bereits heute eine zeitliche Verlagerung in die Nacht durchgeführt. Diese Verlagerungsmöglichkeiten bestehen auch in Zukunft bei elektrischen Heizungen und Wärmepumpen. Große Potentiale gibt es auch bei Gefrier- und Kühlgeräten. Durch verbesserte Isolation können neue Geräte die Kälte auch ohne die

Aufnahme elektrischer Leistung über längere Zeiträume halten. So können die Geräte vor Hochtarifzeiten um wenige Grade heruntergekühlt und dann vom Netz getrennt werden. Durch den Einbau kleiner Kältespeicher kann die Überbrückungsdauer noch weiter verlängert werden. In Tabelle 5.17 sind die Abschätzungen über technische Verlagerungsmöglichkeiten zusammengefasst.

In Tabelle 5.18 sind die Ergebnisse der Abschätzungen aus Tabelle 5.16 und Tabelle 5.17 zusammengefasst und genauer quantifiziert. Bei den nicht aufgeführten Verbrauchern sind die Verlagerungspotentiale gering, sodass diese vernachlässigt werden.

Insgesamt ergibt sich für die Haushalte ein sehr hohes Verlagerungspotential in der Größenordnung von 40 %, jedoch mit großen Unterschieden zwischen Sommer und Winter. Etwa die Hälfte der Verlagerungsmöglichkeiten entfallen hierbei auf Speicherheizungen und Wärmepumpen. Um das gesamte Verlagerungspotential erschließen zu können, müssen jedoch alle technischen Möglichkeiten ausgeschöpft und die Bevölkerung durch intensive Aufklärung und finanzielle Anreize für die aktive Teilnahme gewonnen werden.

Tabelle 5.18 Abschätzung der Verlagerungsmöglichkeiten bei Haushalten

Verlagerungsmöglichkeiten	innerhalb eines Tages	um mindestens einen Tag	Summe
Kühlgeräte	50 %	10 %	60 %
Gefriergeräte	75 %	10 %	85 %
Waschmaschinen	50 %	20 %	70 %
Wäschetrockner	50 %	20 %	70 %
Geschirrspüler	75 %	10 %	85 %
elektrische Warmwasserbereitung	35 %	5 %	40 %
Speicherheizungen und Wärmepumpen	90 %	5 %	95 %
sonstige Verbraucher	25 %	5 %	30 %

Bei **Industrie und Kleinverbrauch** sind deutlich geringere Verlagerungspotentiale vorhanden. Dennoch wird unterstellt, dass sich durch geänderte Tarifstrukturen und die damit verbundenen Einsparmöglichkeiten auch hier Verlagerungen erreichen lassen. Vor allem beim elektrischen Kühl- und Wärmebedarf gibt es durchaus größere Verlagerungspotentiale. Im Folgenden wird angenommen, dass sich 10 % des elektrischen Energiebedarfs innerhalb eines Tages und 2 % um einen Tag oder mehr verlagern lassen.

Die Verlagerungsmöglichkeiten beim **Verkehr** sind äußerst gering, da sich hier der Energiebedarf vor allem nach dem Verkehrsaufkommen richtet. Es wird unterstellt, dass sich lediglich 1 % des elektrischen Energiebedarfs innerhalb eines Tages verlagern lässt. Die **Übertragungsverluste** reduzieren sich entsprechend der reduzierten Leistungsnachfrage.

Im Jahresmittel lassen sich somit beim Trendszenario 18,1 % und beim Energiespar-szenario 15,8 % verlagern. Die Verlagerungspotentiale sind hierbei im Dezember deutlich

größer und umfassen 20 % beim Trendszenario und 17 % beim Energiesparszenario (Bild 5.21).

Im Juni sinken die Verlagerungspotentiale hingegen auf 8 % beim Trendszenario und auf 7,5 % beim Energiesparszenario (Bild 5.22).

Untersuchungen über die zeitliche Nutzung der hier ermittelten Verlagerungspotentiale in Abhängigkeit des regenerativen Angebots und der Nachfrage erfolgen im nächsten Kapitel.

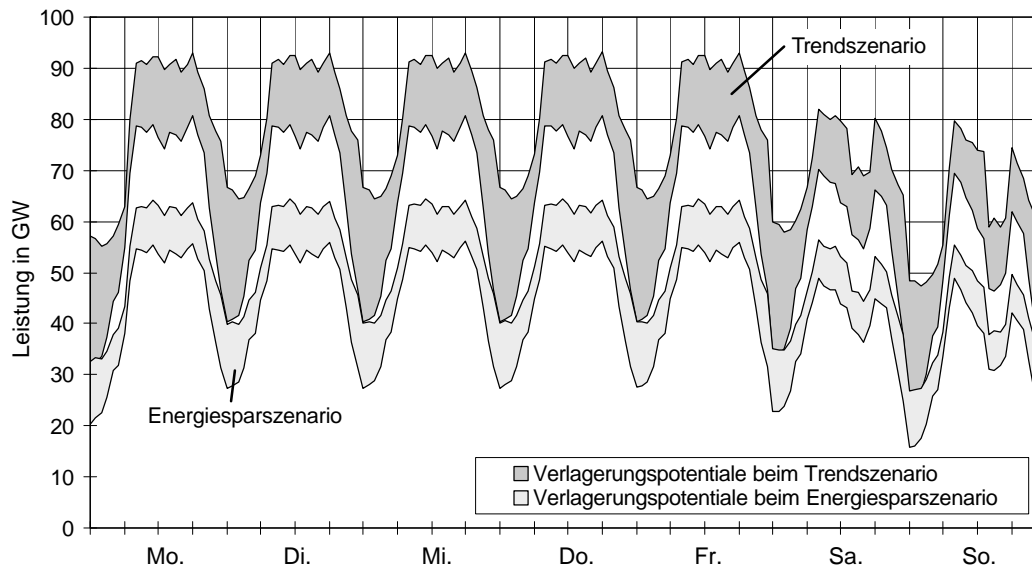


Bild 5.21 Verlagerungspotentiale beim Trendszenario und dem Energiesparszenario im Jahr 2020 für eine Woche in der zweiten Dezemberhälfte

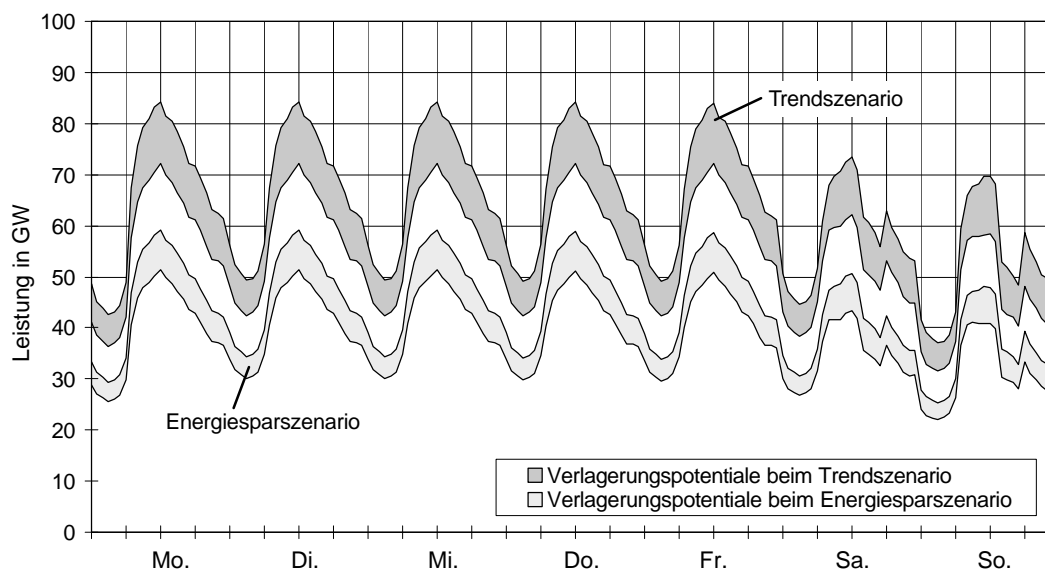


Bild 5.22 Verlagerungspotentiale beim Trendszenario und dem Energiesparszenario im Jahr 2020 für eine Woche in der zweiten Junihälfte

6 Speicherbedarf und überregionaler Ausgleich

6.1 Ermittlung des Speicherbedarfs

Stellt man der in Kapitel 4 berechneten Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke die in Kapitel 5 berechneten Lastganglinien der Verbraucher gegenüber, lassen sich Leistungsüberschüsse und die nicht gedeckte Nachfrage ermitteln, die durch konventionelle Kraftwerke, Speicher oder großräumige Elektrizitätsnetze ausgeglichen werden müssen. An dieser Stelle soll untersucht werden, welcher Speicherbedarf bei der hier unterstellten Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft entsteht, wie dieser minimiert werden kann und wie sich der verbleibende Bedarf decken lässt.

Zur Minimierung des Speicherbedarfs sollen zuerst die im vorigen Kapitel berechneten Verlagerungspotentiale sowie die verbleibenden Potentiale zum Einsatz von Biomasse in nachfragegeführten Blockheizkraftwerken genutzt werden. Weiterhin muss geklärt werden, wie bereits bestehende Speicher einzusetzen sind. Erst dann können Aussagen über den zusätzlich entstehenden Speicherbedarf und dessen Realisierung gemacht werden.

Bei den Darstellungen in den vorangegangenen Kapiteln wurden bei der Angabe der Leistung sowie dem Energieaufkommen von Erzeugung und Verbrauch stets Werte mit positivem Vorzeichen angegeben. Zur besseren Unterscheidung erhalten bei den folgenden Darstellungen nur die regenerative **Erzeugung sowie Überschüsse** aus der Erzeugung ein **positives Vorzeichen**, der **Verbrauch** sowie die durch die regenerative Erzeugung **nicht gedeckte Restnachfrage** ein **negatives Vorzeichen**. Werden **Vergleiche** vorgenommen oder Aussagen über **Änderungen** getroffen, beziehen sich diese weiterhin auf die **Beträge** von Verbrauch und Erzeugung.

6.1.1 Nutzung der Verlagerungspotentiale

6.1.1.1 Vorgehensweise

In Kapitel 5 wurden mit dem Trendszenario und dem Energiesparszenario zwei unterschiedliche Szenarien für eine mögliche Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2020 aufgestellt. Für beide Szenarien wurden Verlagerungspotentiale bestimmt. Diese werden nun so eingesetzt, dass sich die Nachfrage im Verlauf eines Tages so gut wie möglich gleichmäßig und vorhandene Überschüsse der regenerativen Kraftwerke direkt genutzt werden.

Die erforderlichen Berechnungen wurden mit Hilfe eines speziell entwickelten Computerprogramms durchgeführt. Als Datenbasis dienten die Leistungsganglinien der Verlagerungspotentiale $P_{\text{Ver}}(t)$ sowie der regenerativen Erzeugung $P_{\text{Reg}}(t)$ und der um die Verlagerungspotentiale verminderten Nachfrage $P_{\text{Last}}(t) - P_{\text{Ver}}(t)$ in stündlicher Auflösung.

Für insgesamt vier Varianten wurde der Einsatz der Verlagerungspotentiale berechnet. Hierbei wurde sowohl dem Trendszenario als auch dem Energiesparszenario für das Jahr 2020 aus Kapitel 5 die im Kapitel 4 ermittelte regenerative Erzeugung für das Jahr 2020 gegenübergestellt. Um auch den Speicherbedarf bei einem deutlich höheren Einsatz regenerativer Energieträger abschätzen zu können, wurde beiden Nachfrageszenarien auch die regenerative Erzeugung für das Jahr 2050 gegenübergestellt. Geht man davon aus, dass sich die Nachfrage nicht sehr stark verändern wird (vgl. Bild 5.9), lassen sich dadurch qualitative Aussagen treffen.

Die Berechnungen für den Einsatz der Verlagerungspotentiale wurden für Speicherheizungen und Wärmepumpen sowie für die restlichen Verlagerungspotentiale getrennt durchgeführt.

Für die **restlichen Verlagerungspotentiale** wurde unterstellt, dass sich beim Trendszenario 16 % und beim Energiesparszenario 16,8 % um einen ganzen Tag verlagern lassen (vgl. Kapitel 5.3.4). Die verbleibenden Anteile sind am gleichen Tag wieder einzusetzen. Bei der Entscheidung zur Verlagerung um einen Tag diene die Differenz

$$P_{\text{diff}}(t) = P_{\text{Reg}}(t) - (P_{\text{Last}}(t) - P_{\text{Ver}}(t)) \quad (6.1)$$

aus regenerativer Erzeugung P_{Reg} und der um die Verlagerungspotentiale P_{Ver} reduzierte Nachfrage P_{Last} als Kriterium. Nur für die Tage, an denen die maximale Differenz am Folgetag größer ist, erfolgt die Verlagerung um einen Tag. Im anderen Fall werden sämtliche Verlagerungspotentiale am gleichen Tag eingesetzt.

Da eine Verlagerung innerhalb eines Tages in die Nachtstunden nur bedingt möglich ist, wurde sichergestellt, dass in den Nachtstunden zwischen 0 Uhr und 6 Uhr maximal 15 % der Verlagerungspotentiale eingesetzt werden. In einer weiteren Randbedingung wurde festgelegt, dass die maximale Leistung der restlichen Verlagerung nicht mehr als 25 % der Spitzenlast eines Sommertages beträgt. Beim Trendszenario entspricht dies etwa 20 GW und beim Energiesparszenario 15 GW.

Der Einsatz der **Verlagerungspotentiale von Speicherheizungen und Wärmepumpen** erfolgt analog. Die Verlagerungspotentiale umfassen insgesamt 95 % des gesamten Elektrizitätsbedarfs in diesem Bereich (vgl. Tabelle 5.18). Hierbei sollen sich 5 % auch um einen ganzen Tag verlagern lassen. Dabei gelten die gleichen Kriterien wie bei den restlichen

Verlagerungspotentialen. Im Heizungsbereich muss eine gesicherte Wärmeversorgung gewährleistet sein. Deshalb wurde angenommen, dass 10 % der Verlagerungspotentiale - mit Ausnahme der zwei Stunden mit der größten nicht gedeckten Leistungsnachfrage - kontinuierlich eingesetzt werden, um ein erforderliches Nachladen von Wärmespeichern zu ermöglichen. Als weitere Randbedingung wurde festgelegt, dass die Verlagerungspotentiale über mindestens fünf unterschiedliche Stunden verteilt werden, um eine ausreichende Zeitdauer zum Beladen der Wärmespeicher zu gewährleisten. Bei der Berechnung der Verlagerungspotentiale wurde eine maximale Leistungsaufnahme der Speicherheizungen und Wärmepumpen von 25 GW beim Trendszenario und von 12,5 GW beim Energiespar-szenario unterstellt.

6.1.1.2 Einsatz der Verlagerungspotentiale bei der „Regenerativen Erzeugung 2020“

Sowohl beim Einsatz der Verlagerungspotentiale als auch bei den folgenden Berechnungen ist die Darstellung der Ergebnisse mit Hilfe von Jahresdauerlinien sinnvoll. Bild 6.1 zeigt die Jahresdauerlinien für die regenerative Erzeugung 2020 sowie den Verbrauch beim Trendszenario und Energiespar-szenario. Aus der gestrichelten Linie lassen sich jeweils die Veränderungen beim Einsatz der Verlagerungspotentiale ablesen. Bei der regenerativen Erzeugung sind nachfragegeführte Biomassekraftwerke noch nicht enthalten, da deren Einsatz erst später bestimmt wird (vgl. Kapitel 6.1.3)

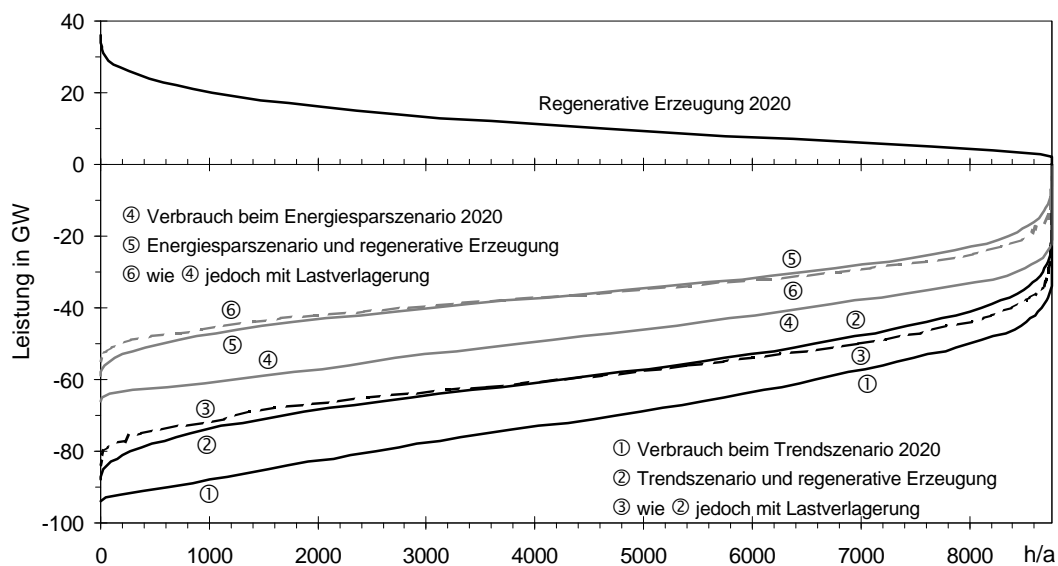


Bild 6.1 Jahresdauerlinien der regenerativen Erzeugung 2020 (ohne nachfragegeführte Biomassekraftwerke) und des Verbrauchs des Trendszenarios, des Energiespar-szenarios sowie der jeweiligen Restnachfrage beim Einsatz der regenerativen Erzeugung mit und ohne Nutzung der Verlagerungspotentiale

Die regenerative Erzeugung ohne die nachfragegeführten Biomassekraftwerke im Jahr 2020 deckt beim Trendszenario etwa 17 % und beim Energiesparszenario etwa 25 % des um die Übertragungsverluste erweiterten Nettoverbrauchs.

Beide Szenarien kommen trotz des merklichen Anteils regenerativer Energieträger ohne zusätzliche Speicherung aus.

Durch den Einsatz der regenerativen Energieträger lässt sich die maximale Leistungsnachfrage beim Trendszenario um 7,1 % von -93,9 GW auf -87,2 GW und beim Energiesparszenario um 10,4 % auf -58,6 GW betragsmäßig verringern. Der Einsatz regenerativer Energieträger hat jedoch einen geringfügig höheren Anteil an Spitzenlast bei der Restnachfrage zur Folge, das heißt, der Verlauf der Jahresdauerlinie verschiebt sich zu geringeren Volllaststunden.

Durch den zusätzlichen Einsatz der Verlagerungspotentiale lässt sich die maximale Leistungsnachfrage beim Trendszenario insgesamt um 11,2 % auf -83,4 GW und beim Energiesparszenario um insgesamt 16,5 % auf -54,6 GW betragsmäßig verringern.

Bild 6.2 zeigt beispielhaft für das Trendszenario die Veränderungen bei Nutzung regenerativer Energien im Jahr 2020 sowie den zeitlichen Verlauf des Einsatzes der Verlagerungspotentiale.

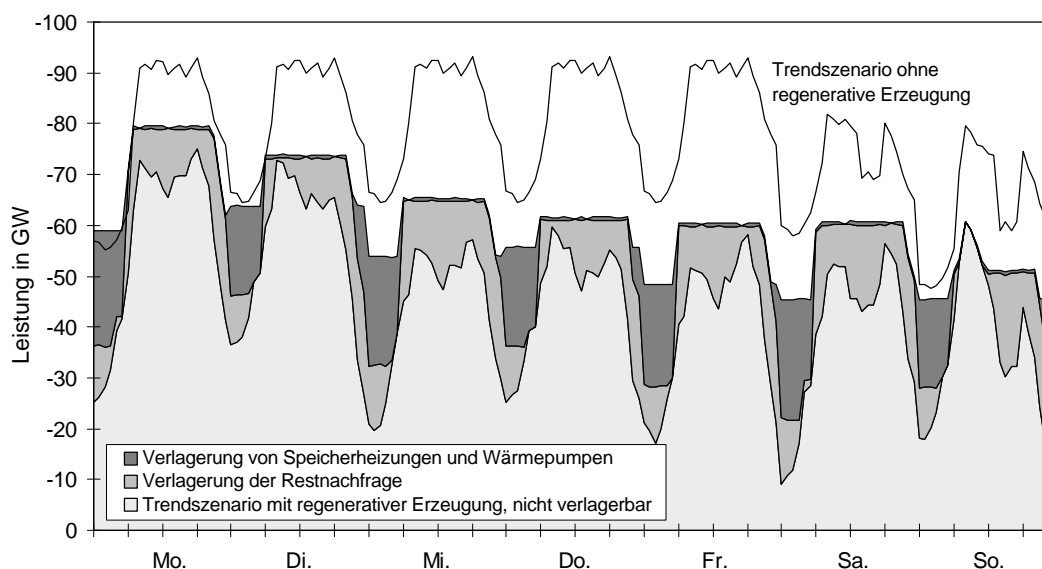


Bild 6.2 Lastgänge des Verbrauchs beim Trendszenario mit und ohne regenerative Erzeugung (ohne nachfragegeführte Biomassekraftwerke) im Jahr 2020 sowie zeitlicher Einsatz der Verlagerungspotentiale in einer Woche in der zweiten Dezemberhälfte

In Bild 6.3 wurde der Anteil der in die jeweiligen Stunden verlagerten Energie am gesamten Verlagerungspotential im Jahresmittel bestimmt. Zwischen dem Trendszenario und

dem Energiesparszenario zeigen sich hierbei nur geringfügige Unterschiede. Der zeitliche Einsatz von Wärmepumpen und Speicherheizungen unterscheidet sich im Jahr 2020 nur wenig von dem heutigen. Die Verlagerung findet hauptsächlich in die Nachtstunden statt. Bei der Restnachfrage erfolgt die Verlagerung über den gesamten Tag mit einem Schwerpunkt in den späteren Abendstunden.

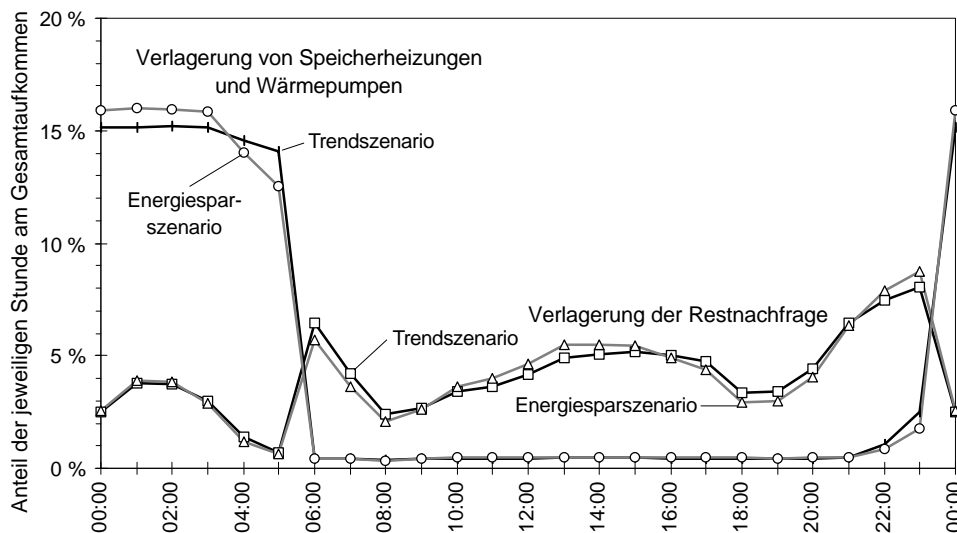


Bild 6.3 Anteil der in die jeweiligen Stunden verlagerten Energie am Gesamtaufkommen der Verlagerung im Jahresmittel

6.1.1.3 Einsatz der Verlagerungspotentiale bei der „Regenerativen Erzeugung 2050“

Da bei der Nutzung der regenerativen Energieträger im Jahr 2020 noch keine zusätzlichen Speicher benötigt werden, wird nun dem Trendszenario und dem Energiesparszenario von 2020 die regenerative Erzeugung aus dem Jahr 2050 gegenübergestellt. Es wird also angenommen, dass die Potentiale der regenerativen Energien von 2050 bereits im Jahr 2020 erschlossen sind. Zwar ist dies aufgrund der nur begrenzt erweiterbaren Produktionskapazitäten aus heutiger Sicht nicht erreichbar, dennoch kann mit dieser Vorgehensweise der Einfluss einer deutlich größeren regenerativen Erzeugung auf die Speicherpotentiale untersucht werden. Szenarien für den Verbrauch im Jahr 2050 wurden, wie bereits zuvor erwähnt, aufgrund der nicht mehr vorhersehbaren Verbrauchsentwicklung nicht aufgestellt.

Bild 6.4 zeigt die Jahresdauerlinien der regenerativen Erzeugung ohne Einsatz nachfragegeführter Biomassekraftwerke im Jahr 2050 sowie des Verbrauchs beim Trendszenario und beim Energiesparszenario im Jahr 2020. Die regenerative Erzeugung im Jahr 2050 umfasst beim Trendszenario von 2020 etwa 63 % und beim Energiesparszenario von 2020 etwa 93 % des um die Übertragungsverluste erweiterten Nettoverbrauchs.

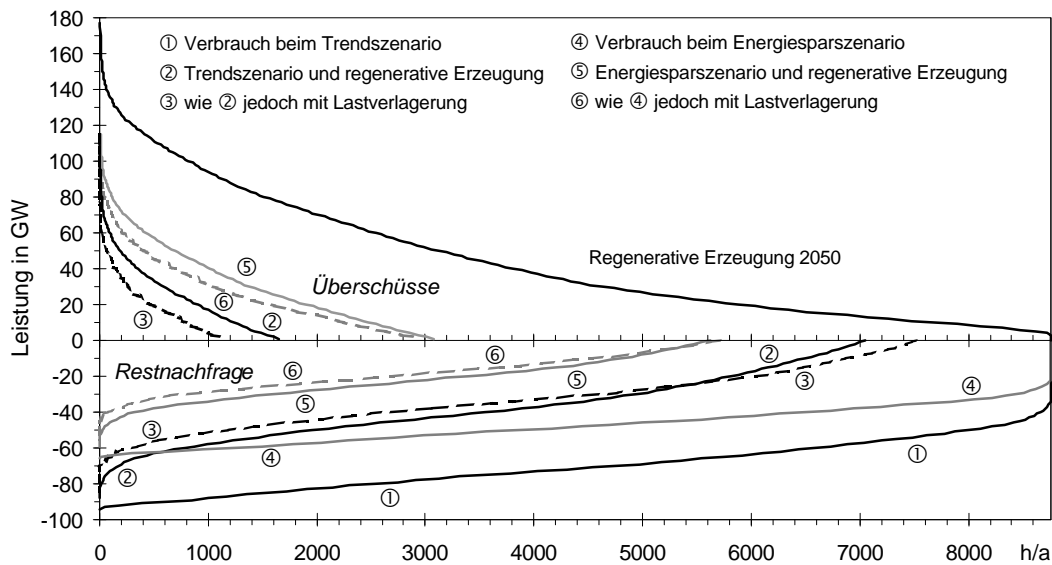


Bild 6.4 Jahresdauerlinien der regenerativen Erzeugung 2050 (ohne nachfragegeführte Biomassekraftwerke) und des Verbrauchs des Trendszenarios, des Energiesparszenarios sowie der jeweiligen Restnachfrage beim Einsatz der regenerativen Erzeugung mit und ohne Nutzung der Verlagerungspotentiale

Die maximale Leistungsnachfrage reduziert sich bei dem hier unterstellten hohen Einsatz regenerativer Energieträger verhältnismäßig wenig. Ohne Nutzung der Verlagerungspotentiale reduziert sich die maximale Leistungsnachfrage bei der regenerativen Erzeugung beim Trendszenario betragsmäßig lediglich um 11,2 % von -93,9 GW auf -83,4 GW. Beim Energiesparszenario gibt es einen betragsmäßigen Rückgang um 15 % auf -55,6 GW. Durch Nutzung der Verlagerungspotentiale lässt sich die maximale Leistungsnachfrage beim Trendszenario insgesamt um 24,4 % auf -71 GW und beim Energiesparszenario um 27,5 % auf -47,4 GW betragsmäßig reduzieren.

Neben der Restnachfrage entstehen hier bei der regenerativen Erzeugung auch große **Überschüsse**. Diese maximale Leistung bei den Überschüssen beträgt beim Trendszenario 104,1 GW und beim Energiesparszenario 125,7 GW. Durch Einsatz der Verlagerungspotentiale lassen sich diese auf 86,7 GW bzw. 113,5 GW senken. Die Zahl der Volllaststunden ist bei den Überschüssen mit maximal 1.000 h/a bis 3.000 h/a verhältnismäßig gering.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ablesen, dass bei einer regenerativen Erzeugung, deren Anteil deutlich über dem des für das Jahr 2020 angenommenen liegt, nur noch geringfügige Reduktionen bei der maximalen Leistungsnachfrage möglich sind. Der Grundlastanteil der Restnachfrage geht erheblich zurück. Die Bedeutung der Lastverlagerung nimmt mit steigendem Anteil regenerativer Energieträger zu. Neben der maximalen Leistungsnach-

frage der Verbraucher können damit auch die Überschüsse aus der regenerativen Erzeugung deutlich verringert werden.

Der zeitliche Verlauf des Einsatzes der Verlagerungspotentiale unterscheidet sich bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 extrem von dem des Jahres 2020. Während im Jahr 2020 noch eine Verlagerung hauptsächlich in die Abend- und Nachtstunden erfolgt, werden die Verlagerungspotentiale im Jahr 2050 weitgehend in den Mittagsstunden eingesetzt (Bild 6.5). Dies ist vor allem auf den relativ hohen, abgeschätzten Anteil der Photovoltaik an der Erzeugung zurückzuführen.

Der zeitliche Einsatz der Verlagerungspotentiale nähert sich bei einem hohen Anteil regenerativer Energieträger dem natürlichen menschlichen Tagesbedarf sehr an, und Verlagerungen werden damit einfacher zu erreichen sein.

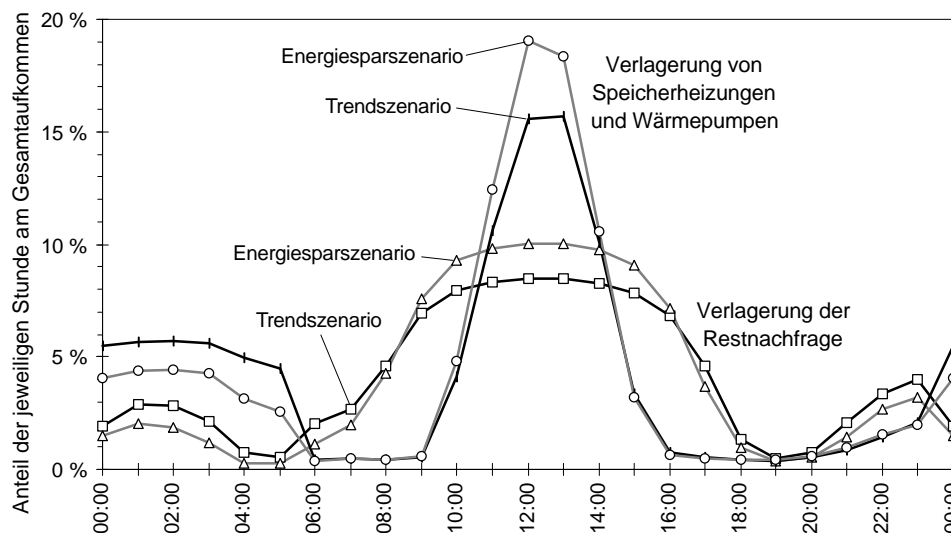


Bild 6.5 Anteil der in die jeweiligen Stunden verlagerten Energie am Gesamtaufkommen der Verlagerung im Jahresmittel

6.1.2 Einsatz bestehender Speicher

Bei den in Deutschland bestehenden Speichern sind nur Speicherwasser- sowie Pumpspeicherkraftwerke mit und ohne natürlichen Zufluss von Bedeutung. Bei anderen Speichern wie Batterie- oder Wasserstoffspeichern existieren zwar einige Anlagen, die jedoch aufgrund ihrer sehr geringen Speicherkapazität derzeit noch zu vernachlässigen sind.

6.1.2.1 Nutzung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Bei **Speicherkraftwerken** wird ein natürliches Gewässer aufgestaut und das gestaute Wasser bei Bedarf genutzt. Speicherkraftwerke können als Stunden-, Tages, Wochen- oder

gar Jahresspeicher eingesetzt werden. Der Beitrag der Speicherkraftwerke zur Elektrizitätsversorgung in Deutschland war 1996 mit einer Nettoerzeugung von 0,477 TWh und einer Nettoengpassleistung von 0,242 GW jedoch verhältnismäßig gering. Deshalb wird auf Speicherkraftwerke an dieser Stelle nicht näher eingegangen. Der Beitrag der Speicherkraftwerke zur Energieversorgung ist näherungsweise in den Leistungsganglinien aus Kapitel 4.4 enthalten.

Bei **Pumpspeicherkraftwerken** wird Wasser durch Einsatz elektrischer Energie - auch als Pumparbeit bezeichnet - von einem Unterbecken oder Flusslauf in ein Oberbecken gepumpt. Bei Bedarf wird das Wasser über einen Druckstollen zurück ins Unterbecken geleitet. Eine Turbine treibt dabei einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt.

Nicht selten verfügen Pumpspeicherkraftwerke auch noch über natürliche Zuflüsse. Die Nettoerzeugung aus natürlichem Zufluss war 1996 mit 0,478 TWh allerdings verhältnismäßig gering und wird deshalb analog zu den Speicherkraftwerken behandelt. Im Folgenden wird also nur die Erzeugung von Pumpspeicherkraftwerken aus dem Pumpbetrieb betrachtet.

Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wird elektrische Energie in Form von potentieller Energie des Wasser gespeichert. Die speicherbare Energiemenge

$$E = V \cdot \mathbf{r} \cdot g \cdot h_p \quad (6.2)$$

sowie das damit verbundene Leistungsvermögen

$$P = \dot{E} = \dot{V} \cdot \mathbf{r} \cdot g \cdot h_p = Q \cdot \mathbf{r} \cdot g \cdot h_p \quad (6.3)$$

berechnet sich aus dem Speicherinhalt V , der potentiellen Energiehöhe h_p , der Erdbeschleunigung ($g = 9,81 \text{ m/s}^2$) und der Dichte des Wassers ($\mathbf{r} \approx 1.000 \text{ kg/m}^3$). Für größere Energiemengen werden enorme Speichervolumina benötigt. So ist zum Beispiel beim Pumpspeicherkraftwerk Waldek 2 in Hessen für die Speicherung von 3,4 GWh (netto) ein Speichervolumen von 4,3 Mill. m^3 und eine Ausbaufallhöhe von 329 m notwendig.

Tabelle 6.1 Nettoengpassleistung und Nettoerzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der öffentlichen Versorgung in Deutschland 1996 (Daten: [VDEW])

	Anzahl	Nettoengpassleistung	Nettoerzeugung aus natürlichem Zufluss	Nettoerzeugung aus Pumpwasser
Speicherkraftwerke	61	0,242 GW	0,477 TWh	---
Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss	15	1,195 GW	0,478 TWh	0,505 TWh
Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss	19	4,487 GW	---	3,727 TWh

Tabelle 6.1 gibt einen Überblick über die vorhandenen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland.

Die Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke ist für die einzelnen Monate verhältnismäßig konstant, wie Tabelle 6.2 zeigt. Im Jahresmittel ergibt sich für das Jahr 1996 eine tägliche Pumparbeit von 16 GWh und für das Jahr 1997 von rund 15 GWh.

Tabelle 6.2 Monatliche Pumparbeit der öffentlichen Versorgung im Jahr 1997 [VDEWb]

Monat	Jan.	Feb.	März	April	Mai	Juni
Pumparbeit in TWh	0,431	0,393	0,419	0,362	0,479	0,484
Monat	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.
Pumparbeit in TWh	0,500	0,480	0,459	0,480	0,486	0,464

Die Pumparbeit erfolgt vor allem in den Nachtstunden, um Grundlastkraftwerke besser auslasten zu können. Tagsüber leisten Pumpspeicherkraftwerke einen Beitrag zur Deckung der Spitzenlast (Bild 6.6). Bei einem zunehmenden Anteil regenerativer Energien wird sich auch der Tagesablauf beim Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ändern. Hierauf wird später detaillierter eingegangen.

Für alle öffentlichen Speicherwasserkraftwerke ergab sich im Jahr 1997 eine Ausnutzungsdauer von 1.950 h/a, bei Pumpspeichern mit natürlichem Zufluss von 902 h/a und bei Pumpspeichern ohne natürlichem Zufluss von 780 h/a [VDEW98].

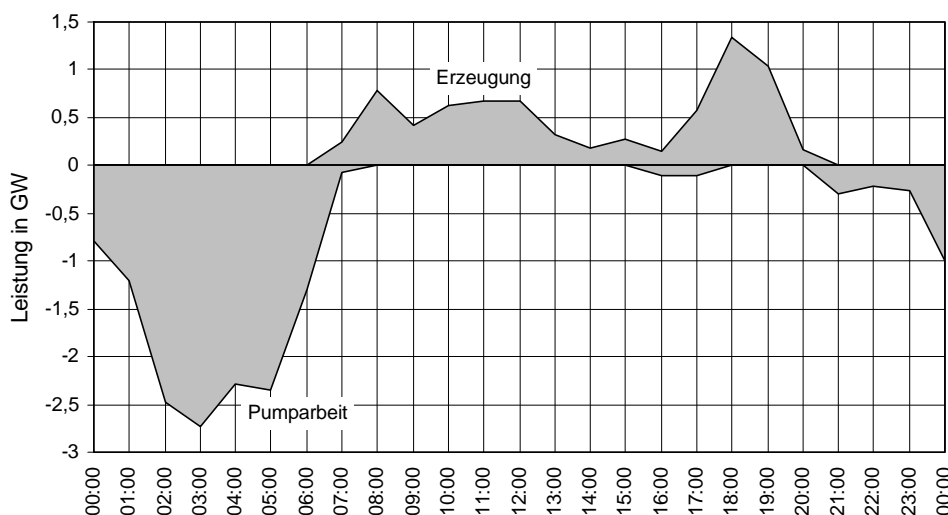


Bild 6.6 Pumparbeit und Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland am 15.01.1996 (Daten: [VIK])

Da bei den folgenden Berechnungen nicht für alle Kraftwerke sämtliche Daten verfügbar waren, mussten für einige wenige Kraftwerke Abschätzungen getroffen werden. Die Pumpspeicherkraftwerke **ohne natürlichen Zufluss** verfügen insgesamt über eine Speicherkapazität von etwa 23 GWh. Bei einer Nettoengpassleistung von rund 4,5 GW lassen sie sich somit rund 5 Stunden bei Nennlast betreiben.

Die Pumpspeicherkraftwerke **mit natürlichem Zufluss** verfügen über eine Speicherkapazität von mehr als 170 GWh. Hierbei werden jedoch nur die kleineren Kraftwerke mit gleichen Nutzungsraten wie Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss betrieben.

Einer Nettoerzeugung der Pumpspeicherkraftwerke von 4,042 TWh stand im Jahr 1996 eine Pumparbeit von 5,829 TWh gegenüber [VIK]. Der Beitrag des einphasigen Kraftwerks Langenprozelten von 0,19 TWh ist hierin nicht enthalten. Für die restlichen Pumpspeicherkraftwerke ergibt sich damit ein mittlerer Wirkungsgrad von annähernd 70 %.

Neben der Speicherung von Energie werden Pumpspeicherkraftwerke auch zur Frequenzhaltung, zum Phasenschieberbetrieb beim Ausgleich von Blindleistung und zum schnellen Abfangen von extremen Leistungsschwankungen eingesetzt (vgl. [Gie97]). Bereits in den 60er Jahren wurden Wirkungsgrade von über 77 % erreicht (Bild 6.7). Wird der reine Speicherbetrieb bei modernisierten Anlagen betrachtet, lassen sich bei künftiger Nutzung deutlich höhere Wirkungsgrade als 70 % erzielen.

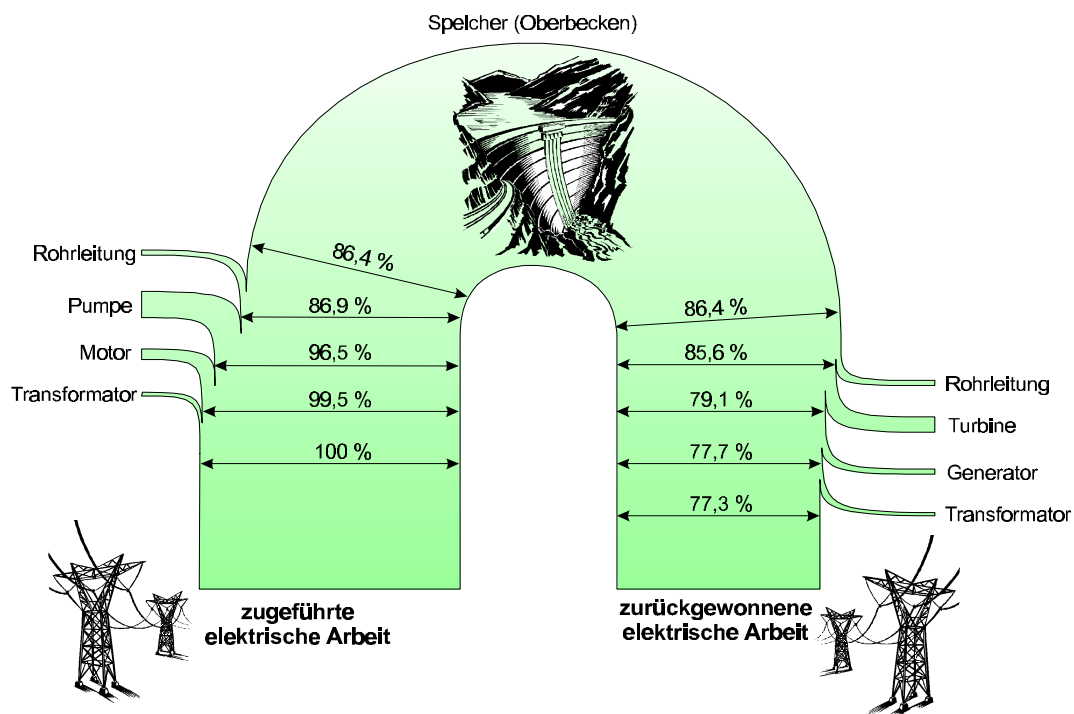


Bild 6.7 Verluste und Wirkungsgrade einer Pumpspeichieranlage (nach [Böh62])

Um ausreichend Reserven für Frequenzhaltung, Phasenschieberbetrieb und Wartungsarbeiten zur Verfügung zu haben, sollen in der folgenden Simulation nur Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 3,5 GW für den Speicherbetrieb eingesetzt werden. Hierbei soll eine Speicherkapazität von maximal 25 GWh genutzt werden. Weiterhin wird angenommen, dass sich der mittlere Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke durch Modernisierung und optimierten Einsatz bis 2020 auf 75 % und bis 2050 auf 80 % steigern lässt. Auf Basis dieser Vorgaben wurde der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke mit Hilfe eines Computerprogramms simuliert. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass sich im Jahr 2020 eine gute Prognose sowohl des Verbrauchs als auch der regenerativen Erzeugung über einen Zeitraum von 48 Stunden erstellen lässt.

6.1.2.2 Einsatz bei der „Regenerativen Erzeugung 2020“

Aufgrund der verhältnismäßig geringen eingesetzten Leistung ergeben sich durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken auch nur geringfügige Änderungen bei den Jahresdauerlinien (Bild 6.8).

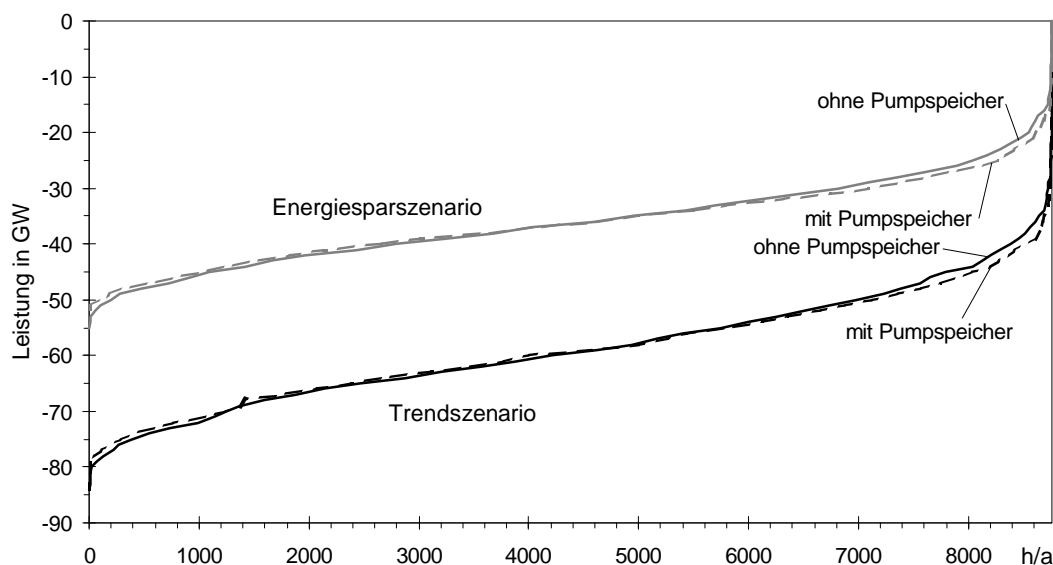


Bild 6.8 Jahresdauerlinien der Restnachfrage bei der regenerativen Erzeugung 2020 bei Einsatz der Verlagerungspotentiale mit und ohne Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken

Beim **Trendszenario** beträgt im Jahr 2020 die Pumparbeit -5,3 TWh sowie die Erzeugung aus Pumpstrom rund 4 TWh. Die maximale Restnachfrage kann von -83,4 GW auf -81,4 GW betragsmäßig gesenkt werden. Diese Reduktion entspricht nicht der maximalen Leistungsabgabe der eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke, da bei den Berechnungen nur eine begrenzte Speicherkapazität angenommen wurde (siehe oben). Die Speicherverluste betragen -1,3 TWh.

Beim **Energiesparszenario** ist die Pumparbeit mit -5 TWh nur geringfügig niedriger als beim Trendszenario. Die Erzeugung aus Pumpstrom beträgt rund 3,8 TWh und die Speicherverluste betragen knapp -1,3 TWh. Die maximale Restnachfrage kann von -54,6 GW auf -52,9 GW betragsmäßig gesenkt werden.

Bild 6.9 zeigt den zeitlichen Verlauf der Restnachfrage mit und ohne Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken. Die Pumpspeicherkraftwerke werden auch im Jahr 2020 ähnlich der heutigen Nutzung (vgl. Bild 6.6) eingesetzt. Die Speicherung erfolgt weitgehend in den Nachtstunden, während die gespeicherte Energie in den Tagesstunden wieder entnommen wird.

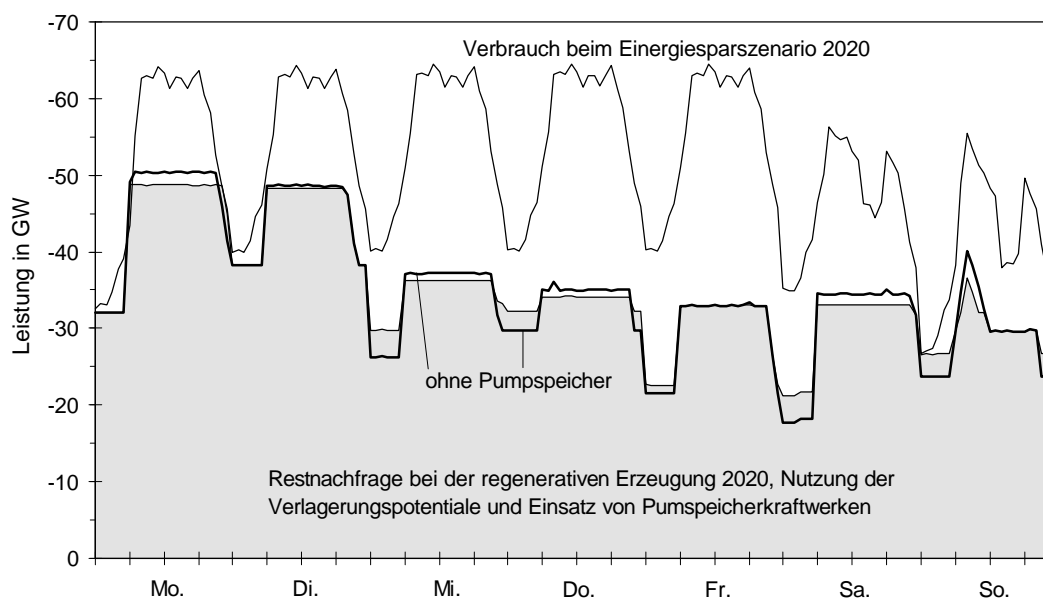


Bild 6.9 Lastgänge des Verbrauchs beim Energiesparszenario mit und ohne regenerative Erzeugung (ohne nachfragegeführte Biomassekraftwerke) im Jahr 2020 bei Einsatz der Verlagerungspotentiale mit und ohne Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in einer Woche in der zweiten Dezemberhälfte

6.1.2.3 Einsatz bei der „Regenerativen Erzeugung 2050“

Der regenerativen Erzeugung aus dem Jahr 2050 wird wiederum der Verbrauch des Trendszenarios und des Energiesparszenarios von 2020 nach Einsatz der Verlagerungspotentiale gegenübergestellt. Durch Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ergeben sich nur geringe Änderungen der Jahresdauerlinien.

Im Vergleich zur regenerativen Erzeugung von 2020 werden die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 aufgrund der größeren Fluktuationen stärker genutzt.

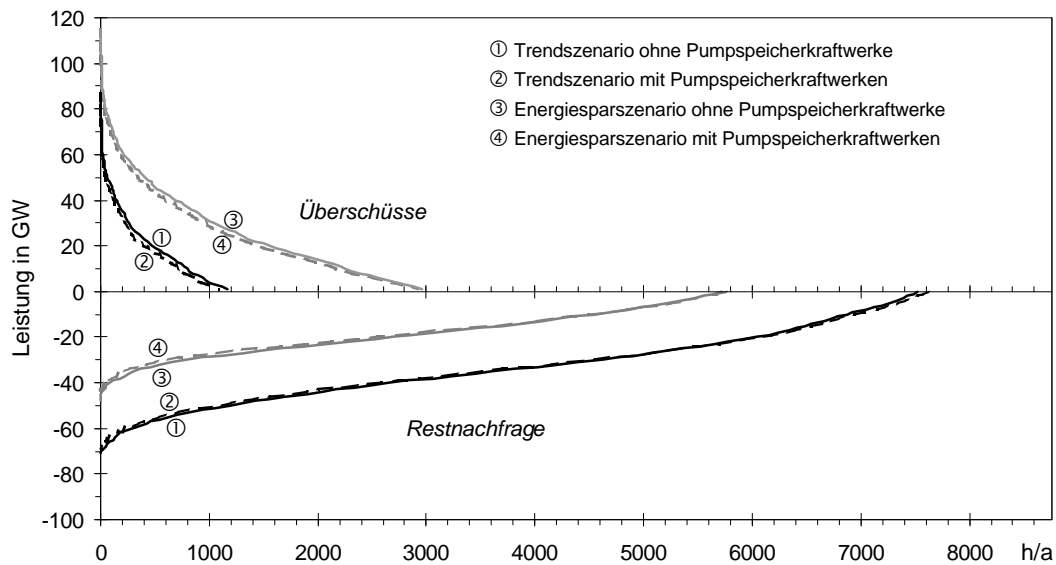


Bild 6.10 Jahresdauerlinien der Restnachfrage und der Überschüsse bei der regenerativen Erzeugung 2050 bei Einsatz der Verlagerungspotentiale mit und ohne Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken

Beim **Trendszenario** steigt die Pumparbeit betragsmäßig auf -6,9 TWh, die Erzeugung aus Pumpstrom erhöht sich auf 5,5 TWh und die Speicherverluste betragen dann -1,4 TWh. Die maximale Restnachfrage kann von -71 GW auf -68,2 GW gesenkt werden. Die maximale Leistung bei den Überschüssen geht von 86,7 GW auf 83,2 GW zurück.

Beim **Energiesparszenario** steigen die Pumparbeit auf -7,4 TWh, die Erzeugung aus Pumpstrom auf 5,9 TWh und die Speicherverluste auf -1,5 TWh. Die maximale Restnachfrage lässt sich von -47,4 GW auf -43,9 GW und die maximale Leistung bei den Überschüssen von 113,5 GW auf 110 GW senken.

Die Einsatzzeiten der Pumpspeicherkraftwerke unterscheiden sich bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 erheblich von denen im Jahr 2020. Aufgrund der Überschüsse der regenerativen Erzeugung vor allem in den Tagesstunden erfolgt im Jahr 2050 die Speicherung hauptsächlich in den Mittagsstunden, während in den Nachtstunden ein Teil der verbleibenden Restnachfrage durch die Pumpspeicherkraftwerke gedeckt wird. Im Gegensatz zu den zeitlichen Veränderungen beim Einsatz der Verlagerungspotentiale sind die zeitlichen Änderungen beim Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken nur von untergeordneter Bedeutung.

6.1.3 Einsatz von nachfragegeführten Blockheizkraftwerken

Die Potentiale der Biomassenutzung wurden in Kapitel 3.2.3.4 und 3.2.4.4 ermittelt. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Hälfte der Potentiale in Blockheizkraftwerken

(BHKW) mit einer wärmegeführten Betriebsweise eingesetzt wird. Für diese Betriebsweise wurden in Kapitel 4.5 genauere Überlegungen angestellt, und die genutzten Potentiale sind bereits in der regenerativen Erzeugung der bisherigen Berechnungen enthalten.

Die andere Hälfte der Potentiale soll in Blockheizkraftwerken mit einer nachfragegeführten Betriebsweise genutzt werden, um so die maximale Leistung der nicht durch die regenerative Erzeugung und die Pumpspeicherkraftwerke gedeckten Restnachfrage an elektrischer Energie reduzieren zu können.

6.1.3.1 Einsatz bei der „Regenerativen Erzeugung 2020“

Für das Jahr 2020 verbleibt nach Abzug der Nutzung durch wärmegeführte BHKW für nachfragegeführte BHKW ein Stromerzeugungspotential von 12,5 TWh aus der Biomasse-nutzung. Bei einer angestrebten Volllaststundenzahl von 2000 h/a ergibt sich eine installierbare Leistung von 6,3 GW.

Durch den Einsatz der BHKW lässt sich die maximale Leistung der Restnachfrage beim Trendszenario um 6,3 GW auf -75,1 GW und beim Energiesparszenario auf -46,6 GW betragsmäßig senken (Bild 6.11). Außerdem kann die Auslastung der Kraftwerke im Bereich von 1.000 h/a bis 3.000 h/a Volllaststunden deutlich verbessert werden.

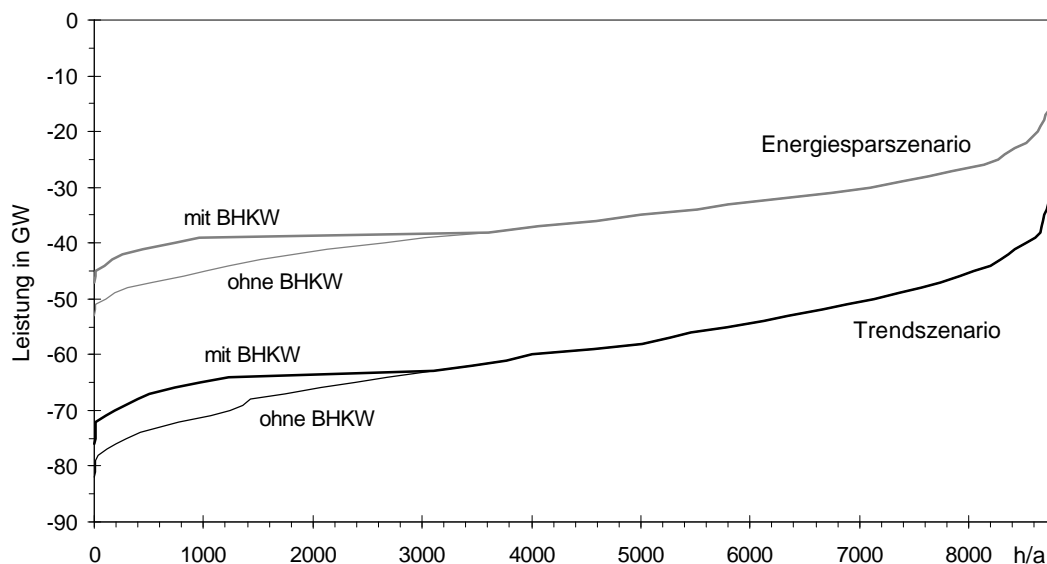


Bild 6.11 Jahresdauerlinien der Restnachfrage bei der regenerativen Erzeugung 2020 mit Einsatz der Verlagerungspotentiale, Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken sowie mit und ohne Einsatz von nachfragegeführten Biomasse-BHKW

Im Jahresverlauf ergibt sich bei dem hier unterstellten Einsatz der Biomasse-Blockheizkraftwerke eine gute Übereinstimmung mit der Wärmenachfrage (vgl. Bild 6.12 und Bild

4.23). Somit ist neben der Nutzung der Elektrizität auch die Wärmeabnahme gewährleistet, wodurch sich eine hohe Ausnutzung der Biomassebrennstoffe ergibt. Im Jahresverlauf unterscheiden sich das Trendszenario und das Energiesparszenario nur geringfügig, wobei beim Energiesparszenario die Unterschiede zwischen den einzelnen Monaten etwas geringer sind.

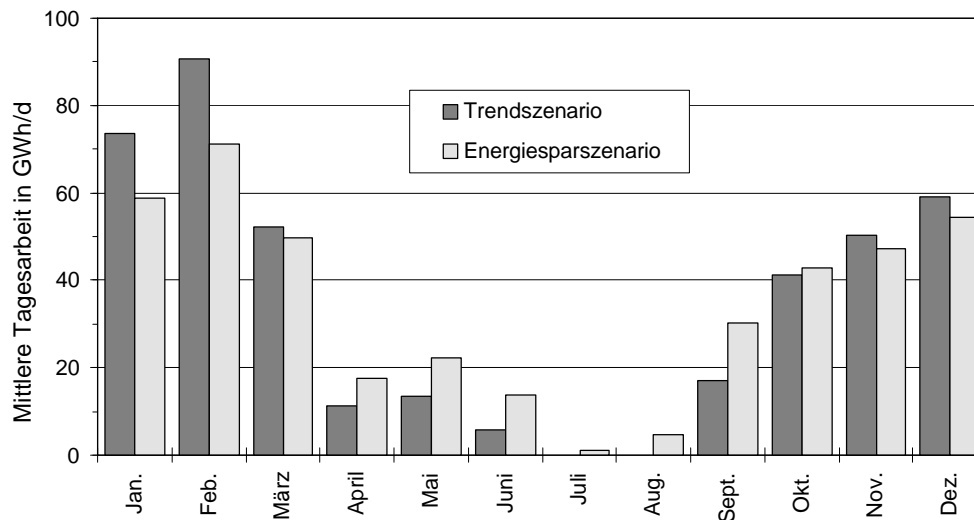


Bild 6.12 Verlauf der monatsmittleren Tagesarbeit der nachfragegeführten Biomasse-BHKW beim Trendszenario und beim Energiesparszenario im Jahr 2020

6.1.3.2 Einsatz bei der „Regenerativen Erzeugung 2050“

Bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 beträgt die Leistung der nachfragegeführten Biomasse-BHKW 12,4 GW bei einem Stromerzeugungspotential von 24,8 GWh. Dieser Erzeugung wird wieder der Verbrauch des Jahres 2020 gegenübergestellt.

Die Ergebnisse sind in Form von Jahresdauerlinien in Bild 6.13 dargestellt. Die maximale Leistung der Restnachfrage kann beim Trendszenario durch die BHKW um 12,4 GW auf -55,8 GW und beim Energiesparszenario auf -31,5 GW betragsmäßig gesenkt werden. Die Reduktion der Spitzenlast und die Verbesserung der Ausnutzung der Kraftwerke ist im Jahr 2050 im Bereich bis 3.000 h/a Volllaststunden noch besser möglich als im Jahr 2020.

Der Verlauf der monatsmittleren Tagesarbeit der BHKW ist dem aus dem Jahr 2020 sehr ähnlich. Es gibt jedoch eine geringfügige Vergleichmäßigung über die einzelnen Monate. Dennoch entspricht der zeitliche Verlauf des Einsatzes der BHKW weitgehend dem Verlauf der Wärmenachfrage, sodass sich hier auch wieder gute Einsatzmöglichkeiten für die Kraft-Wärme-Kopplung ergeben.

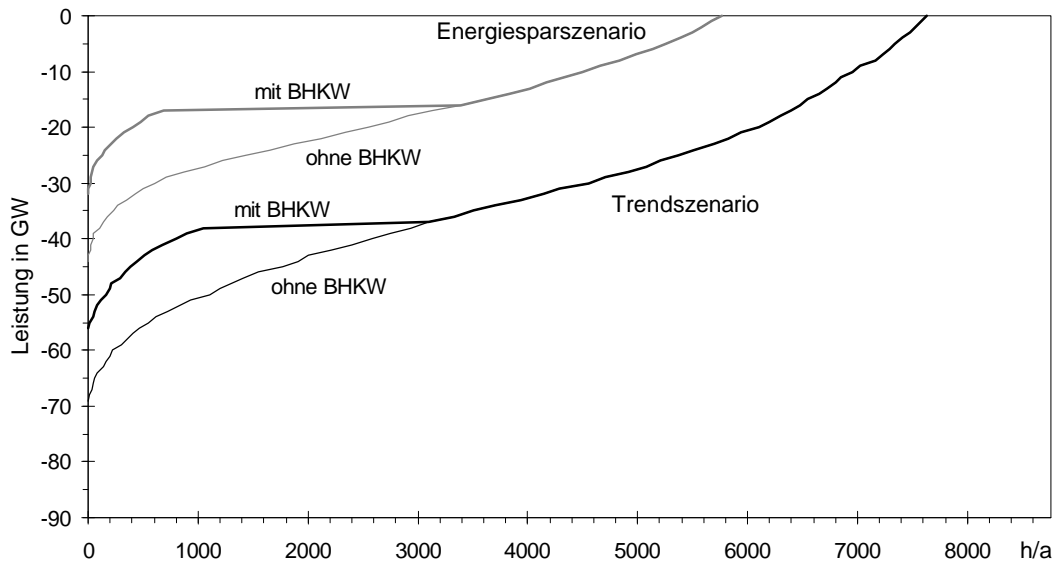


Bild 6.13 Jahresdauerlinien der Restnachfrage bei der regenerativen Erzeugung 2050 mit Einsatz der Verlagerungspotentiale, Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken sowie mit und ohne Einsatz von nachfragegeführte Biomasse-BHKW

6.1.4 Verbleibende Restnachfrage und Speicherbedarf

In den vorangegangenen Kapiteln wurde erläutert, wie sich durch Lastverlagerung sowie durch Einsatz bestehender Pumpspeicherkraftwerke und nachfragegeführter Biomasse-BHKW die Integration der regenerativen Energieerzeugung in das Elektrizitätsnetz verbessern lässt. Die Ergebnisse sollen an dieser Stelle zusammengefasst und die verbleibende Restnachfrage und Überschüsse bestimmt werden. Beim Verbrauch im Jahr 2020 wird wieder zwischen dem Trendszenario und dem Energiesparszenario aus Kapitel 5 unterschieden.

6.1.4.1 Restnachfrage und Speicherbedarf der „Regenerativen Erzeugung 2020“

Tabelle 6.3 zeigt die Ergebnisse für das **Trendszenario**. Im Jahr 2020 kann die regenerative Erzeugung einschließlich der nachfragegeführten Biomasse-BHKW 18,7 % des um die Übertragungsverluste erweiterten Nettoverbrauchs decken. Hierbei entstehen keine Überschüsse aus der regenerativen Erzeugung. Werden alle zuvor erläuterten Maßnahmen durchgeführt, lässt sich die maximale Leistung der nicht durch die regenerativen Energien gedeckten Restnachfrage um 20 % reduzieren. Tabelle 6.3 zeigt auch die Anteile der Restnachfrage mit Volllaststunden von weniger als 2.000 h/a und mehr als 6.000 h/a. Durch die verschiedenen Maßnahmen lässt sich der Anteil mit wenigen Volllaststunden hin zu deutlich mehr Volllaststunden verlagern.

Tabelle 6.3 Restnachfrage und Überschüsse beim Verbrauch nach dem **Trendszenario** und der regenerativen Erzeugung im Jahr **2020**

	Restnachfrage				Überschüsse	
	P_{\max} in GW	Anteil < 2.000 h/a in TWh	Anteil > 6.000 h/a in TWh	E_{ges} in TWh	P_{\max} in GW	E_{ges} in TWh
nur regenerative Erzeugung ¹⁾	---	---	---	---	35,9	102,6
Nachfrage Trendszenario	-93,9	-10,9	-529,7	-617,6	---	---
+ regen. Erzeugung 2020 ¹⁾	-87,2	-12,3	-440,0	-515,0	---	---
+ Lastverlagerung	-83,4	-10,5	-452,9	-515,0	---	---
+ Pumpspeicherkraftwerke	-81,4	-10,0	-459,3	-516,3	---	---
+ nachfragegeführte BHKW	-75,1	-4,8	-459,3	-503,8	---	---

¹⁾ ohne nachfragegeführte Biomasse-BHKW

Beim **Energiesparszenario** deckt im Jahr 2020 die regenerative Erzeugung einschließlich der nachfragegeführten Biomasse-BHKW 27,5 % des Verbrauchs. Auch hier entstehen noch keine Überschüsse. Durch die verschiedenen Maßnahmen lässt sich die maximale Leistung der nicht durch die regenerative Energieerzeugung gedeckten Restnachfrage um 28,7 % senken. Außerdem nimmt auch hier der Anteil der Leistung bei höheren Volllaststunden zu. Er liegt jedoch unter dem des Trendszenarios. Die Ergebnisse für das Energiesparszenario sind in Tabelle 6.4 zusammengefasst.

Tabelle 6.4 Restnachfrage und Überschüsse beim Verbrauch nach dem **Energiesparszenario** und der regenerativen Erzeugung im Jahr **2020**

	Restnachfrage				Überschüsse	
	P_{\max} in GW	Anteil < 2.000 h/a in TWh	Anteil > 6.000 h/a in TWh	E_{ges} in TWh	P_{\max} in GW	E_{ges} in TWh
nur regenerative Erzeugung ¹⁾	---	---	---	---	35,9	102,6
Nachfrage Energiesparszenario	-65,4	-7,2	-351,1	-417,9	---	---
+ regen. Erzeugung 2020 ¹⁾	-58,6	-9,4	-259,7	-315,3	---	---
+ Lastverlagerung	-54,6	-8,1	-268,3	-315,3	---	---
+ Pumpspeicherkraftwerke	-52,9	-7,6	-273,1	-316,6	---	---
+ nachfragegeführte BHKW	-46,6	-2,6	-273,1	-304,1	---	---

¹⁾ ohne nachfragegeführte Biomasse-BHKW

6.1.4.2 Restnachfrage und Speicherbedarf der „Regenerativen Erzeugung 2050“

Die Untersuchungen für das Jahr 2020 haben gezeigt, dass bis zu diesem Jahr ein starker Ausbau der Nutzung der regenerativen Energien erfolgen kann, ohne Überschüsse und damit zusätzlich einen Bedarf an Speicherkapazitäten zu schaffen. Die maximale Leistung der Restnachfrage sinkt in etwa proportional zum Anteil der regenerativen Energien. Bis zu

einem Anteil der regenerativen Energieträger von etwas über 30 % setzt sich diese Entwicklung fort.

Bei einem deutlich höheren Anteil regenerativer Energien entstehen jedoch große Überschüsse. Um diese Entwicklung einschätzen zu können, wurde den beiden Verbrauchsszenarien aus dem Jahr 2020 die regenerative Erzeugung im Jahr 2050 gegenübergestellt.

Beim **Trendszenario** sinkt die maximale Leistung der Restnachfrage bei einem Anteil der regenerativen Energieträger einschließlich nachfragegeführter Biomasse-BHKW von 66,7 % um 40,6 %. Der Anteil der Restnachfrage mit hohen Volllaststunden nimmt stark ab, sodass der Einsatz herkömmlicher Grundlastkraftwerke wie Atom- oder Braunkohlekraftwerke im Frage zu stellen ist. Außerdem entstehen Überschüsse aus der regenerativen Erzeugung, die zwar eine hohe Maximalleistung aufweisen, jedoch nur 5 % der regenerativen Erzeugung umfassen. Dieser Anteil wird sich durch einen europäischen oder überregionalen Elektrizitätsverbund weiter reduzieren lassen (siehe Kapitel 6.2.1). Deshalb erscheint es durchaus überlegenswert, weitgehend auf eine Speicherung zu verzichten und den überschüssigen Anteil der regenerativen Energien ungenutzt zu lassen. Zumindest ist es nicht sinnvoll, Speicherkapazitäten im vollen Leistungsumfang zu schaffen. Zwar beträgt beim Trendszenario die maximale Leistung der Überschüsse trotz aller Maßnahmen 83,2 GW. Der Anteil der Überschüsse mit einer Leistung oberhalb von 20 GW ist jedoch nur etwas größer als 1 % der regenerativen Erzeugung. Tabelle 6.5 zeigt die Ergebnisse für das Trendszenario.

Tabelle 6.5 Restnachfrage und Überschüsse beim Verbrauch nach dem **Trendszenario** und der regenerativen Erzeugung im Jahr **2050**

	Restnachfrage				Überschüsse	
	P_{\max}	Anteil	Anteil	E_{ges}	P_{\max}	E_{ges}
	in GW	< 2.000 h/a in TWh	> 6.000 h/a in TWh	in TWh	in GW	in TWh
nur regenerative Erzeugung ¹⁾	---	---	---	---	176,8	387,2
Nachfrage Trendszenario	-93,9	-10,9	-529,7	-617,6	---	---
+ regen. Erzeugung 2050 ¹⁾	-83,4	-18,8	-115,1	-272,3	104,1	42,2
+ Lastverlagerung	-71,0	-16,4	-140,2	-253,6	86,7	23,5
+ Pumpspeicherkraftwerke	-68,2	-15,3	-142,4	-252,0	83,2	20,5
+ nachfragegeführte BHKW	-55,8	-7,1	-142,4	-227,2	83,2	20,5

¹⁾ ohne nachfragegeführte Biomasse-BHKW

Beim **Energiesparszenario** umfasst die regenerative Erzeugung einschließlich der nachfragegeführten Biomasse-BHKW 98,6 % des Verbrauchs. Die maximale Leistung der Restnachfrage sinkt jedoch nur um 51,8 %. Der Anteil mit hohen Volllaststunden nimmt extrem ab, und es treten Überschüsse mit einer maximalen Leistung von 110 GW im

Umfang von 17,8 % der regenerativen Erzeugung auf. Tabelle 6.6 fasst die Ergebnisse für das Energiesparszenario zusammen.

Tabelle 6.6 Restnachfrage und Überschüsse beim Verbrauch nach dem **Energiesparszenario** und der regenerativen Erzeugung im Jahr **2050**

	Restnachfrage				Überschüsse	
	P_{\max}	Anteil	Anteil	E_{ges}	P_{\max}	E_{ges}
	in GW	< 2.000 h/a in TWh	> 6.000 h/a in TWh	in TWh	in GW	in TWh
nur regenerative Erzeugung ¹⁾	---	---	---	---	176,8	387,2
Nachfrage Energiesparszenario	-65,4	-7,2	-351,1	-417,9	---	---
+ regen. Erzeugung 2050 ¹⁾	-55,6	-14,5	0	-129,2	125,7	98,6
+ Lastverlagerung	-47,4	-12,9	0	-109,1	113,5	78,4
+ Pumpspeicherkraftwerke	-43,9	-11,7	0	-105,4	110,0	73,2
+ nachfragegeführte BHKW	-31,5	-3,5	0	-80,6	110,0	73,2

¹⁾ ohne nachfragegeführte Biomasse-BHKW

Im Gegensatz zum Trendszenario ist es nun nicht mehr sinnvoll, völlig auf eine Speicherung zu verzichten. Sollen alle Überschüsse genutzt werden, ist eine Energiespeicherkapazität von rund 13 TWh bei einer maximalen Leistungsaufnahme von 110 GW notwendig. Während die maximale Leistungsaufnahme rund 35 % der installierten regenerativen Leistung entspricht, wird nur eine Energiespeicherkapazität von etwas mehr als 3 % der regenerativ erzeugten Energie benötigt. Bild 6.14 zeigt, dass die monatsmittlere Leistung nach Einsatz der nachfragegeführten Biomasse-BHKW im gesamten Jahr verhältnismäßig konstant ist, sodass eine Speicherung nur sehr in geringem Maße für einen jahreszeitlichen Ausgleich zu sorgen hat.

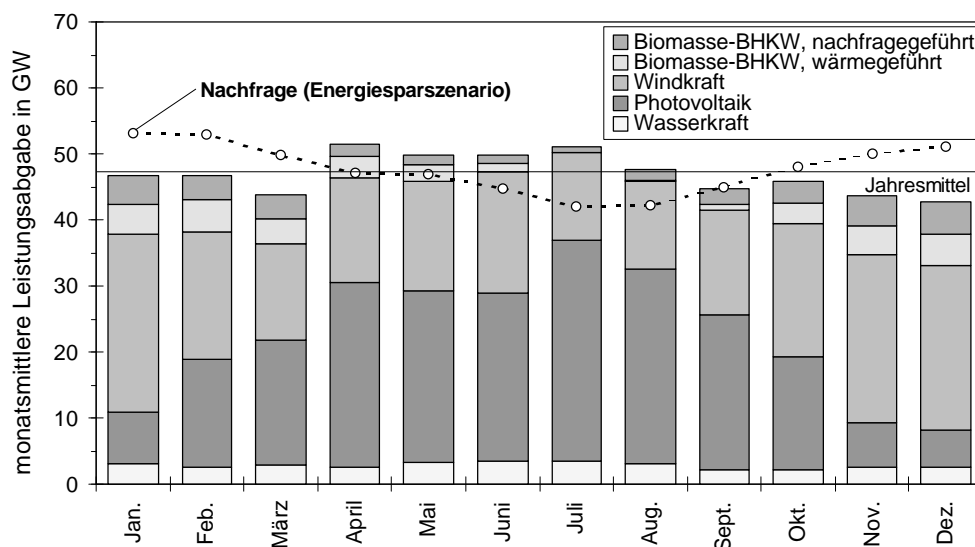


Bild 6.14 Monatsmittlere Leistungsabgabe der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050

Dennoch ist es unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll, Speicher im vollen Umfang der maximalen Überschussleistung zu errichten. Aus Tabelle 6.7 ist zu entnehmen, dass der Anteil der Energie mit einer Überschussleistung von mehr als 50 GW nur etwas mehr als 1 % beträgt.

Tabelle 6.7 Anteil der Überschüsse oberhalb einer bestimmten Leistung an der regenerativen Erzeugung bei einer Nutzung nach Tabelle 6.6

	Überschuss bei einer Leistung oberhalb von							
	0 GW	10 GW	20 GW	30 GW	40 GW	50 GW	60 GW	80 GW
Energie in TWh	73,2	47,3	29,1	16,3	9,4	4,7	2,2	1,0
Anteil an der regen. Erzeugung	17,8 %	11,5 %	7,1 %	4,0 %	2,3 %	1,1 %	0,5 %	0,2 %

In welchem Umfang und mit welcher Technologie die Überschüsse genutzt werden, wird unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu entscheiden sein. Da eine Prognose von wirtschaftlichen Entwicklungen über einen Zeitraum von 50 Jahren nicht möglich ist, sollen im Folgenden nur die technischen Möglichkeiten zur Deckung der Restnachfrage und die Nutzung der Überschüsse diskutiert werden.

6.2 Deckung der Restnachfrage und des Speicherbedarfs

Gerade bei einem Anteil der regenerativen Erzeugung von annähernd 100 % des Verbrauchs gibt es eine nicht gedeckte Restnachfrage sowie Überschüsse. Die Jahressumme liegt dann in der Größenordnung von 20 % des Gesamtaufkommens. Bei einem geringeren Anteil der regenerativen Erzeugung nimmt der Anteil der Überschüsse deutlich ab. Ein großer Teil der Überschüsse kann in Form von überregionalem Export und Speicherung der Energie genutzt werden. Die nicht gedeckte Restnachfrage lässt sich durch Energieimport, Speicherung oder konventionelle Kraftwerke decken.

6.2.1 Überregionale Ausgleichsmöglichkeiten

6.2.1.1 Derzeitiger Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern

Bereits heute haben der Import und Export von Elektrizität einen wichtigen Anteil an der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. Im Jahr 1997 betrug der Export 8 % bezogen auf den Nettostromverbrauch [Sta98]. Ein Import fand etwa im gleichen Umfang statt. Bild 6.15 zeigt den Austausch mit den einzelnen Nachbarländern.

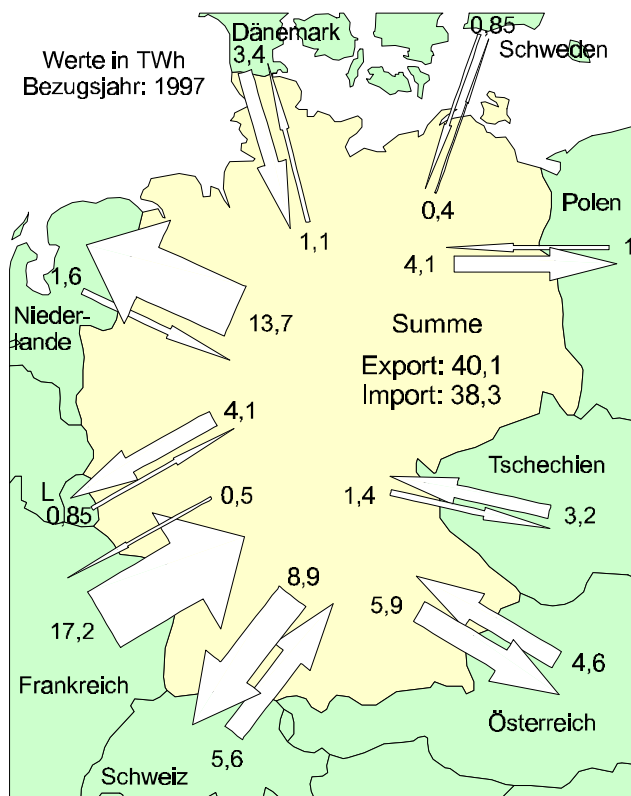


Bild 6.15 Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern im Jahr 1997 (Werte in TWh, Daten [Sta98])

Die Struktur der Elektrizitätswirtschaft ist in den Nachbarstaaten sehr verschieden. Während Frankreich nahezu 80 % seines Elektrizitätsbedarfs durch die Kernenergie deckt, dominiert in Österreich und in der Schweiz die Wasserkraft mit einem Anteil von weit über 50 %. In Dänemark wurden im Jahr 1997 etwa 6 % des Elektrizitätsbedarfs durch die Windkraft gedeckt. Damit haben regenerative Energien in anderen Ländern bereits heute einen deutlich größeren Anteil an der Elektrizitätsversorgung als in Deutschland. Bei einem weiteren Ausbau regenerativer Energien, wie bei dem zuvor aufgestellten Szenario für Deutschland im Jahr 2050, werden auch in Deutschland im Laufe des Jahres Überschüsse entstehen, die sich durch einen großräumigen Verbund teilweise ausgleichen lassen. Mit einem Ausbau des Verbunds werden auch die Ausgleichsmöglichkeiten verbessert.

6.2.1.2 Übertragungsverluste von Freileitungen

Bevor jedoch Ausgleichsmöglichkeiten eines großräumigen Verbundnetzes diskutiert werden, soll auf die entstehenden Übertragungsverluste eingegangen werden. Bei der Übertragung großer Leistungen unterscheidet man zwischen Drehstrom-Höchstspannungs-Übertragung (DHÜ) und Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Während man bei der Übertragung innerhalb Deutschlands und in seine Nachbarländer ausschließlich die DHÜ mit Nennspannungen bis 400 kV einsetzt, wird bei der Übertragung elektri-

scher Energie über das 250 km lange „Baltic Cable“ von Schweden nach Deutschland HGÜ mit einer Spannung von 450 kV verwendet [IZE94]. Außerhalb Deutschlands werden DHÜ und HGÜ bereits auch mit größeren Spannungen bis über 1.000 kV eingesetzt, und noch höhere Spannungen sind in der Erprobung.

Bei der HGÜ lassen sich kostengünstigere Mastkonstruktionen mit einem geringen Flächenverbrauch als bei der DHÜ realisieren, und die je Leiter übertragbare Leistung ist größer. Zwar ist der Isolationsaufwand bei der HGÜ größer als bei der DHÜ, aufgrund der wirtschaftlichen Vorteile bei der Übertragung über größere Entfernungen wird die HGÜ in Zukunft jedoch an Bedeutung gewinnen. Technisch sind heute bereits Übertragungsentfernungen von bis zu 8.000 km zu realisieren. Hierbei muss mit Übertragungskosten von etwa 0,005 €/je 1.000 km und kWh gerechnet werden [Pov94]. Somit ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Übertragung über große Entfernungen der Speicherung in der Regel vorzuziehen.

Bei der Übertragung von Gleichstrom über n Leitungen ergeben sich die Stromwärmeverluste

$$P_V = n \cdot R'_\vartheta \cdot I^2 \cdot l \quad (6.4)$$

aus dem Leitungsstrom I dem Widerstandsbelag R'_ϑ sowie der Länge l der Leitungen.

Der Widerstandsbelag eines Leiters mit m Teilleitern

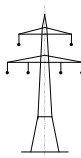
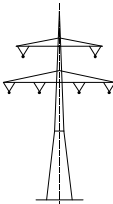
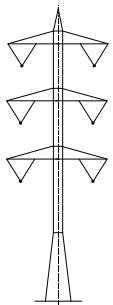
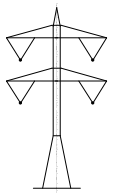
$$R'_\vartheta = \frac{1}{m} \cdot \frac{r_{20}}{A} \cdot [1 + a_{20} \cdot (J - 20^\circ \text{C})] \quad (6.5)$$

wird über den spezifischen Widerstand r_{20} , den Querschnitt A des Leiters, den Temperaturkoeffizienten a_{20} und die Betriebstemperatur J berechnet. Bei Freileitungen werden häufig Teilleiter aus Seilen verschiedener Werkstoffe wie Aluminium (Al) und Stahl (St) hergestellt, von denen wiederum 2 bis 6 Teilleiter zu einem Bündel zusammengefasst sind.

Bei einer Leitung aus 4 Al/St-Teilleitern mit einem Querschnitt von 805/105 mm², dem spezifischen Widerstand $r_{20} = 0,028264 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ für Aluminium bzw. $0,138 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ für Stahl sowie den Temperaturkoeffizienten $a_{20} = 0,00393/^\circ\text{C}$ für Aluminium bzw. $0,0045/^\circ\text{C}$ für Stahl ergibt sich bei einer Betriebstemperatur $J = 40^\circ \text{C}$ ein Widerstandsbelag $R'_\vartheta = 0,009 \Omega/\text{km}$. Bei einer $\pm 600 \text{ kV}$ Gleichstromleitung mit 2 Leitern berechnen sich bei einem Strom von jeweils 805 A in den 4 Teilleitern Verluste von 187 kW/km bei einer Übertragungsleistung von 3.860 MW.

Bei Wechselstromleitungen kommt es durch den Skineneffekt und einem Nahereffekt der Kabel zu zusätzlichen Verlusten. Kenndaten für verschiedene Leitungen sind in Tabelle 6.8 dargestellt.

Tabelle 6.8 Kenndaten von Freileitungen bei DHÜ und HGÜ (nach [Hos88])

Übertragungsart Nennspannung	DHÜ 380 kV	DHÜ 750 kV	DHÜ 1.150 kV	HGÜ ± 600 kV
Mastbild				
Leiterquerschnitt Al/St in mm ²	805 / 102	805 / 102	805 / 102	805 / 102
Zahl der Teilleiter	4	4	6	4
Anzahl der Leiter	2 x 3	2 x 3	2 x 3	2 x 2
Widerstandsbelag in Ω/km	0,009	0,009	0,006	0,009
thermische Grenzleistung in MW	2×3.812	2×7.015	2×16.120	2×6.500
Übertragungsleistung bei 1 A/mm ² in MW	2×2.121	2×4.187	2×9.630	2×3.860
Verluste bei 1 A/mm ² in kW/km	2×280	2×280	2×421	2×187
relative Verluste pro 1.000 km bei 1 A/mm ²	13,2 %	6,7 %	4,4 %	4,8 %

Bei der HGÜ mit ± 600 kV bewegen sich die Verluste bis zu einer Entfernung von 5.000 km in akzeptablen Größenordnungen. Bei größeren Entfernungen können die Verluste durch höhere Spannungen weiter reduziert werden. Jedoch gibt es bei Spannungen oberhalb von ± 800 kV noch einigen Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Mit Sicherheit kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich in dem hier untersuchten Zeitraum von 50 Jahren elektrische Energie über Entfernungen von mehr als 10.000 km mit akzeptablen Verlusten übertragen lässt.

6.2.1.3 Ausgleichsmöglichkeiten in Europa

Vor einer Übertragung über sehr große Entfernungen sollten die räumlich näher gelegenen Potentiale zur Errichtung regenerativer Energieanlagen erschlossen sein. In Europa gibt es Stromerzeugungspotentiale bei regenerativen Energieträgern, die weit über die Nachfrage hinaus gehen. Somit könnte Deutschland einen großen Teil seiner Restnachfrage durch Import von regenerativ erzeugtem Strom klimaverträglich decken.

Bereits heute wird in einigen Ländern Europas ein Großteil des Elektrizitätsbedarfs aus **Wasserkraft** gedeckt. In der Schweiz beträgt der Anteil der Wasserkraft an der Elektrizitätsversorgung knapp 60 %, in Österreich über 70 % und in Norwegen sogar annähernd 100 %. Beim Import von Strom aus Österreich und aus der Schweiz gibt es somit schon heute einen Ausgleich bei der Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom. Bereits heute könnte Norwegen große Mengen an Elektrizität aus Wasserkraft auch nach Deutschland exportieren. Hierzu ist geplant, ein 550 km langes 500 kV HGÜ-Seekabel zwischen Norwegen und Deutschland zu verlegen, das über eine Übertragungsleistung von 600 MW bis 800 MW verfügen wird [Car97]. Das sogenannte Viking Cable soll im Jahr 2003 in Betrieb genommen werden.

Bei der **Windkraft** gibt es in Europa ein enormes Stromerzeugungspotential, das weit über den Bedarf hinausgeht. Tabelle 6.9 zeigt die Potentiale einiger EU-Länder mit einer Übertragungsentfernung von weniger als 1.000 km. In diesen Ländern beträgt das Stromerzeugungspotential insgesamt mehr als das Fünffache des heutigen Verbrauchs. Aufgrund der zum Teil sehr hohen Windgeschwindigkeiten in diesen Ländern ist zudem zu erwarten, dass die Fluktuationen bei der Erzeugung geringer als in Deutschland ausfallen. Somit hat auch der Ausbau der Windenergie in anderen EU-Ländern eine wichtige Funktion bei einer künftigen klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung. Ein ausgebautes europäisches Verbundnetz kann hierbei zum Ausgleich von Fluktuationen der Windenergie in den einzelnen Ländern beitragen.

Tabelle 6.9 Nettoverbrauch, Nutzung der Windenergie und Potentiale der Windenergienutzung einiger EU-Länder mit Übertragungsentfernungen von weniger als 1.000 km nach Deutschland (Daten: [VIK; Sel90; Pon95; Dan99])

alle Angaben in TWh	Nettoverbrauch 1995	Erzeugung aus Windkraft	Stromerzeugungspotential	
			an Land	Offshore
Belgien	69,8	0,008 ¹⁾	82	24
Niederlande	85,6	0,317 ¹⁾	118	136
Dänemark	31,6	1,830 ²⁾	103	550
Frankreich	367,9	0,009 ¹⁾	563	477
Großbritannien	306,2	0,352 ¹⁾	1.760	986
Irland	14,9	0,016 ¹⁾	395	183
Italien	243,4	0,010 ¹⁾	363	154
Summe	1.119,4	2,5	3.384	2.510

¹⁾ Bezugsjahr 1995 ²⁾ Bezugsjahr 1997

Bei der Nutzung der **Solarenergie** gibt es in Europa die größten Potentiale. In südeuropäischen Regionen nimmt hierbei die Wirtschaftlichkeit aufgrund des größeren Angebots an Solarenergie deutlich zu. Neben der Photovoltaik können hier auch solarthermische

Kraftwerke errichtet werden, mit denen sich derzeit Elektrizität kostengünstiger als mit Photovoltaik erzeugen lässt. Durch die Integration thermischer Speicher in solarthermische Kraftwerke lassen sich außerdem die Fluktuationen und der elektrische Speicherbedarf weiter verringern. Tabelle 6.10 zeigt einen Vergleich der jährlichen Globalstrahlung von Berlin mit südeuropäischen Städten. Weiterhin ist das Verhältnis der Monatsmittelwerte von Juni zu Dezember dargestellt. Dieses ist in Südeuropa relativ niedrig, das heißt es gibt hier deutlich geringere Fluktuationen bei der Nutzung der Solarenergie als in Deutschland.

Tabelle 6.10 Vergleich Globalstrahlung von Berlin und südeuropäischen Städten (Daten: [Pal96])

	Berlin	Rom	Nizza	Lissabon	Almería (Spanien)
jährliche Globalstrahlung in kWh/m ²	1.026	1.519	1.551	1.726	1.785
Verhältnis Juni zu Dezember	12,1 : 1	4,4 : 1	4,1 : 1	3,3 : 1	2,8 : 1

6.2.1.4 Großräumige Ausgleichsmöglichkeiten

Im Gegensatz zur Windkraft, Wasserkraft und Biomasse unterliegt die direkte Nutzung der Solarenergie einem standortabhängigen Tages- und Jahresgang, dem aufgrund von unterschiedlicher Bewölkung Fluktuationen überlagert sind. Durch den zuvor diskutierten Verbund über geringere Entfernungen lassen sich zwar witterungsabhängige Fluktuationen weitgehend ausgleichen, der typische Tages- und Jahresgang bei der Nutzung der Solarenergie bleibt jedoch erhalten.

Für einen Ausgleich des **Tagesgangs** sind weiträumige Ost-West-Verbindungen erforderlich. Um den Einfluss solcher Verbindungen zu verdeutlichen wurde der Tagesgang der Solarstrahlung für einen wolkenlosen 21. Juni an den Orten Berlin, Lissabon, Moskau und Karaganda (Kasachstan) auf einer 30° nach Süden geneigten Fläche berechnet. Die direkte Strahlung

$$E_{\text{dir,gen}} = E_0 \cdot \exp\left(-\frac{T_r}{0,9 + 9,4 \cdot \sin g_s}\right) \cdot q_{\text{gen}} \quad (6.6)$$

auf der geneigten Ebene lässt sich aus der Solarkonstanten E_0 , einem Trübungsfaktor T_r , der Sonnenhöhe g_s und dem Neigungswinkel q_{gen} berechnen [Kle93] (vgl. auch Bild 4.7, Seite 67). Die direkte Strahlung erhöht sich noch um einen Diffusanteil der hier mit 17 % der Direktstrahlung abgeschätzt wurde (vgl. 4.2.2.5). Für den Trübungsfaktor T_r wurde ein Wert von 4,2 angenommen.

Beim Mittelwert der auf einer Achse von etwa 7.000 km verteilten Standorte ist eine Vergleichmäßigung zu erkennen (Bild 6.16). Für Deutschland würde sich der Tagesgang vor

allein in den Morgenstunden ausgleichen lassen. Ausgleichseffekte in den Abendstunden sind aufgrund der geographischen Gegebenheiten nur zu erreichen, wenn bei z.B. bei solarthermischen Kraftwerken in Südwesteuropa thermische Speicher eingesetzt werden.

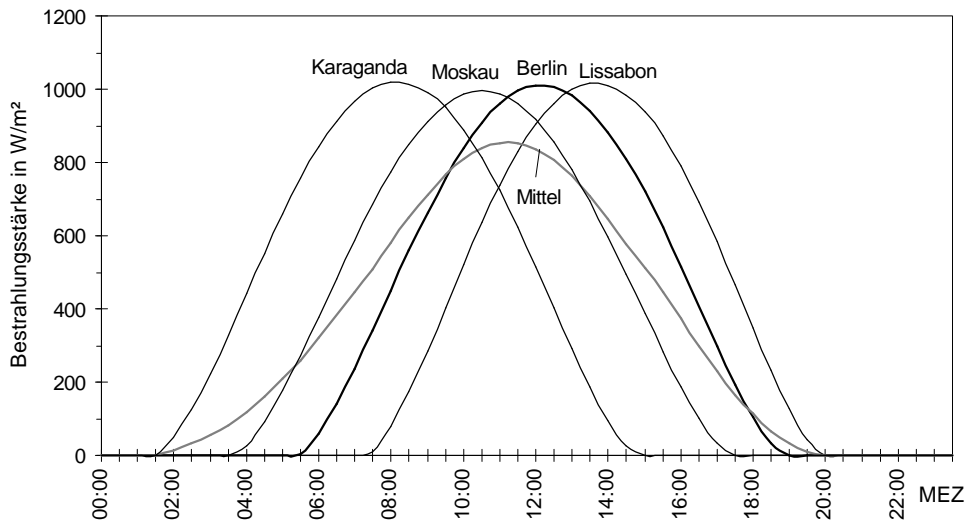


Bild 6.16 Idealer Verlauf der Bestrahlungsstärke auf einer um 30° nach Süden geneigten Ebene am 21. Juni für verschiedene Standorte sowie Mittelwertbildung

Der Ausgleich des **Jahresgangs** kann durch einen Nord-Süd-Verbund mit Afrika erreicht werden. Bild 6.17 zeigt den Verlauf der monatsmittleren Bestrahlungsstärke auf einer horizontalen Fläche für Orte in Europa und Afrika mit unterschiedlichen Breitengraden. Bei den afrikanischen Standorten ist der Verlauf über das Jahr deutlich gleichmäßiger. In Äquatornähe ergibt sich näherungsweise ein konstanter Verlauf.

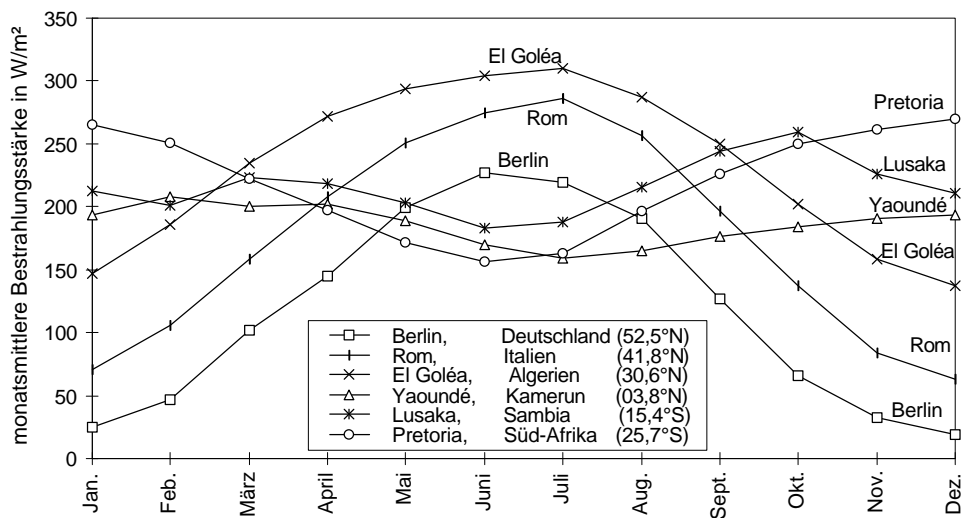


Bild 6.17 Jahresgang der monatsmittleren horizontalen Bestrahlungsstärke für verschiedene Orte in Europa und Afrika

Bei einer Entfernung von etwa 6.000 km ist ein Energietransport aus dem Bereich des Äquators nach Deutschland durchaus im Rahmen des Möglichen. Vor allem im Winter ließe sich damit die Restnachfrage in Europa decken.

Im Bereich der Sahara gibt es hierfür sehr gute Einstrahlungsbedingungen. Die Schwankungen zwischen den einzelnen Tagen sind hier sehr gering, und die jährliche Bestrahlung ist mehr als doppelt so groß wie in Deutschland. Mit rund 3.000 km ist die Transportentfernung relativ gering. Dennoch ist auch in diesen Gebieten ein gewisser Jahresgang zu verzeichnen mit einem geringfügig niedrigerem Angebot im Winter.

Der Elektrizitätsbedarf im Bereich der Sahara ist jedoch relativ gering. Ein gegenseitiger Ausgleich kommt deshalb nicht in Frage. So können die Gebiete mit hoher Einstrahlung zur Deckung des Energiebedarfs in Europa beitragen. Inwieweit diese Nutzung erfolgen wird, hängt unter anderem von wirtschaftlichen Fragestellungen ab. Auch wenn die Kosten aufgrund der zu überbrückenden Seestrecke im Mittelmeer deutlich höher sind als oben bei den Freileitungen genannt, erscheint aus heutiger Sicht der Stromexport aus Nordafrika nach Mitteleuropa durchaus wirtschaftlich interessant [Sta96].

Neben der Wirtschaftlichkeit werden jedoch auch politische Rahmenbedingungen über einen Nord-Süd-Verbund entscheiden. So wird man sich in Europa nur ungern von Stromimporten aus politisch instabilen Ländern abhängig machen wollen. Werden die heutigen Probleme in den nächsten Jahrzehnten gelöst, könnte ein Nord-Süd-Verbund auch zur wirtschaftlichen Entwicklung in Afrika beitragen.

Bisher wurde nur der direkte Stromtransport nach Deutschland erörtert. Neben dem Transport über Freileitungen und Kabel kann Energie auch in Form von solar erzeugtem Wasserstoff transportiert werden. Auf diese Möglichkeit wird im folgenden Kapitel näher eingegangen.

6.2.2 Neubau von Speichern

Durch einen überregionalen Ausgleich der Fluktuationen von regenerativen Energieträgern lässt sich ein Teil der Schwankungen kompensieren. Bei einem hohen Anteil regenerativer Energien können jedoch Überschüsse nicht vollständig vermieden werden. Wie bereits zuvor erläutert, ist es aus wirtschaftlichen Überlegungen aber durchaus sinnvoll, einen Teil der Überschüsse nicht zu nutzen, um so die Leistungsaufnahme der Speicher zu reduzieren.

6.2.2.1 Pumpspeicherkraftwerke

Der Einsatz bestehender Pumpspeicherkraftwerke hat gezeigt, dass diese einen Beitrag zur besseren Integration regenerativer Energien in die Elektrizitätsversorgung leisten können.

Da jedoch Pumpspeicherkraftwerke mit großen Eingriffen in die Landschaft verbunden sind, ist ein Ausbau in Deutschland nur noch in begrenztem Maße möglich. Bei einer Elektrizitätsversorgung mit einem hohen Anteil regenerativer Energieträger wird eine Speicherkapazität von mehreren TWh erforderlich sein (vgl. 6.1.4.2). Die Speicherkapazität aller bestehenden Pumpspeicherkraftwerke von rund 0,19 TWh zeigt, dass die erforderliche Speicherkapazität nicht durch Pumpspeicherkraftwerke zu decken sein wird.

In den Alpenländern gibt es zwar größere Potentiale für den Ausbau der Pumpspeicherung, die auch von der Versorgung im süddeutschen Raum genutzt werden könnten, dennoch werden auch diese Kraftwerke nicht die erforderliche Speicherkapazität abdecken können.

6.2.2.2 Speicherung in Form von Wasserstoff

Eine vielversprechende Variante zur Speicherung größerer Mengen an Energie ist die Speicherung in Form von Wasserstoff H_2 (energetische Daten s. Tabelle 6.11).

Tabelle 6.11 Wichtige energetische Daten von Wasserstoff im Normzustand ($r = 0,101 \text{ Mpa}$, $T = 273,15 \text{ K} = 0 \text{ °C}$) (nach [Win89])

unterer Heizwert	oberer Heizwert	Dichte
3,00 kWh/m _n ³	3,55 kWh/m _n ³	0,09 kg/m ³ (gasförmig)
33,33 kWh/kg	39,41 kWh/kg	70,9 kg/m ³ (flüssig, -252 °C)

1 m_n³ = 1 Normkubikmeter, entspricht 0,09 kg

Wasserstoff lässt sich über Elektrolyseprozesse mit Hilfe elektrischer Energie erzeugen. Bei der alkalischen **Elektrolyse** erfolgt die Wasserspaltung an zwei Elektroden, die in ein wässriges alkalisches Elektrolyt getaucht sind (Bild 6.18).

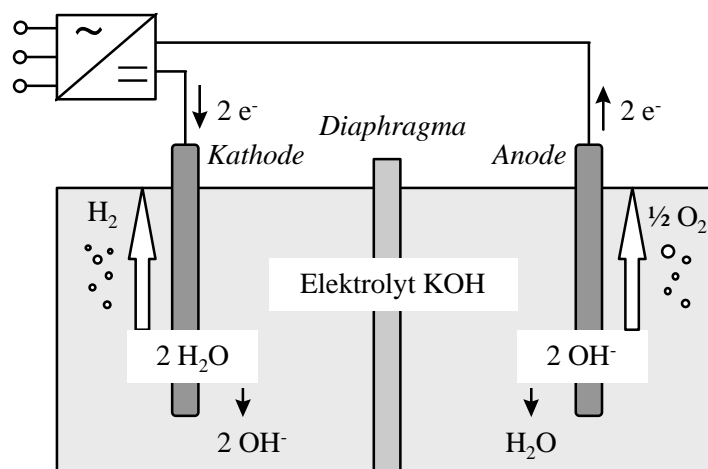
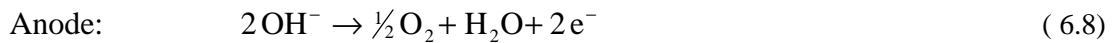


Bild 6.18 Schema der Wasserelektrolyse mit alkalischem Elektrolyt (nach [Fac90])

Hierbei finden folgende Reaktionen statt:



Heute erreicht man bei der alkalischen Elektrolyse Wirkungsgrade von bis zu 85 %. Neben der alkalischen Elektrolyse gibt es noch andere Verfahren zur Wasserstoffspaltung wie z.B. die Membranelektrolyse und die Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse. Hier reicht bei hohen Temperaturen oberhalb von 700 °C eine geringere elektrische Energie zum Aufrechterhalten der Reaktion. Bei einem Prototypen für einen neuartigen Druckelektrolyseur wurden Wirkungsgrade von 90 % erreicht [Fac97].

Für die **Wasserstoffspeicherung** stehen verschiedene Speichertypen zur Verfügung wie

- Stationäre Großspeicher
- Stationäre Kleinspeicher
- Mobile Speicher für Transport- und Verteilungszwecke
(z.B. Flüssigwasserstoff-Tanker)
- Kraftstoffreservoirs (z.B. Kfz-Tanks)

Bei der zukünftigen Speicherung von Wasserstoff kann zum Teil auch auf Ressourcen zurückgegriffen werden, die heute bereits bei der Erdgasspeicherung im Einsatz sind. So ist die Speicherung von Erdgas in Salzkavernen weit verbreitet. 1993 wurden in Deutschland 11 Kavernenspeicheranlagen mit einem Gesamt-Arbeitsgasvolumen von ca. 3,3 Mrd. m_n³ bei einem Druck von 15 Mpa (150 bar) betrieben [Sch94]. Bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff umfasst deren Speicherkapazität einen Energiegehalt von rund 10 TWh. Bei der Untertagespeicherung muss mit Arbeitsgasverlusten von bis zu 3 % pro Jahr gerechnet werden [Win89]. Hinzu kommt der Energieaufwand zur Verdichtung.

Bei hohem Druck können auch in Flüssiggasspeichern große Energiemengen gespeichert werden, sodass es bei der Speicherung von Wasserstoff genügend große Kapazitäten für eine künftige regenerative Elektrizitätsversorgung gibt. Bei der Flüssiggasspeicherung gibt es jedoch größere Verluste von 0,1 % pro Tag bei Großtanks. Hinzu kommt der Energieaufwand zur Verflüssigung in der Größenordnung von 20 %.

Wasserstoff hat den Vorteil, dass er sich problemlos transportieren lässt. Der **Transport** kann über Pipelines ähnlich wie beim Erdgastransport oder durch Flüssiggastanker über die Straße, die Schiene oder per Schiff erfolgen. Neben den Transportverlusten ist auch noch der Bedarf an Transportenergie zu berücksichtigen. Dieser ist bei modernen Rohrfernleitungen jedoch sehr gering und beträgt bei einer Leitungslänge von 6.000 km lediglich 5 % [Rec94].

Die **Gewinnung elektrischer Energie** aus Wasserstoff ist mit Gasturbinenkraftwerken oder Brennstoffzellen möglich. Der Nutzung von Wasserstoff in Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken erfolgt ähnlich wie die von Erdgas. Diese Kraftwerke können auch mit Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

Eine vielversprechende Option für die Wasserstoffnutzung sind **Brennstoffzellen**. In einer Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten entsteht aus Wasserstoffgas H_2 und Sauerstoffgas O_2 wieder Wasser H_2O (Bild 6.19). Bei dieser Reaktion wird elektrische Energie frei. An der Anode werden aus dem Wasserstoffgas Elektronen freigesetzt. Die Wasserstoffionen H^+ diffundieren durch einen Elektrolyt zur Kathode, wo sie sich mit Sauerstoffionen und den über einen äußeren elektrischen Kreis eintreffenden Elektronen zu Wassermolekülen verbinden.

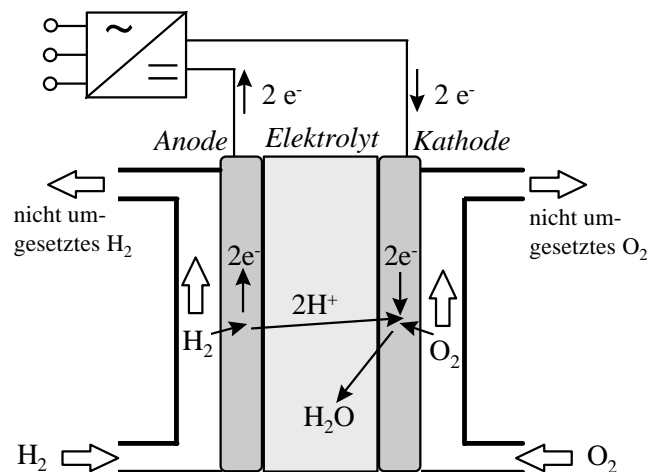
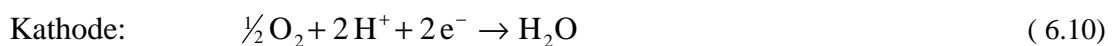
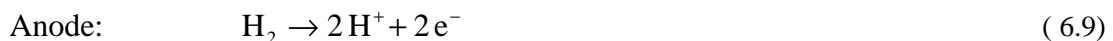


Bild 6.19 Schema der Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten

Die entsprechenden Reaktionsgleichungen lauten:



Der ideale Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle (BZ) beträgt 94,5 % [Fac92]. Derzeit werden elektrische Wirkungsgrade zwischen 60 % und 70 % erreicht. Bei Brennstoffzellen unterscheidet man zwischen Niedertemperatur sowie Mittel- und Hochtemperatur-BZ. Bei Mittel- und Hochtemperatur-BZ wie PAFC (Phosphorsaure BZ), MCFC (Schmelzkarbonat-BZ) und SOFC (Festkeramische BZ) ist neben der Nutzung der elektrischen Energie auch noch eine Auskopplung von Wärme möglich. Dadurch erhöht sich der Gesamtwirkungsgrad. Außerdem lassen sich diese Brennstoffzellen auch mit Erdgas betreiben [Dre93].

Der Gesamtwirkungsgrad h_{ges} der Wasserstoffspeicherung ergibt sich aus dem elektrischen Wirkungsgrad h_{el} und dem thermischen Wirkungsgrad h_{th} :

$$h_{\text{ges}} = h_{\text{el}} + h_{\text{th}} \quad (6.11)$$

Der elektrische Wirkungsgrad

$$h_{\text{el}} = h_{\text{Ely}} \cdot (1 - f_{\text{Tr}}) \cdot (1 - f_{\text{SP}}) \cdot h_{\text{BZ,el}} \quad (6.12)$$

berechnet sich aus dem Wirkungsgrad der Elektrolyse h_{Ely} , den Transportverlusten f_{Tr} , den Speicherverlusten f_{SP} sowie dem elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle $h_{\text{BZ,el}}$. Der elektrische Wirkungsgrad h_{el} lässt sich für künftige Systeme mit etwa 50 % abschätzen. Bei einem thermischen Wirkungsgrad h_{th} von 20 % ergibt sich dann ein Gesamtwirkungsgrad h_{ges} von 70 %.

Der relativ geringe elektrische Wirkungsgrad verdeutlicht, dass die direkte Nutzung von elektrischer Energie auch bei einem Transport über größere Entfernungen der Wasserstoffspeicherung vorzuziehen sein wird.

Neben der Speicherung in der Elektrizitätswirtschaft lässt sich Wasserstoff auch zum Antrieb von Maschinen und Kraftfahrzeugen sowie zur Wärmeerzeugung einsetzen. Auch in diesen Bereichen stellt regenerativ erzeugter Wasserstoff eine sinnvolle Alternative zu fossilen Brennstoffen dar. Denkbar ist, dass langfristig Wasserstoff in großen Mengen in Gebieten mit einem hohen Angebot regenerativer Energieträger, wie zum Beispiel durch die Nutzung von Solarenergie in der Sahara, erzeugt wird. Die Verteilung und Nutzung erfolgt dann in einer weltweiten Wasserstoffwirtschaft, ähnlich wie heute bei Erdgas. Hier von wird dann auch die Elektrizitätswirtschaft profitieren. Da es jedoch noch einen gewissen technischen Entwicklungsbedarf gibt und heute auch noch wirtschaftliche Aspekte gegen eine Wasserstoffwirtschaft sprechen, wird sich deren Entwicklung über einen längeren Zeitraum von etwa 50 Jahren vollziehen.

6.2.2.3 Andere Speicher

Neben der Speicherung mittels Pumpspeicherkraftwerken und in Form von Wasserstoff gibt es noch andere Speichermöglichkeiten für elektrische Energie wie

- elektrochemische Batteriespeicher und Kondensatorspeicher
- Schwungradspeicher
- supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)
- Druckluftspeicher
- thermische Speicher in solarthermischen Kraftwerken

Sämtliche Speicher eignen sich jedoch weniger zur Speicherung großer Energiemengen. Zwar können einige dieser Speicher auch in einer Elektrizitätsversorgung mit einem hohen Anteil regenerativer Energieträger eingesetzt werden, ihr Aufgabengebiet wird aber vor allem im Ausgleich von Fluktuationen im Kurzzeitbereich liegen.

6.2.3 Konventionelle Kraftwerke

Auch wenn im Laufe des 21. Jahrhunderts die Elektrizitätswirtschaft vollständig auf die Nutzung regenerativer Energieträger umgestellt wird, kann man auf konventionelle Kraftwerke in der Übergangszeit nicht verzichten. Da sich jedoch die Struktur der Elektrizitätsversorgung vollständig ändert, ist bei einem Neubau von Kraftwerken darauf zu achten, dass sich diese in die veränderten Strukturen einfügen.

In diesem Kapitel wurde gezeigt, dass sich die Volllaststunden der Restnachfrage, die zumindest zum Teil durch konventionelle Kraftwerke zu decken ist, deutlich verringern. Im Jahr 2020 gibt es zwar noch einen großen Anteil der Restnachfrage mit mehr als 6.000 Volllaststunden. Dennoch wird sich das Tagesprofil durch ein Einfluss regenerativer Energien bereits im Jahr 2020 geändert haben. Dadurch wird es zu einem häufigeren Teillastbetrieb oder gar Ein- und Ausschalten auch von Grundlastkraftwerken mit einer großen Zahl an Volllaststunden kommen. Da jedoch gerade Braunkohle- und Kernkraftwerke sehr lange Anfahrzeiten haben, ist ein Neubau dieser Kraftwerke in Frage zu stellen.

Langfristig gesehen wird der Anteil mit einer hohen Zahl an Volllaststunden deutlich abnehmen und ein Großteil der Leistung im Mittellastbereich bis zu 6.000 Volllaststunden anfallen. Die Grundlast mit mehr als 6.000 Volllaststunden geht bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 fast auf Null zurück (vgl. Bild 6.10). Auch aus diesem Grund ist es sinnvoll, für bestehende Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke eine Restlaufzeit zu vereinbaren, nach der sie außer Betrieb genommen werden.

Die sinnvollste Kraftwerksvariante stellen aus heutiger Sicht GuD-Erdgaskraftwerke mit einem hohen Wirkungsgrad oder Blockheizkraftwerke auf der Basis von Erdgas oder festen Brennstoffen dar. Beim Neubau dieser Kraftwerke sollte darauf geachtet werden, dass sich diese auch in Mischfeuerung von konventionellen Energieträgern und Biomasse sowie mit Wasserstoff betreiben lassen. Die Volllaststundenzahl der in den bisherigen Untersuchungen eingesetzten Biomasse-BHKW ließe sich dadurch erhöhen. Somit lassen sich bei einer vorausschauenden Planungsweise auch erheblich Kosten bei der Umgestaltung der Elektrizitätswirtschaft einsparen.

7 Ergebnisse und Ausblick

7.1 Anforderungen an eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung

Es ist weitgehend unumstritten, dass die erneuerbaren Energien im Laufe des 21. Jahrhunderts große Marktanteile erlangen werden. Einer Studie der Shell AG zufolge, können die erneuerbaren Energien bis Mitte des 21. Jahrhunderts rund 50 % des Weltenergiebedarfs decken. Die Entwicklung der Anteile der einzelnen Energieträger am Weltprimärenergieverbrauch ist in Bild 7.1 dargestellt.

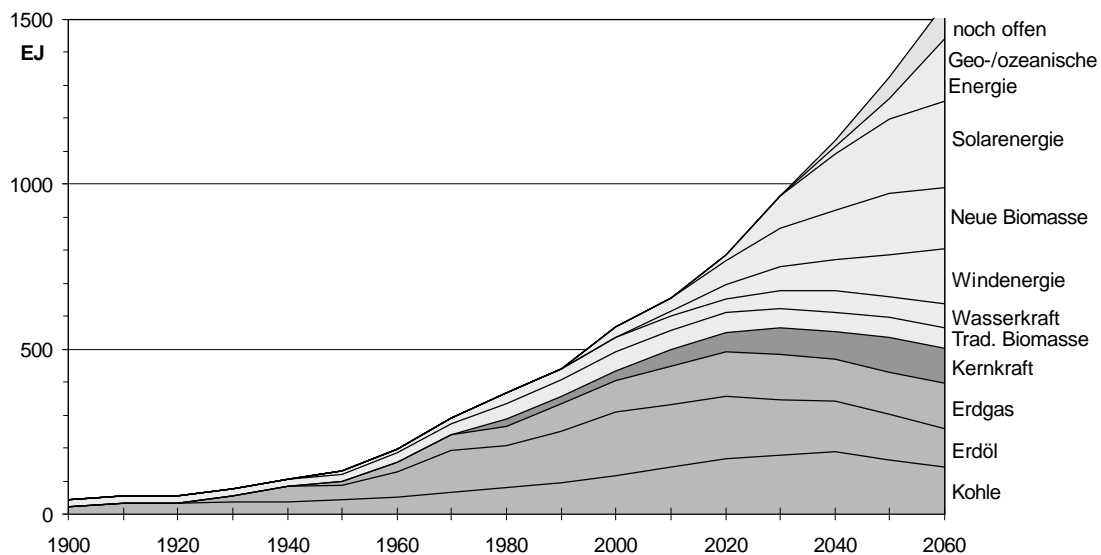


Bild 7.1 Entwicklung des Weltprimärenergieverbrauchs in der Studie „nachhaltiges Wachstum“ der Shell AG [Vah98]

Bei dem von Shell entwickelten Szenario wird von einer Verdopplung der Weltbevölkerung bis zum Jahr 2060 und einem Wirtschaftswachstum von 3 % pro Jahr ausgegangen. Ein Hauptgrund für den Rückgang der Anteile der fossilen Energieträger nach dem Jahr 2020 ist die allmähliche Erschöpfung der Vorkommen (vgl. Kapitel 2.2.1.3). So werden bei diesem Szenario bis 2050 die heute bekannten Vorkommen von Erdöl und Erdgas weitgehend ausgebeutet sein. Äußerst problematisch ist hierbei die Entwicklung der CO₂-Emissionen. Sie werden bis zum Jahr 2020 um etwa 50 % ansteigen.

Bereits heute lässt die Häufung von Naturkatastrophen mögliche Auswirkungen von Klimaveränderungen erahnen. Seit den 60er Jahren hat sich die Zahl der großen Naturkatastrophen verdreifacht. Im Jahr 1998 wurden mit 50.000 Todesopfern und Schäden von über 90 Mrd. US\$ aufgrund von Naturkatastrophen - hauptsächlich Stürme und Überschwem-

mungen - bisher die zweithöchsten Werte verzeichnet. Nur 1995 traten wegen des Erdbebens in Kobe noch größere Schäden auf. Ein Hauptgrund für die steigenden Schäden ist nach Angaben der Münchner Rück die Verschlechterung natürlicher Umweltbedingungen [Mün98].

Um die negativen Folgen des Treibhauseffekts in Grenzen zu halten, müssen vor allem die Industrienationen ihre energiebedingten Emissionen von Treibhausgasen und damit den Verbrauch fossiler Energieträger wie Kohle, Erdöl aber auch Erdgas einschränken. Für Deutschland sollte eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 50 % bis zum Jahr 2020 bezogen auf Anfang der 90er Jahre und von 80 % bis zum Jahr 2050 erreicht werden (vgl. Kapitel 2.2.1.1). Mit einem Anteil von 38 % an den CO₂-Emissionen tragen die Kraft- und Fernheizkraftwerke in Deutschland erheblich zum Treibhauseffekt bei. Darum wurde hier unterstellt, dass die Reduktionsziele auch auf die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland zu übertragen sind. Der mögliche Anteil der Kernenergie an der Weltenergieversorgung ist verhältnismäßig gering (vgl. Bild 7.1 und Kapitel 2.2.2.1). Aufgrund der zahlreichen Risiken (vgl. Kapitel 2.2.2.2) sollte auf die Kernenergienutzung verzichtet werden, sofern sich trotzdem die Reduktionsziele für die Klimagase einhalten lassen. Wegen ihrer schlechten Regelbarkeit eignen sich Kernkraftwerke nur sehr bedingt für den Einsatz in einer Elektrizitätswirtschaft mit einem hohen Anteil regenerativer Energien.

In den Untersuchungen der Kapitel 3 bis 6 wurde deshalb ein Konzept für eine mögliche klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung in Deutschland entwickelt, das die Reduktionsziele auch ohne Nutzung der Kernenergie einhalten kann.

7.2 Potentiale der erneuerbaren Energien in Deutschland

Bei einer künftigen klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland werden vor allem die Wasserkraft, die Windkraft, die Photovoltaik und die Nutzung der Biomasse von Bedeutung sein. Derzeit ist der Anteil der regenerativen Energien von etwa 5 % an der Elektrizitätsversorgung in Deutschland noch relativ gering. Dieser Anteil lässt sich jedoch in den nächsten 50 Jahren je nach Verbrauchsentwicklung auf deutlich über 50 % steigern.

Während heute bei den regenerativen Energien die Wasserkraft dominiert, werden sich die Anteile in Zukunft hin zur Windkraft und Photovoltaik verschieben (Bild 7.2). In Kapitel 3 wurden die Stromerzeugungspotentiale der erneuerbaren Energien in Deutschland unter strengen ökologischen Restriktionen ermittelt. Danach entfallen auf die Wasserkraft 25 TWh/a, die Windkraft 164 TWh/a, die Photovoltaik 175 TWh/a und die Biomasse-nutzung 50 TWh/a. Da sich die Produktionskapazitäten für regenerative Energieanlagen nur begrenzt erweitern lassen, können die Potentiale erst bis zum Jahr 2050 vollständig

erschlossen werden. Hierbei erfolgt der Hauptausbau bei den einzelnen Energieträgern zu unterschiedlichen Zeiträumen. Während dieser bei der Windkraft schon begonnen hat, müssen bei der Photovoltaik erst noch Produktionskapazitäten geschaffen werden.

Trotz der großen Potentiale lassen sich deshalb bis zum Jahr 2020 bei der **Photovoltaik** lediglich Anlagen mit einem Stromerzeugungspotential von 15,5 TWh/a und bei der Windkraft von 54 TWh/a errichten. Die Wasserkraft kann im gleichen Jahr auf 20,5 TWh/a und die Biomassenutzung auf 25 TWh/a ausgebaut werden (vgl. Kapitel 3.2.5).

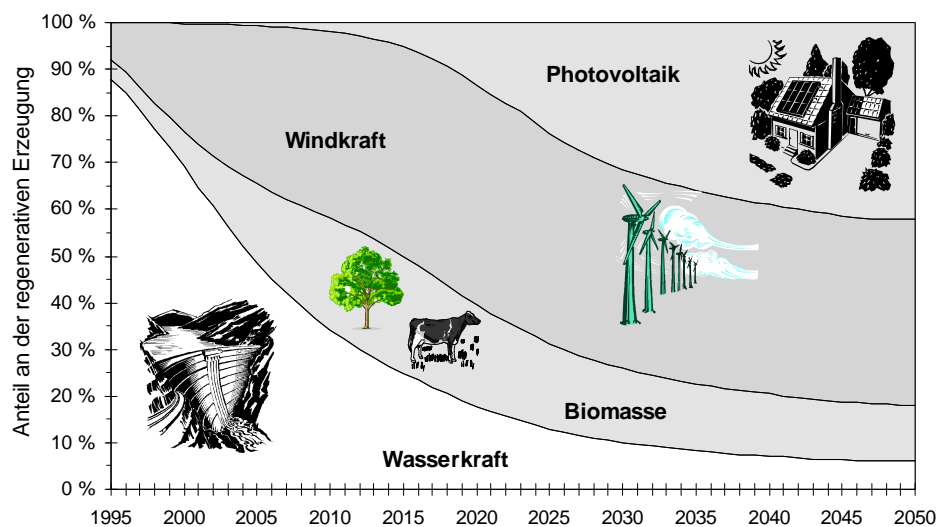


Bild 7.2 Anteil der verschiedenen regenerativen Energieträger an der regenerativen Erzeugung

Beim Ausbau der Produktionskapazitäten der Photovoltaik wurde ein jährliches Wachstum von 30 % unterstellt. Damit liegt es etwas über den Annahmen der Shell AG von 22 % pro Jahr [Vah98].

Bei Nutzung großer landwirtschaftlicher Freiflächen könnte die Photovoltaik deutlich mehr als den gesamten Elektrizitätsbedarf decken. Um eine hohe Flächenversiegelung zu vermeiden, wurde angenommen, dass Photovoltaikanlagen überwiegend im Gebäudebereich errichtet werden (Bild 7.3, vgl. auch Kapitel 3.2.3.1).

Bei der **Windenergie** sind keine so großen Steigerungen der Produktionskapazität notwendig wie bei der Photovoltaik, da bereits größere Produktionskapazitäten bestehen. Im Jahr 1999 wurden in Deutschland über 1.500 MW installiert. Die jährlich installierte Leistung müsste für eine Erschließung der für 2050 ermittelten Potentiale langfristig auf etwa das Dreifache gesteigert werden. Während im Küstenland bereits ein Großteil der Potentiale erschlossen ist, gibt es in anderen Gebieten noch große unerschlossene Potentiale, wobei die Ausbeute der Anlagen je nach Region sehr unterschiedlich ausfällt. Die

größten Stromerzeugungspotentiale gibt es im Offshore-Bereich. Bild 7.4 zeigt die Potentiale für fünf unterschiedliche Windklassen (vgl. Kapitel 4.3.2.2).

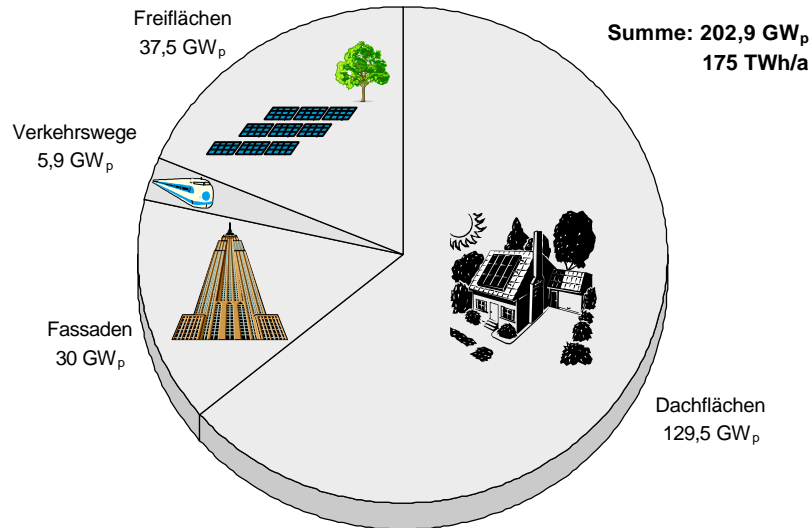


Bild 7.3 Installierbare Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland unter Berücksichtigung strenger Restriktionen bei einem mittleren Systemwirkungsgrad von 13,5 %

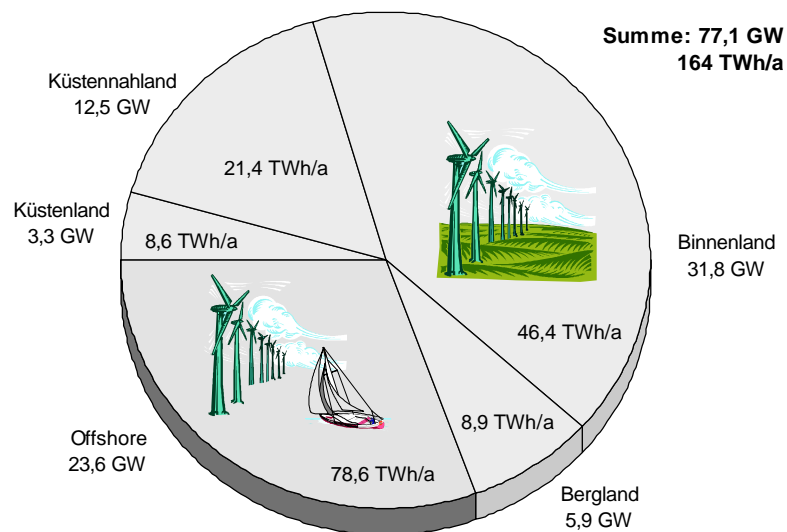


Bild 7.4 Installierbare Leistung und Stromerzeugungspotentiale der Windkraft in Deutschland

Bei der **Wasserkraft** gibt es in Deutschland nur noch verhältnismäßig geringe Ausbaumöglichkeiten.

Bei der **Biomassenutzung** wird angenommen, dass hauptsächlich Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Kraft-Wärme-Kopplung errichtet werden. Die eine Hälfte der Biomasse soll in wärmegeführten BHKW mit 4.000 Volllaststunden pro Jahr, die andere in nachfragegeführten BHKW mit 2.000 Volllaststunden pro Jahr zur Stromerzeugung verwendet werden.

7.3 Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauchsentwicklungen

Neben einem möglichen Ausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung ist auch die Entwicklung der Nachfrage von Bedeutung. Im Rahmen dieser Arbeit wurden zwei verschiedene Szenarien für die Verbrauchsentwicklung im Jahr 2020 aufgestellt, die als **Trendszenario** und **Energiesparszenario** bezeichnet sind.

Während sich das Trendszenario aus der Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung ergibt, müssen für das Energiesparszenario die vorhandenen Einsparpotentiale weitgehend ausgeschöpft werden. Eine Prognose der Verbrauchsentwicklung wurde nur bis zum Jahr 2020 als sinnvoll erachtet. Werte für das Jahr 2050 lassen sich zwar ermitteln, indem die Entwicklung zwischen den Jahren 1996 und 2020 fortgeschrieben wird. Aufgrund sehr vieler Unsicherheitsfaktoren wurde jedoch auf detaillierte Angaben zum Verbrauch im Jahr 2050 verzichtet.

Bild 7.5 zeigt den um die Übertragungsverluste erweiterten Nettoverbrauch zwischen den Jahren 1950 und 2050, wobei ab dem Referenzwert im Jahr 1996 zwischen dem Trendszenario und dem Energiesparszenario unterschieden wird. Dem Verbrauch ist die regenerative Erzeugung für die zuvor beschriebenen Ausbaustufen gegenübergestellt. Im Jahr 2020 kann die regenerative Erzeugung je nach Verbrauchsentwicklung zwischen 18,7 % und 27,5 % des Verbrauchs decken. Im Jahr 2050 liegt der mögliche Anteil der regenerativen Energien zwischen 57 % und 100 %.

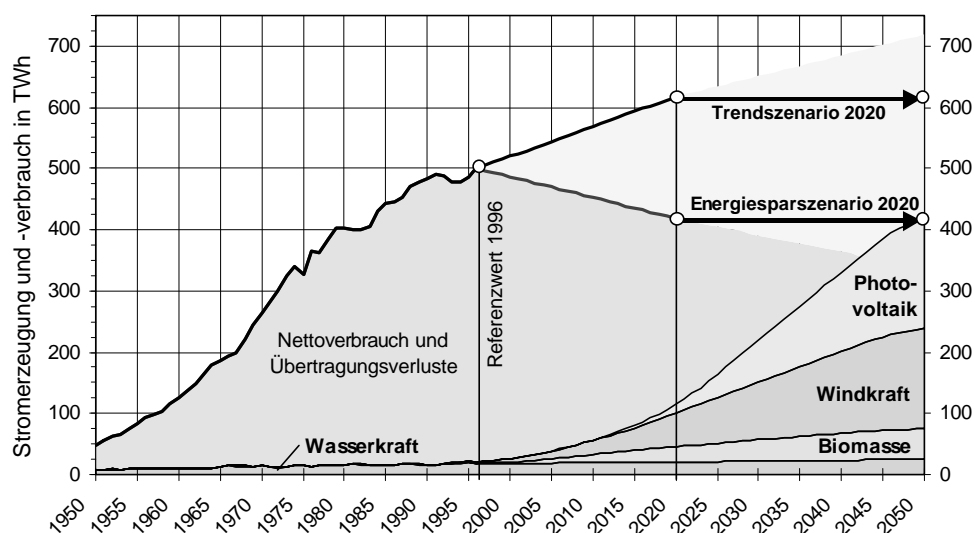


Bild 7.5 Entwicklung der regenerativen Erzeugung und des Elektrizitätsverbrauchs in Deutschland

Für das Trendszenario und das Energiesparszenario wurde auf Basis heutiger Lastgänge die stündliche Leistungsnachfrage für ein Jahr bestimmt. Weiterhin wurde die Leistungsabgabe

des Kraftwerksparks der regenerativen Erzeugung mit den Ausbaustufen für die Jahre 2020 und 2050 durch eine umfangreiche Simulation mit stündlichen Messwerten der solaren Globalstrahlung an 42 Standorten, der Windgeschwindigkeit an 24 Standorten sowie der Wasserstände und Abflüsse an 18 Standorten berechnet. Die Biomasse wurde in der Simulation zu 50 % in wärmegeführten BHKW und zu 50 % in nachfragegeführten BHKW eingesetzt.

Durch eine Gegenüberstellung der stündlichen Leistungsabgabe des regenerativen Kraftwerksparks und der stündlichen Leistungsnachfrage lässt sich die verbleibende Restnachfrage sowie der benötigte Speicherbedarf bestimmen. Außerdem können Aussagen über den künftigen Einsatz konventioneller Kraftwerke gemacht werden.

7.3.1 Regenerative Erzeugung im Jahr 2020

Bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2020 übersteigt trotz des bereits relativ hohen regenerativen Anteils von bis zu 27,5 % sowohl beim Trendszenario als auch beim Energiesparszenario die Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke zu keinem Zeitpunkt die Leistungsaufnahme der Verbraucher. Es kommt also zu keinen Überschüssen und ein zusätzlicher Speicherbedarf entsteht bis zum Jahr 2020 nicht. Zur besseren Ausnutzung des Leistungsangebots regenerativer Kraftwerke und zur Vergleichmäßigung der nicht durch die regenerativen Kraftwerke gedeckten Restnachfrage werden unter anderem folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Lastverlagerung (Anpassung der Nachfrage an das regenerative Angebot)
- Optimierter Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken
- Einsatz von 50 % der Biomasse in nachfragegeführten Biomasse-BHKW

Ein wichtiges Kriterium, das die Substitutionsmöglichkeiten von bestehenden Kraftwerken durch regenerative Kraftwerke beschreibt, ist die Höhe der durch die regenerativen Kraftwerke nicht gedeckten Restnachfrage, also die Jahreshöchstlast der Restnachfrage. Nach Umsetzung obiger Maßnahmen kann die maximale Leistung der Restnachfrage im Jahr 2020 beim Trendszenario um 20 % und beim Energiesparszenario um 28,7 % reduziert werden. Somit lässt sich bei dem hier unterstellten Anteil der regenerativen Erzeugung von bis zu 30 % eine Reduzierung der Leistung der konventionellen Kraftwerke in etwa dem gleichen Umfang erreichen.

Entgegen weit verbreiteter Meinungen kann damit etwa ein Drittel der konventionellen Kraftwerke direkt durch regenerative Kraftwerke substituiert werden, ohne hierbei zusätzliche Speicher einzusetzen. Vor allem die Nutzung der Biomasse sorgt hierbei für eine Vergleichmäßigung der Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke untereinander. Bild

7.6 zeigt Simulationsergebnisse auf Basis realer Klimadaten für den Verlauf der regenerativen Erzeugung beim Energiesparszenario für 7 Tage in der zweiten Dezemberhälfte. Hierbei wurde eine Woche mit einem sehr stark schwankendem Angebot der regenerativen Erzeugung gewählt. Weiterhin ist der zeitliche Verlauf des Verbrauchs dargestellt, der sich nach Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen ergibt. In diesem Verbrauch sind Übertragungsverluste und Pumparbeit enthalten. Auf der Erzeugerseite werden Pumpspeicher- und Biomassekraftwerke so eingesetzt, dass die Leistung der nicht gedeckten Restnachfrage weitgehend konstant bleibt.

Mit der Zunahme des Anteils der regenerativen Energien verschiebt sich jedoch der Grundlastanteil geringfügig zur Mittellast. Eine weitere Errichtung von schwer regelbaren Grundlastkraftwerken (Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerke) ist deshalb nicht zu empfehlen.

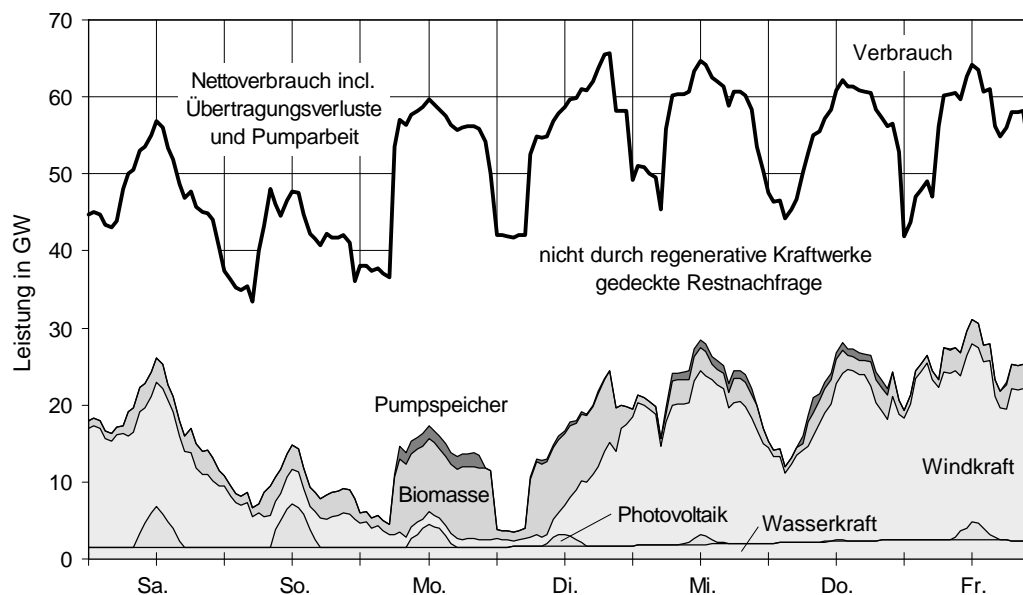


Bild 7.6 Zeitabhängige Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke über 7 Tage in der zweiten Dezemberhälfte im Jahr 2020 sowie Nettoverbrauch beim Energiesparszenario incl. Übertragungsverluste und Pumparbeit

7.3.2 Regenerative Erzeugung im Jahr 2050

Für das Jahr 2050 lassen sich - wie zuvor erläutert - keine aussagefähigen Leistungsganglinien des Verbrauchs erstellen. Um den Einfluss eines höheren Anteils an regenerativen Energien zur Bedarfsdeckung dennoch untersuchen zu können, wurde der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 der Verbrauch des Trendszenarios und des Energiesparszenarios für das Jahr 2020 gegenübergestellt. Beide Szenarien des Jahres 2020 liegen jedoch auch im Rahmen der möglichen Entwicklung für das Jahr 2050 (vgl. Bild 7.5). Für das Trend-

szenario ergibt sich hierbei ein regenerativer Anteil von 66,7 % und für das Energiesparszenario von 98,6 %.

Der relative Rückgang der maximalen Leistung der nicht durch die regenerativen Kraftwerke gedeckten Restnachfrage entspricht hierbei nicht mehr dem Anteil der regenerativen Energien an der Elektrizitätsversorgung. Durch verschiedene computergestützte Berechnungen wurde bestimmt, wie sich die maximale Leistung der Restnachfrage durch die zuvor vorgeschlagenen Maßnahmen reduzieren lässt. Während durch die regenerativen Kraftwerke allein nur eine geringe Reduktion möglich ist, sinkt die maximale Leistung der Restnachfrage nach Durchführung aller Maßnahmen um 40,6 % bis 51,8 % (Bild 7.7).

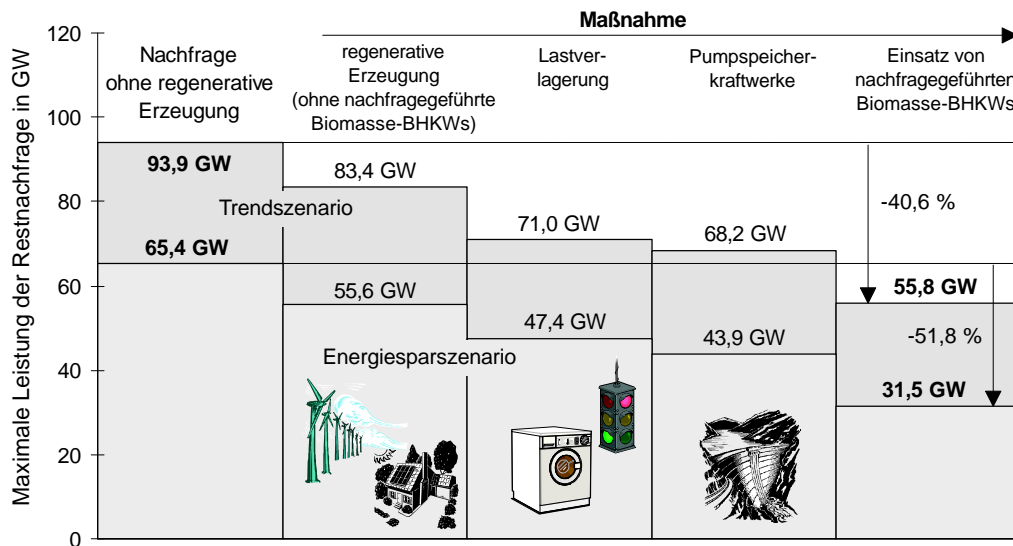


Bild 7.7 Reduktion der maximalen Leistung der Restnachfrage durch verschiedene Maßnahmen bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 und dem Energiesparszenario bzw. Trendszenario

Im Gegensatz zu den Ergebnissen bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2020 übersteigt die Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke zeitweise deutlich den Leistungsbedarf der Verbraucher, das heißt es entstehen zum Teil erhebliche Überschüsse.

Nach erfolgreicher Durchführung aller Maßnahmen steht beim **Trendszenario** der Restnachfrage mit einer maximalen Leistung von 55,8 GW bzw. einer Energiemenge von 227,2 TWh eine maximale Leistung bzw. Energie von Überschüssen aus der regenerativen Erzeugung von 83,2 GW bzw. 20,5 TWh gegenüber. Die Leistung der Überschüsse ist relativ hoch, wogegen die Energiemenge lediglich 5 % der regenerativen Erzeugung ausmacht. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es sinnvoll, einen Teil der Energie der Überschüsse nicht zu nutzen. Hierdurch reduziert sich die erforderliche Speicherleistung sehr stark, und Speicher sind dann nur noch in einem sehr geringem Umfang notwendig. Bei

einem großräumigen Elektrizitätsverbund (vgl. 6.2.1) kann auch bei einem Anteil der regenerativen Energie von rund zwei Dritteln auf zusätzliche Speicher weitgehend verzichtet werden. Die Zahl der Volllaststunden der nicht durch die regenerativen Kraftwerke gedeckten Restnachfrage beträgt im Mittel rund 4.000 h/a und kann nicht mehr durch herkömmliche Grundlastkraftwerke gedeckt werden.

Beim **Energiesparszenario** nimmt nach Durchführung aller Maßnahmen die maximale Leistung und Energie der Restnachfrage auf 31,5 GW bzw. 80,6 TWh/a ab. Die Leistung der Überschüsse steigt hingegen auf 110 GW und die Energiemenge der Überschüsse auf 73,2 TWh. Das entspricht 17,8 % der regenerativen Erzeugung. Da sich die verschiedenen regenerativen Energien nahezu optimal ergänzen (vgl. Bild 6.14), sind fast keine saisonalen Speicher erforderlich. Deshalb ist nur eine Energiespeicherkapazität im Umfang von rund 13 TWh notwendig, das entspricht etwa 3 % der regenerativen Erzeugung.

Bild 7.8 zeigt die Simulationsergebnisse der regenerativen Erzeugung und des Verbrauchs im Jahr 2050 für die gleiche Woche im Winter wie zuvor bei der regenerativen Erzeugung im Jahr 2020 (Bild 7.6). Durch einen optimierten Einsatz der Biomasse-BHKW lässt sich die durch die regenerative Erzeugung nicht gedeckte Restnachfrage wesentlich verringern. Weiterhin lässt sich durch Lastverlagerungen von der Nacht in den Tag eine bessere Anpassung der Nachfrage an die regenerative Erzeugung erreichen. Aus diesem Grund unterscheiden sich auch die Lastgänge des Verbrauchs in Bild 7.6 und Bild 7.8 erheblich.

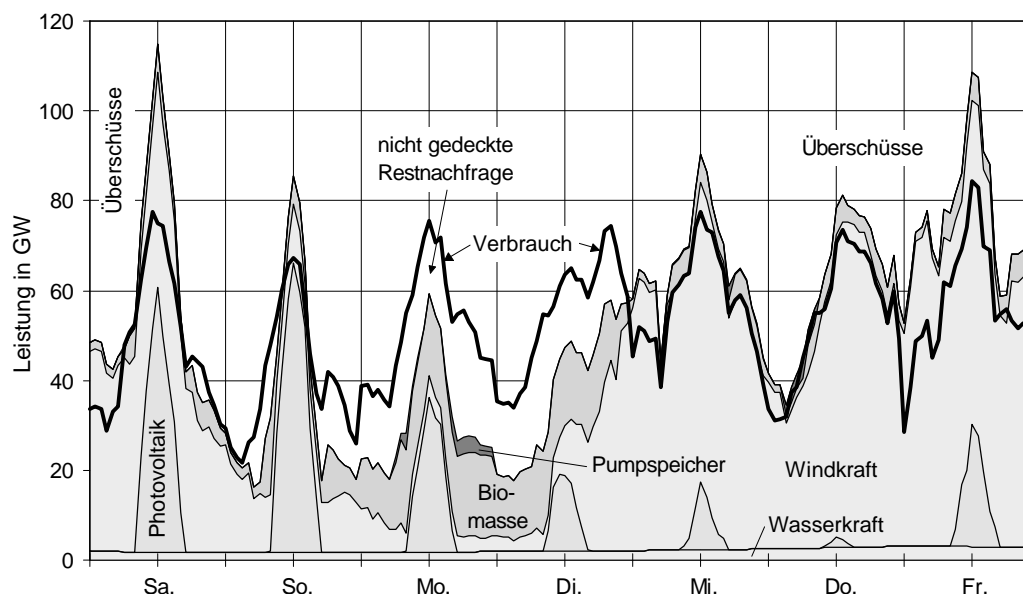


Bild 7.8 Zeitabhängige Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke über 7 Tage in der zweiten Dezemberhälfte im Jahr 2050 sowie Nettoverbrauch beim Energiesparszenario incl. Übertragungsverluste und Pumparbeit

7.3.3 Deckung der Restnachfrage

Bei dem für das Jahr 2050 unterstellten sehr hohen Anteil der regenerativen Erzeugung sinkt der Grundlastanteil nahezu auf Null ab. Für die Deckung der Restnachfrage durch konventionelle Kraftwerke ist der Einsatz herkömmlicher Grundlastkraftwerke auf der Basis von Kohle oder Kernenergie nicht mehr sinnvoll. Aus diesem Grund ist der Ausstieg aus der Kernenergienutzung auch unter technischen Gesichtspunkten zu vertreten.

In Kapitel 2.2.3 wurden die spezifischen CO₂-Emissionen der verbleibenden konventionellen Kraftwerke berechnet, mit denen sich die Klimaschutzziele erreichen lassen. Für das Jahr 2020 ergeben sich für das Energiesparszenario „erlaubte“ spezifische Emissionen von 0,54 kg CO₂/kWh_{el}. Beim Trendszenario betragen sie sogar nur 0,32 kg CO₂/kWh_{el}. Diese sehr geringen Emissionen lassen sich nur bei einem konventionellen Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil an GuD-Kraftwerken auf der Basis von Erdgas, Brennstoffzellen sowie Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung erreichen. Bei Planung und Neubau von konventionellen Kraftwerken sollten nur noch Kraftwerke mit spezifischen Emissionen von deutlich weniger als 0,5 kg CO₂/kWh_{el} berücksichtigt werden. Neue Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung sind in Zukunft nicht mehr empfehlenswert.

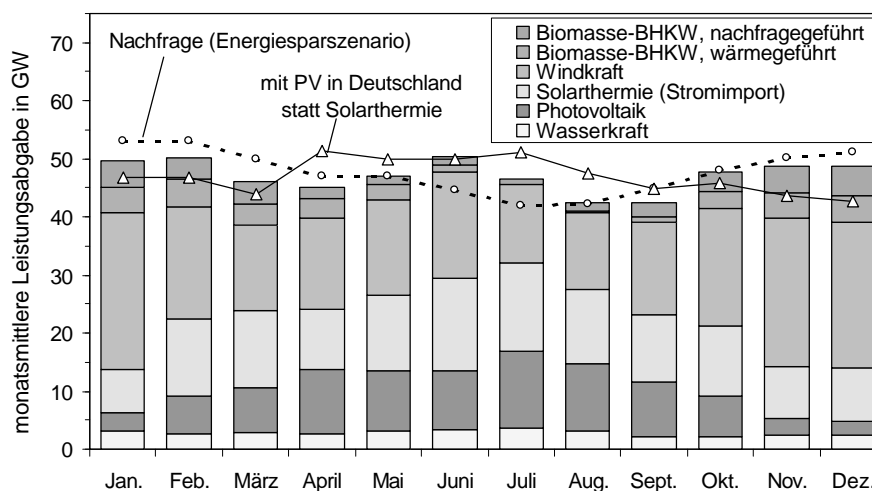


Bild 7.9 Monatsmittlere Leistungsabgabe der regenerativen Erzeugung im Jahr 2050 bei Ersatz von 60 % der Photovoltaikpotentiale in Deutschland durch solarthermischen Stromimport aus Südeuropa und Nordafrika (vgl. auch Bild 6.14)

Eine große Bedeutung wird in Zukunft auch einem erweiterten Elektrizitätsverbund zukommen (vgl. Kapitel 6.2.1). Durch den Import von Strom aus regenerativen Energieträgern lässt sich die CO₂-Bilanz in Deutschland weiter verbessern. Bei einem hohen Anteil an regenerativen Kraftwerken können durch einen großräumigen Elektrizitätsverbund auch

Fluktuationen und der entstehende Speicherbedarf erheblich reduziert werden. Hierzu wäre jedoch ein Ausbau der Leitungsnetze mit hohen Übertragungsspannungen notwendig. Bild 7.9 zeigt, dass es auch sinnvoll sein kann, auf eine vollständige Erschließung der regenerativen Potentiale in Deutschland zu verzichten. Ersetzt man z.B. 60 % der Erzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2050 durch Importstrom aus solarthermischen Kraftwerken in Südeuropa und Nordafrika, ergibt sich eine weitere Vergleichmäßigung der Leistungsabgabe des regenerativen Kraftwerksparks.

7.3.4 Auswirkungen des Umbaus der Elektrizitätswirtschaft

Ein Einhalten der Klimaschutzziele lässt sich in Deutschland langfristig nur durch die Nutzung regenerativer Energien erreichen. Dies führt zwangsläufig zu einer grundlegenden Umgestaltung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland, deren mögliche Auswirkungen hier näher erläutert werden sollen.

7.3.4.1 Flächenbedarf und Beeinträchtigungen des Landschaftsbilds

Ein Hauptargument, das oftmals gegen einen forcierten Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger vorgebracht wird, ist der hohe **Flächenbedarf**. Bild 7.10 zeigt den Flächenbedarf für Photovoltaik und Windkraft bei Ausnutzung der Standortpotentiale, die gemäß den Untersuchungen bis zum Jahr 2050 erschlossen werden müssten.

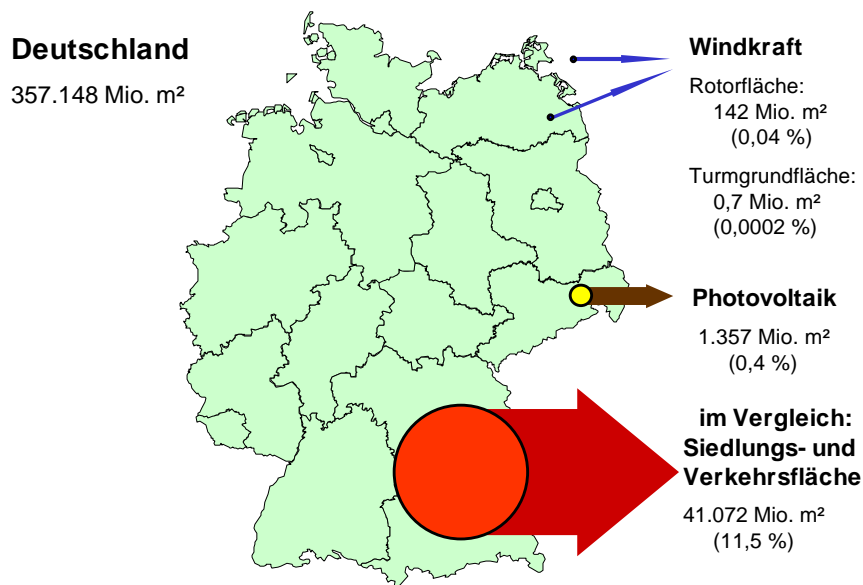


Bild 7.10 Flächenbedarf der Photovoltaik und Windkraft in Deutschland bei Ausnutzung der Standortpotentiale bis zum Jahr 2050

Im Vergleich zur heutigen Siedlungs- und Verkehrsfläche ist der Flächenbedarf für die erforderlichen regenerativen Energieanlagen verhältnismäßig gering. Dennoch werden auch regenerative Energieanlagen - vor allem Windkraftanlagen - zu einer **Veränderung im Landschaftsbild** führen. Bei einer Nutzung der Standortpotentiale müssten in Deutschland bis zum Jahr 2050 rund 28.000 Windkraftanlagen installiert werden. Angesichts der heutigen Zahl von 190.000 Hoch- und Höchstspannungsmasten und weit über 1 Millionen Masten insgesamt sind die Veränderungen jedoch vertretbar.

7.3.4.2 Kosten

Die Neuerrichtung einer großen Zahl regenerativer Energieanlagen ist mit erheblichen **Kosten** verbunden. Diese lassen sich nur in einer groben Schätzung angeben. Die genannten Kosten beziehen sich dabei immer auf Preise von 1998. Für eine genaue Analyse der finanziellen Auswirkungen wäre eine umfangreiche Untersuchung notwendig.

Unterstellt man bei der **Windkraft** eine durchschnittliche Anlagenlebensdauer von 20 Jahren, muss die Produktionskapazität bis zum Jahr 2050 ohne den Export von Anlagen von 1,5 GW/a im Jahr 1999 auf etwa 4 GW/a ansteigen. Derzeit betragen die spezifischen Kosten für die Errichtung von Windkraftanlagen etwas über 1.000 €/kW. Wie in der Vergangenheit werden in Zukunft die Kosten für die Errichtung von Windkraftanlagen an Land sinken. Bei Offshore-Anlagen entstehen wegen der aufwendigeren Gründung und des Netzanschlusses höhere Kosten, sodass im Mittel auch in Zukunft mit spezifischen Kosten von etwa 1.000 €/kW zu rechnen ist. Somit steigt der jährliche Kapitalbedarf bis zum Jahr 2050 für die Errichtung von Windkraftanlagen in Deutschland auf etwa 4 Mrd. € Für Offshore-Windkraftanlagen kann dabei mit Stromgestehungskosten von weniger als 0,04 €/kWh gerechnet werden [Mor97]. Bei allen im Jahr 2050 errichteten Windkraftanlagen sind damit durchschnittliche Stromgestehungskosten von etwa 0,05 €/kWh zu erwarten (Zinssatz 5 %, Laufzeit 20 Jahre, Betriebskostenanteil 2,5 %). Diese liegen unter den Kosten der deutschen Kohlekraftwerke bei Verwendung heimischer Kohle.

Bei der **Photovoltaik** muss derzeit mit spezifischen Investitionskosten von 7.500 €/kW gerechnet werden. Für den unterstellten Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2050 müsste die in Deutschland jährlich installierte Leistung von 0,01 GW_p im Jahr 1998 auf etwa 9 GW_p um fast das Tausendfache steigen. Hierdurch ist sicher eine erhebliche Reduktion der spezifischen Kosten möglich. Die Shell AG gibt dafür bis zum Jahr 2010 eine geschätzte jährliche Reduktion von 6 % an [Vah98]. Wird diese Kostenreduktion bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben, ergibt sich eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten auf etwa 1.500 €/kW. Zuverlässige Schätzungen über die Kostenentwicklung für den Zeitraum zwischen den Jahren 2020 und 2050 können nicht gemacht werden. Geht man von

spezifischen Investitionskosten von 1.500 €/kW bei einer Installation von 9 GW_p aus, wären damit jährliche Investitionen von 13,5 Mrd. € notwendig. Angesichts der Umsätze der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1996 von 81,7 Mrd. € und des Kohlebergbaus von 7,6 Mrd. € sowie Neuinvestitionen der öffentlichen Stromversorger von rund 7 Mrd. € wären Beträge dieser Größenordnung durchaus zu finanzieren.

Durch die Kostenreduktion und technische Verbesserungen sinken bei diesen Annahmen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Photovoltaik in Deutschland von derzeit 0,75 €/kWh auf etwa 0,14 €/kWh (Diskontsatz 5 %, Laufzeit 30 Jahre, Betriebskostenanteil 1 %). Werden Photovoltaikanlagen in Neubauten oder bei Gebäudemodernisierungen integriert, lassen sich beim Material weitere Kosten einsparen. Beim Stromimport von Photovoltaikanlagen oder solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum ist eine weitere Reduktion der Kosten um bis zu 50 % zu erzielen.

Die **Biomassenutzung** erfolgt in Kraftwerken ähnlich der Nutzung fossiler Energieträger. Derzeit sind die Kosten für Biomassebrennstoffe jedoch noch höher als die fossiler Energieträger. Die Angaben für mögliche Brennstoffkosten reichen bei der Biomasse von 0,02 €/kWh bis 0,05 €/kWh [Kal93], während die heutigen Erdgaspreise im Kraftwerksbereich deutlich unter 0,02 €/kWh liegen. Bei der Biomassemitverbrennung in modernisierten Heizkraftwerken und der Verwendung von kostengünstigen Biomassereststoffen lassen sich sehr geringe Stromgestehungskosten von weniger als 0,05 €/kWh erreichen [Ott97].

Bei der **Wasserkraft** ist mit Stromgestehungskosten - je nach Anlagenleistung - zwischen 0,03 €/kWh und 0,2 €/kWh zu rechnen. Für Neuanlagen im Leistungsbereich unter einem MW betragen die spezifischen Gesamtinvestitionen rund 5.000 €/kW bis 8.000 €/kW [Kal95]. Bei der Modernisierung bestehender Anlagen sind auch weitaus niedrigere Kosten möglich.

Insgesamt ist somit für den regenerativen Kraftwerkspark im Jahr 2050 mit Stromgestehungskosten von rund 0,1 €/kWh zu rechnen. Auch der Ausbau der Netze und der Aufbau von Speicherkapazitäten ist mit Kosten verbunden. Durch die Substitution von Kohlekraftwerken durch kostengünstigere GuD-Erdgas-Kraftwerke kann jedoch ein Teil der Kosten wieder aufgefangen werden. Dennoch werden die Endkundenpreise ansteigen. Auf der anderen Seite sinkt durch Effizienzverbesserungen der spezifische Elektrizitätsbedarf, sodass sich der Anteil der Kosten für elektrische Energie am Umsatz bzw. Einkommen nur unwesentlich verändern wird.

Durch den Ausbau der regenerativen Energien gibt es jedoch auch deutliche Kostenentlastungen. So betragen Mitte der 90er Jahre die jährlichen Subventionen für die

deutsche Steinkohle rund 5 Mrd. € Für die Entwicklung der Kernenergie wurden bisher mehr als 20 Mrd. € aufgewendet, und die Schäden bei einem theoretisch nicht auszuschließenden GAU in einem Kernkraftwerk sprengen jeden Kostenrahmen. Auch sind in den heutigen Elektrizitätspreisen externe Folgekosten nicht enthalten. In Tabelle 7.1 sind Ergebnisse einer aktuellen Studie über externe Kosten der Elektrizitätsversorgung infolge von Gesundheitsschäden, Ernteverlusten, Materialschäden und Klimaveränderungen bei Einsatz moderner Kraftwerke aufgeführt. Angewendet auf die derzeitige Elektrizitätsversorgung ergeben sich damit im Mittel jährliche externe Kosten von rund 12 Mrd. €, die von der Volkswirtschaft zu tragen sind. Da diese Kosten deutlich niedriger liegen als in anderen Studien (z.B. [Hoh91]), stellen sie eine untere Grenze dar.

Tabelle 7.1 Externe Kosten der Stromerzeugung bei modernen Kraftwerke (nach [Fri98])

€/1000 kWh	Steinkohle	Braunkohle	Gasturbine	GuD-Turbine	Kernkraft
Bandbreite	8,7 ... 53,7	11,2 ... 65,4	7,7 ... 38,9	3,6 ... 18,9	0,4 ... 6,6
Mittel	32,7	38,3	24,5	13,3	0,8

Unter Einbeziehung aller Subventionen und externen Kosten liegen die volkswirtschaftlichen Kosten der heutigen Elektrizitätsversorgung in der gleichen Größenordnung wie bei einem ausgebauten regenerativen Kraftwerkspark. Hinzu kommen mögliche positive Auswirkungen auf die Volkswirtschaft durch den Export bei einer Vorreiterrolle Deutschlands bei der Entwicklung und Produktion regenerativer Energieanlagen.

7.3.4.3 Arbeitsplätze

Derzeit gibt es etwa 125.000 Arbeitsplätze im Kohlebergbau und 38.000 Arbeitsplätze in der Kernenergie [StBA; VDEW98], die bei einer Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft zum Großteil nicht mehr benötigt werden. Die Arbeitsplätze im deutschen Kohlebergbau sind international nicht konkurrenzfähig und lassen sich bereits seit Jahren nur durch hohe Subventionen aufrechterhalten.

Durch den Ausbau der Nutzung regenerativer Energien werden neue zukunftsfähige Arbeitsplätze geschaffen. Insgesamt werden die bei der konventionellen Kraftwerkstechnik wegfallenden Arbeitsplätze durch Arbeitsplätze zum Bau und Betrieb regenerativer Kraftwerke mehr als kompensiert. Durch eine mögliche Vorreiterrolle Deutschlands bei der Entwicklung regenerativer Energieanlagen können im Exportbereich sogar eine Vielzahl neuer Arbeitsplätze entstehen. Genaue Angaben über die durch die Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft zusätzlich entstehenden Arbeitsplätze können aufgrund der Vielzahl zu

treffender Annahmen nicht gemacht werden. Es folgt jedoch eine grobe Abschätzung für die Bereiche Windkraft und Photovoltaik.

Derzeit kann bei der **Windkraft** von 7 bis 8 Beschäftigten je MW installierter Leistung bei der Anlagenherstellung und von 0,2 bis 0,5 Beschäftigten je MW durch Wartung und Betrieb ausgegangen werden [Hil97]. Bereits heute gibt es durch die Windkraft schätzungsweise 15.000 Beschäftigte [BWE99]. Bei einer jährlichen Herstellung von 4 GW und einer installierten Leistung von 77 GW im Jahr 2050 ergeben sich zwischen 43.000 und 70.000 Arbeitsplätze. Durch Rationalisierungsmaßnahmen wird die Beschäftigungsintensität zwar zurückgehen, dennoch sind etwa 30.000 bis 40.000 neue Arbeitsplätze bis zum Jahr 2050 zu erwarten. Nicht enthalten sind dabei zusätzliche Arbeitsplätze, die durch den Export von Windkraftanlagen entstehen.

Während in der Windkraftindustrie bereits heute eine große Produktivität vorhanden ist, muss diese in der **Photovoltaik** noch deutlich gesteigert werden. Geht man von einem Umsatz von etwa 150.000 € je Beschäftigtem aus, ergeben sich bei einem Finanzvolumen von 13,5 Mrd. € pro Jahr für die Produktion und Errichtung von Neuanlagen in Deutschland etwa 90.000 Arbeitsplätze. Hinzu kommen Arbeitsplätze für die Wartung und den Betrieb sowie Arbeitsplätze im Exportsektor.

Weitere Arbeitsplätze entstehen durch den Neubau von Wasserkraftanlagen, Biomasse-BHKW, beim Anbau von Biomasse sowie beim Ausbau der Netze und beim Aufbau von Speicherkapazitäten.

7.4 Fazit

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Konzept für eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung entwickelt, mit dem die für Deutschland notwendigen Reduktionen klimarelevanter Emissionen zu erreichen sind. Durch seine Vorbildfunktion, die Entwicklung und den Einsatz neuer Techniken zur Nutzung regenerativer Energien kann Deutschland auch einen wichtigen Beitrag zum Erreichen eines wirksamen globalen Klimaschutzes leisten. Eine weitere Nutzung der Kernenergie ist dazu nicht erforderlich.

Eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung in Deutschland ist langfristig nur durch den massiven Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger möglich. Die wichtigsten regenerativen Energien sind hierbei Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie und die Biomasse. Die Einhaltung der Klimaschutzziele kann durch Energiesparmaßnahmen deutlich erleichtert werden, sodass durch Nutzung regenerativer Energien bis 2050 eine weitgehend CO₂-neutrale Elektrizitätsversorgung aufgebaut werden könnte.

Durch den Ausgleich der verschiedenen regenerativen Energieträger untereinander entsteht hierbei nur ein geringer Speicherbedarf, der deutlich weniger als 5 % des jährlichen Energieaufkommens ausmacht. Hierzu sind jedoch Maßnahmen wie Anpassung des Verbrauchs an die regenerative Erzeugung (Demand Management) sowie der optimierte Einsatz von bestehenden Pumpspeicherkraftwerken und neuen Biomasse-BHKW notwendig.

Das Einhalten der Klimaschutzziele für das Jahr 2020 wird nur noch sehr schwer zu erreichen sein. Alle freiwerdenden Kapazitäten für neue konventionelle Kraftwerke müssten hierzu ausschließlich durch Erdgas-GuD-Kraftwerke, Brennstoffzellen sowie Kohlekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden. Der Neubau von Kohlekraftwerken mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen und das - nach Bekannt werden der Klimaproblematik - sehr späte Auflegen von Programmen zur Markteinführung von Techniken zur Nutzung regenerativer Energien erschweren einen wirksamen Klimaschutz.

Notwendig wäre vor allem eine auf langfristige Ziele hin orientierte Energiepolitik ohne kurzfristigen Aktionismus. Auch sind Zielvorgaben für Reduktionen der Klimagase ohne Konzepte für deren Realisierung wenig hilfreich. Für politische Handlungen ist deshalb die Vorgabe eines langfristigen Energiekonzeptes notwendig, wofür diese Arbeit einen Beitrag leisten soll.

Unter technischen Gesichtspunkten ist das hier vorgestellte Energiekonzept eine Alternative zur heutigen Elektrizitätsversorgung. Durch die Einbeziehung eines erweiterten europäischen Verbundnetzes lässt sich das Konzept noch weiter optimieren.

Wenn auch im Rahmen dieser Arbeit genauere wirtschaftliche Untersuchungen nicht durchgeführt werden konnten, hat die Abschätzung der wirtschaftlichen Aspekte gezeigt, dass ein Land wie Deutschland durchaus eine Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft in dem hier unterstellten Umfang realisieren könnte. Unter Einbeziehung externer Kosten der heutigen Elektrizitätswirtschaft und der sehr positiven Exportaussichten für Technologien zur Nutzung regenerativer Energien ist sogar mit positiven Auswirkungen auf die Volkswirtschaft und mit zusätzlichen Arbeitsplätzen zu rechnen.

Nicht zuletzt ließe sich durch Realisierung des hier vorgestellten Konzepts auch ein notwendiger Beitrag zum Klimaschutz leisten, wodurch die Lebensgrundlagen künftiger Generationen gesichert werden.

Glossar

850-hPa-Niveau	Verwendung bei der Messung mit aufsteigenden Radiosonden; Luftschichten mit einem Druck von 850 hPa. Die Höhe kann über die barometrische Höhenformel bestimmt werden und beträgt etwa 1.500 m.
anthropogen	(griechisch) durch den Menschen beeinflusst, verursacht
ASG	siehe <i>Asynchrongenerator</i>
Asynchrongenerator	in der Regel übersynchron betriebener Drehstromgenerator, das heißt die Drehzahl des Läufers ist größer als die des Ständerdrehfelds
Ausbauabfluss	zufließende Wassermenge, für deren Verarbeitung ein Wasserkraftwerk bei der zugehörigen Ausbaufallhöhe ausgelegt ist
BHKW	siehe <i>Blockheizkraftwerk</i>
Biomasse	Gesamtheit der lebenden, toten und zersetzten Organismen eines Lebensraums; in der Energietechnik hauptsächlich Energiepflanzen und organische Reststoffe
BIP	siehe <i>Bruttoinlandsprodukt</i>
Blockheizkraftwerk	kleine Energieanlagen zur Erzeugung elektrischen Stroms und Wärme
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
Brennstoffzelle	galvanische Elemente zur direkten Umwandlung von chemischer in elektrische Energie (z.B. <i>SOFC</i>). Brennstoffe: Wasserstoff, Erdgas
Bruttoengpassleistung	vgl. <i>Bruttoleistung</i> und <i>Engpassleistung</i>
Bruttoleistung	an den Generator клемmen eines oder mehrerer Kraftwerke gemessene Leistung
Bruttoerzeugung	an den Generator клемmen eines oder mehrerer Kraftwerke gemessene Abgabe elektrischer Energie
Bruttoinlandsprodukt	Teil der wirtschaftlichen Leistung einer Volkswirtschaft, der innerhalb der Landesgrenzen erbracht wird, gleichgültig ob durch Inländer oder Ausländer
Bruttostromerzeugung	siehe <i>Bruttoerzeugung</i>
BZ	siehe <i>Brennstoffzelle</i>
CO ₂	Kohlendioxid
cos <i>j</i>	siehe <i>Phasenwinkel</i>
Dargebot	einer technischen Anlage zur Verfügung stehende (Wasser)menge
DHÜ	(Drehstrom-Höchstspannungs-Übertragung) Übertragung über dreiphasigen Drehstrom. In Europa beträgt die Frequenz hierbei 50 Hz. Die Spannung reicht von 380 kV bis 1.050 kV.
DWD	Deutscher Wetterdienst
Eigenverbrauch	elektrische Energie, die von Neben- und Hilfsanlagen eines Kraftwerks benötigt wird, z.B. für Kesseleinspeisepumpen, Rauchgasentschwefelungsanlagen oder <i>Transformatorverluste</i>
elektrische Energie	Integral von Strom und Spannung über die Zeit
Elektrolyse	Zersetzung gelöster oder geschmolzener chemischer Verbindungen (Elektrolyten) durch elektrischen Strom (z.B. von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff)
Energieerzeugung	Umwandlung von Energie einer niederwertigen (schlecht nutzbaren) in eine höherwertige (gut nutzbare) Form (z.B. Solarenergie oder Wind in Elektrizität)
Energiesparszenario	künftiges Verbrauchsszenario beim Ausschöpfen von Einsparpotentialen
Energieverbrauch	Umwandlung von Energie einer höherwertigen in eine niederwertige Form (z.B. Elektrizität in Wärme, Licht oder Kraft)

Endenergie	Energie in der Form, wie sie dem Endverbraucher zugeführt wird (z.B. Erdgas, Heizöl, Elektrizität, Fernwärme)
Engpassleistung	die durch den leistungsschwächsten Anlagenteil begrenzte höchste ausfahrbare Dauerleistung eines oder mehrerer Kraftwerke, die bei durchschnittlichen Bedingungen erzeugt werden kann. Zeitweilig nicht einsatzfähige, z.B. in Reparatur oder Überholung befindliche Anlagenteile mindern die Engpassleistung.
Erzeugung	siehe <i>Energieerzeugung</i>
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GAU	größter anzunehmender Unfall (bei einem Kernkraftwerk)
Generator	rotierende elektrische Maschine, die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Beim Drehstromgenerator erzeugt ein Drehstrom in den Spulen des stehenden Teils (Ständer) ein Drehfeld, der Läufer wird mechanisch angetrieben.
Gradtagzahl	Summe der Differenzen zwischen der mittleren Raumtemperatur von 20 °C und den Tagesmitteln der Lufttemperatur über alle <i>Heiztage</i> in einem definierten Zeitraum (meist Heizperiode)
Grundlast	Leistung, die mehr als 6.000 h/a mit 25 Starts verfügbar ist. Die Grundlast wird in Deutschland hauptsächlich durch Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke gedeckt.
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk; Kombianlage aus Gasturbine und Abhitze-dampferzeuger, die sich durch einen hohen Wirkungsgrad auszeichnet
Heiztag	Tag, an dem das Tagesmittel der Lufttemperatur unter 15 °C liegt
HGÜ	(Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Energieübertragung über Gleichstrom mit 2 Leitern und Spannungen bis über ±800 kV
Hochspannung	elektrische Spannung über 60 kV bis 150 kV
Höchstspannung	elektrische Spannung über 150 kV
Jahreshöchstlast	Die in einem Jahr tatsächlich aufgetretene höchste Inanspruchnahme der Leistung in den Kraftwerken und <i>Netzen</i>
KEW	Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeit aus regenerativer Wasserkraft; Quotient vom Arbeitsvermögen der Wasserkraftwerke und deren Regelarbeitsvermögen
Kraft-Wärme-Kopplung	gleichzeitige Erzeugung von Heizwärme und elektrischer Energie in einem Kraftwerk
Laufwasserkraftwerk	Wasserkraftwerk, das den jeweiligen Wasserzufluss ohne Speichermöglichkeit verarbeitet
Leistungszahl	Quotient von gewonnener Nutzwärme und eingesetzter (elektrischer) Energie bei einer Wärmepumpe (gute Anlagen erreichen Leistungszahlen > 3)
MCFC	Molten Carbonat Fuel Cell (Schmelzkarbonat- <i>Brennstoffzelle</i>); wandelt Brennstoff wie Erd-, Kohle- und Biogas mit dem Oxidanten Luft bei Temperaturen von 650 °C in Elektrizität um
MEZ	mitteleuropäische Zeit (MEZ = UTC + 1 h)
Mittellast	Leistung, die zwischen 2.000 h/a und 6.000 h/a mit etwa einem Start pro Tag verfügbar ist; wird in Deutschland derzeit hauptsächlich durch Steinkohlekraftwerke gedeckt
MPP	Maximum Power Point, Punkt maximaler Leistung bei Photovoltaikmodulen
Nettoleistung	die um die elektrische Eigenbedarfsleistung verminderte <i>Bruttoleistung</i> , die ein Kraftwerk oder ein Kraftwerkspark ins Netz abgibt (auch nutzbare Leistung)
Nettoerzeugung	um den Eigenbedarf an elektrischer Energie verminderte <i>Bruttoerzeugung</i> , die ein Kraftwerk oder ein Kraftwerkspark in Netz abgibt (auch nutzbare Energie)
Nettoverbrauch	<i>Nettoerzeugung</i> und importierte Elektrizität vermindert um Übertragungsverluste, <i>Pumpstrom</i> und exportierte Elektrizität innerhalb eines <i>Netzes</i>

Netz	Gesamtheit miteinander verbundener Anlagenteile zur Übertragung und Verteilung von <i>elektrischer Energie</i>
Offshore	im Meer; bei der Windkraft Küstenbereich (bis über 30 km)
PAFC	Phosphor Acid Fuel Cell (Phosphorsaure <i>Brennstoffzelle</i>); wandelt Wasserstoff mit dem Oxidanten Luft bei 200 °C in Elektrizität um
Phasenschieberbetrieb	Betriebsart bei Generatoren zur Verringerung des induktiven <i>Phasenwinkels</i> eines Netzes und damit der Belastung durch Blindleistung
Phasenwinkel	Winkel <i>j</i> der Phasenverschiebung von Strom und Spannung. Bei einem Phasenwinkel ungleich Null gibt es neben der Wirkleistung auch eine Blindleistung. Bei positiven Phasenwinkeln eilt die Spannung dem Strom voraus. Dann spricht man von induktiver, im anderen Fall von kapazitiver Blindleistung
Primärenergie	Energie in ursprünglicher, noch nicht technisch aufbereiteter Form (z.B. Rohöl, Kohle, Uran, Solarstrahlung, Wind)
Pumparbeit	<i>elektrische Energie</i> , die zum Betrieb von Speicherpumpen bei Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt wird
Pumpstrom	Pumpstromverbrauch siehe <i>Pumparbeit</i> ; Erzeugung aus Pumpstrom: die von Pumpspeicherkraftwerken abgegebene elektrische Energie
Rauhigkeitslänge	gibt an, in welcher Höhe der Wind durch die Bodenbeschaffenheit auf Null abgebremst wird
Referenzwerte	Verbrauchswerte bezogen auf das Jahr 1996
Regelarbeitsvermögen	Verwendung vor allem bei der Wasserkraft; Arbeitsvermögen im Regeljahr, einem fiktiven Jahr, dessen wasserwirtschaftliche Größen über eine zusammenhängende Zeitreihe gemittelt sind
Restnachfrage	Elektrizitätsbedarf, der nicht durch regenerative Kraftwerke gedeckt werden kann
SG	siehe <i>Synchrongenerator</i>
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell (Oxidkeramische <i>Brennstoffzelle</i>); wandelt Brennstoff wie Erd-, Kohle- und Biogas mit dem Oxidanten Luft bei 1.000 °C in Elektrizität um
Spitzenlast	Leistung, die im Mittel über 2.000 h/a verfügbar ist; wird in Deutschland derzeit hauptsächlich durch Pumpspeicher-, Gasturbinen- und Ölkraftwerke gedeckt
Strom	bewegte elektrische Ladungsträger, im allgemeinen Sprachgebrauch ähnliche Verwendung wie <i>elektrische Energie</i>
Stromerzeugung	siehe <i>Energieerzeugung</i>
Stromverbrauch	siehe <i>Energieverbrauch</i>
Supraleiter	Materialien, die unterhalb einer charakteristischen Temperatur keinen messbaren elektrischen Widerstand mehr besitzen
Synchrongenerator	synchron betriebener Drehstromgenerator, das heißt die Drehzahl des Läufers ist gleich der des Ständerdrehfelds
Transformator	ermöglicht die Übertragung elektrischer Arbeit zwischen zwei Anlagenteilen verschiedener Spannung
Trendszenario	künftiges Verbrauchsszenario bei Fortschreibung des Trends
Überschüsse	<i>Erzeugung</i> regenerativer Kraftwerke, die größer als die momentane Nachfrage ist
UTC	Universal Time Coordinated (UTC = MEZ - 1 h)
Verbrauch	siehe <i>Energieverbrauch</i>
Vollaststunden	Quotient von erbrachter Jahresarbeit und Nennleistung
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
Wärmepumpe	Gerät, das unter Aufwendung von Energie (z.B. Elektrizität) Wärme von einem niedrigerem Temperaturniveau auf ein höheres hebt (siehe auch <i>Leistungszahl</i>)

Aktuelle Zahlentafeln

Da zwischen der Fertigstellung dieser Arbeit und der Veröffentlichung mehr als ein Jahr vergangen ist, werden an diese Stelle nachträglich aktuelle Zahlenwerte beigelegt.

Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern in Deutschland (vgl. Tabelle 3.11 und 3.12)

Energieträger	Erzeugung 1999	Zuwachs seit 1997	installierte Leistung
Photovoltaik	0,03 TWh	+ 30 %	0,069 GW (1999)
Windkraft (Land)	5,4 TWh	+ 82 %	4,444 GW (1999)
Windkraft (Offshore)	---	---	---
Wasserkraft ¹⁾	19,5 TWh	+ 23 %	4,563 GW (1996)
Biomasse-Reststoffe ²⁾	3,8 TWh	+ 27 %	0,358 GW (1996) ³⁾
Energiepflanzen	---	---	---
Summe	28,7 TWh	+ 32 %	9,368 GW

¹⁾ Anmerkung: Das Jahr 1999 war ein überdurchschnittliches Wasserjahr. ²⁾ incl. Müll ³⁾ ohne Müll

Strombedarf nach Verbrauchergruppen (vgl. Tabelle 5.6, Abweichungen in der Summe sind runderungsbedingt)

	Verbrauch im Jahr 1998	Veränderung gegenüber 1996
Haushalte	130,5 TWh	- 2,7 %
Kleinverbrauch	111,0 TWh	+ 4,2 %
Industrie	229,6 TWh	+ 3,3 %
Verkehr	16,1 TWh	- 2,8 %
Nettostromverbrauch	487,5 TWh	+ 1,6 %
Übertragungsverluste	21,2 TWh	+ 3,5 %
Stromverbrauch insgesamt	508,6 TWh	+ 1,7 %

Weitere Indikatoren im Elektrizitätsbereich

	Wert im Jahr 1998	Veränderung gegenüber 1996	vgl.
Brennstoffeinsatz der Kraftwerke	5.022 PJ	- 1,3 %	Tabelle 2.1
Primärenergieeinsatz	5.098 PJ	- 1,3 %	Seite 7
spezifische CO ₂ -Emissionen aller Kraftwerke	0,60 kg CO ₂ /kWh _{el}	- 3,2 %	Tabelle 2.7
spezifische CO ₂ -Emissionen fossiler Kraftwerke	0,92 kg CO ₂ /kWh _{el}	- 4,2 %	Tabelle 2.7
Bruttoinlandsprodukt (Gesamtdeutschland)	1.881 Mrd. € ₁₉₉₅	+ 3,7 %	Bild 5.2 ¹⁾
Stromintensität	259,2 Wh/€ ₁₉₉₅	- 2,0 %	Seite 95 ¹⁾

¹⁾ Anmerkung: Es liegen unterschiedliche Bezugsjahre vor (1991 und 1995).

Literaturverzeichnis

Literatur zu Kapitel 1: Einleitung

- [Edw96] Edwin, Kurt W. (Hrsg.) : *Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten*. Aachen : Grundsatzstudie des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen, 1996
- [Gaf98] Gaffen, Dian J. : Falling satellites, rising temperatures? In : *Nature* Vol. 394, 13. August 1998, S. 615-616
- [Has97] Hasselmann, Klaus : Eine Antwort auf die Kritik an der Klimaforschung in der Zeit 31/97. In : *Die Zeit* 31/97
- [Kal93] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energieträger in Deutschland*. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Ste98] Stendel, Martin : *Zum scheinbaren Widerspruch zwischen direkten und satellitengestützten Messungen der Temperatur*. Internet : Max-Planck-Institut für Meteorologie, <http://www.mpimet.mpg.de/deutsch/Aktuell/PR/PrInfo3.html>, 1998
- [Wen98] Wentz, Fank J.; Schabel, Matthias : Effects of orbital decay on satellite-derived lower-tropospheric temperature trends. In : *Nature* Vol. 394, 13. August 1998, S. 661-664

Literatur zu Kapitel 2: Derzeitige Elektrizitätsversorgung in Deutschland

- [Bra96] Brauer, Heinz (Hrsg.) : *Emissionen und ihre Wirkungen*. Berlin : Springer, 1996
- [BMWi] BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.) : *Energiedaten*. Bonn, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1997/1998, erschienen 1998
- [Enq90] Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des 11. Deutschen Bundestages (Hrsg.) : *Schutz der Erdatmosphäre*. Bonn : Economica Verlag, 1990
- [Enq95] Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages (Hrsg.) : *Mehr Zukunft für die Erde*. Bonn : Economica Verlag, 1995
- [Fah96] Fahl, Ulrich; Pfeifer, Thomas; Voß, Alfred: CO₂-Minderung durch Effizienzsteigerung bei fossil befeuerten Kraftwerken. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 46. Jg. (1996) Heft 8, S. 498-503
- [Fri98] Friedrich, Rainer; Krewitt, Wolfram : Externe Kosten der Stromerzeugung. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48. Jg. (1998) Heft 12, S. 789-794
- [Gör90] Görgen, Rainer; Wolberg, Joachim : Energieaufkommen und -verwendung in der DDR. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 40. Jg. (1990) Heft 3, S. 110-116
- [Lat98] Latif, Mojib : *El Niño / Southern Oscillation*. Internet : Max-Planck-Institut für Meteorologie, <http://www.dkrz.de/klima/elnino/enso.html>, 1998
- [Lew93] Lewin, Bernd : *CO₂-Emission von Energiesystemen zur Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Energiewandlungsketten*. Berlin : Dissertation, 1993
- [Mar98] Markewitz, Peter; Nollen, Andreas; Polklas, Thomas : Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks. In : *BWK* Bd. 50 (1998) Nr. 5/6, S. 38-42
- [Met98] Meteofax Wetterdienste GmbH : *Megahitze in Deutschland*. Internet : <http://www.meteofax.de/news/so980812.html>, 1998
- [MRe00] Münchener Rück : *Große Naturkatastrophen - Langzeitstatistik*. München : Presseerklärung, Februar 2000, <http://www.munichre.de>
- [Pat88] Paturi, Felix R. : *Chronik der Technik*. Dortmund : Chronik Verlag, 1988
- [Pro96] Prognos AG (Hrsg.) : *Energierreport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020*. Stuttgart : Schäffer Poeschel Verlag, 1996

- [Qua99] Quaschnig, Volker : *Regenerative Energiesysteme*. München : Carl Hanser Verlag, 1999
- [Sch98] Schönwiese, Christian-Dietrich: Das Klimaproblem ist real. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 97 (1998) Heft 8, S. 23.-32
- [VDEW] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *VDEW Statistik*. Frankfurt/M : VDEW-Verlag, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996, erschienen 1997
- [VIK] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. VIK (Hrsg.) : *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996/97, erschienen 1998
- [Wag89] Wagner, Hermann-Josef; Kolb, Gerhard : CO₂-Minderung durch rationelle Energieverwendung. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 39. Jg. (1989) Heft 8, S. 485-489
- [Wic93] Wicke, Lutz : *Umweltökonomie*. München : Verlag Franz Vahlen, 1993

Literatur zu Kapitel 3: Technologie und Potentiale erneuerbarer Energien

- [All95] Allnoch, N. : Entwicklung des Windkraftanlagenmarktes in Deutschland. In : *Tagesband Deutscher Kongreß Erneuerbare Energie 1995*, S. 71-78
- [Ber97] Berner, J. : Vollintegrierte Photovoltaik-Schallschutzanlagen - Neue PV-Branche. In : *Sonnenenergie* 4/1997, S.16-17
- [Bie85] v. Bierbrauer, H.; Ernst, H.; Klenk, H.; Merkel, C.; Peter, K.; v. Winning, H. : *Darstellung realistischer Regionen für die Errichtung insbesondere großer Windenergieanlagen in der Bundesrepublik Deutschland*. BMFT Forschungsbericht T 85-053, 1985
- [BUN96] BUND, Misereor (Hrsg.) : *Zukunftsfähiges Deutschland*. Basel : Birkhäuser Verlag, 1996
- [Bun98] Bundesministerium für Wirtschaft BMWi (Hrsg.) : *Energiedaten 1997/98*. Bonn, 1998
- [BWE00] Bundesverband WindEnergie (BWE) : *Fakten und Statistiken zur Windenergie*. Internet : <http://www.wind-energie.de>, Frühjahr 2000
- [Com95] Commission of the European Communities (Hrsg.) : *Photovoltaics in 2010*. Executive Summary. Brüssel, 1995
- [Cos93] Cost, K. : Energiegewinnung aus Getreidestroh. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 43. Jg. (1993) Heft 1/2, S. 79-84
- [Deu90] Deutscher Bundestag (Hrsg.) : *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisegesetz) vom 7. Dezember 1990*. Bonn : BGBl I S. 2633, 1990
- [DIW90] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW), Institut für Wasserbau an der Universität Stuttgart (IWS) : *Wasserkraft, Studien A.2.3a und A.2.3.b für die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages in Energie und Klima, Band 3 Erneuerbare Energien*. Bonn : Economica Verlag, 1990
- [Ene98] Enercon : *Technische Daten der Windkraftanlage Enercon E-66*. Aurich : Enercon GmbH, 1998
- [Fac95] Fachinformationszentrum Karlsruhe FIZ (Hrsg.) : *Wasserkraftnutzung: Potential in den neuen 5 Bundesländern*. Eggenstein-Leopoldshafen : BINE Projekt-Info-Service Nr. 4, Juli 1995
- [Gey98] Geyer, M.; Holländer, A.; Aringhoff, R.; Nava, P. : Hälfte des weltweit produzierten Solarstroms. In : *Sonnenenergie* 3/98, S. 33-37
- [Gre98] Green, Martin A.; Emery, Keith; Bücher, Klaus; King, David L.; Igari, Sanekazu : *Solar Cell Efficiency Tables*. Internet : <http://www.pv.unsw.edu.au/eff/>, 1998
- [Har95] Hartmann, H. : Biomasse als Alternative zu den übrigen erneuerbaren Energieträgern - Potentiale, Energiebilanzen, Kosten. In : *Tagungsband 19. Konferenz CIGR IV*, Stuttgart Hohenheim 1995
- [Hof98] Hoffmann, Volker U. : PV-Markt wächst. In : *Sonnenenergie* 1/1998, S. 25-27
- [ISE96] Fraunhofer Gesellschaft, Institut für Solare Energiesysteme (FhG-ISE) : *1000-Dächer Meß- und Auswertprogramm, Jahresjournal 1996*. Freiburg : ISE, 1996

- [ISE98] Fraunhofer Gesellschaft, Institut für Solare Energiesysteme (FhG-ISE) : *ISE PV-Charts*. Freiburg : ISE, 1998
- [IWR99] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien IWR : *Informationen der Forschungsgruppe Windenergie*. Internet : <http://www.uni-muenster.de/Energie/>, 1999
- [Kal93] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energieträger in Deutschland*. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Kal95a] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energien*. Berlin : Springer Verlag, 1995
- [Kal95b] Kaltschmitt, M. : *Nachwachsende Energieträger in Deutschland*. In : *Tagungsband 19. Konferenz CIGR IV*, Stuttgart.Hohenheim 1995
- [Ker82] Kernforschungsanlage Jülich GmbH : *Möglicher zukünftiger Beitrag regenerativer Energiequellen zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland*. In : *Jüli.Spez. 156*, 6/1982
- [Kle93] Kleemann, M.; Meliß, M. : *Regenerative Energiequellen*. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Nic92] Nicolaisen, Lars : *Heizkraftwerk Vejen*. In : *Wind Kraft Journal 2/1992*, S. 36-38
- [Nor92] Nordmann, T.; Knöpfel, H. : *100 kW Photovoltaik-Infrastrukturanlagen - Die Schweizer TNC Projekte Mark I - V*. In : *Tagungsband 8. Internationales Sonnenforum*, Berlin 1992, S. 627-632
- [Ott97] Ott, Matthias : *Biomassemitverbrennung in Heizkraftwerken - eine Möglichkeit der effizienten CO₂-Minderung*. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 96 (1997), Heft 24, S. 1455-1460
- [Pal96] Palz, W.; Greif, J. (Hrsg.) : *European Solar Radiation Atlas*. Berlin : Springer 1996
- [Pet92] Petersen, W. : *Energie aus Stroh, Holz und Müll*. In : *Wind Kraft Journal 4/1992*, S. 43-45
- [Pon95] Pontenagel, I. (Hrsg.) : *Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union*. Berlin : Springer, 1995
- [Pro90] Prognos AG (Hrsg.) : *Energieprognose 2010. Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010*. Landsberg/Lech : Edition mi-Poller, 1990
- [Pro96] Prognos AG (Hrsg.) : *Energiereport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020*. Stuttgart : Schäffer Poeschel Verlag, 1996
- [Qua96a] Quaschnig, V.; Hanitsch, R. : *Höhere Erträge durch schattentolerante Photovoltaikanlagen*. In : *Sonnenenergie & Wärmetechnik 4/1996*, S. 30-33
- [Qua96b] Quaschnig, V. : *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*. Berlin : Verlag Dr. Köster, 1996
- [Qua98a] Quaschnig, V.; Hanitsch, R. : *Höhere Flächenausbeute durch Optimierung bei aufgeständerten Modulen*. In : *Tagungsband 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Staffelstein, 11.-13. März 1998, S. 427-431
- [Qua98b] Quaschnig, V.; Christmann, R.; Hanitsch, R. : *Potentiale der Solarenergienutzung bei Industrie und Gewerbe in Berlin*. In : *Tagungsband 11. Internationales Sonnenforum*, Köln, 26.-30. Juli 1998, S. 673-680
- [Qua99] Quaschnig, V. : *Regenerative Energiesysteme*. München : Carl Hanser Verlag, 1999
- [Sel90] Selzer, H. : *Windenergie*, Studie A.2.2a für die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages in Energie und Klima, Band 3 Erneuerbare Energien. Bonn : Economica Verlag, 1990
- [Sie98] Siemens KWU : *Persönliche Mitteilung über Wirkungsgrade unterschiedlicher Wasserkraftgeneratoren*. Erlagen : Siemens KWU, 1998
- [Raa89] Raabe, Joachim : *Hydraulische Maschinen und Anlagen*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1989
- [Sta96] Staiß, Frithjof : *Photovoltaik*. Wiesbaden : Vieweg Verlag, 1996
- [StaB] Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland*. Stuttgart : Metzler-Poeschel Verlag, verschiedene Jahrgänge
- [VDEW] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *VDEW Statistik*. Frankfurt/M : VDEW-Verlag, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996, erschienen 1997

- [VIK] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. VIK (Hrsg.) : *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996/97, erschienen 1998
- [Wag94] Wagemann, H.-G.; Eschrich, H. : *Grundlagen der photovoltaischen Energiewandlung*. Stuttgart : Teubner Verlag, 1994
- [Wag89] Wagner, E. : Wasserkraftnutzung und Wasserkraftpotential der Bundesrepublik Deutschland, Erkenntnisstand 1989. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 88 (1989) Heft 11, S. 635-646.
- [Wie96] Wiese, A.; Leithoff, K. : Kraft-Wärme-Kopplung: Vergleich technischer, ökologischer und ökonomischer Kennzahlen innovativer Turbinen und Motoren. In : *BWK* 48 (1996) Nr.6, S. 51-58
- [Win83] Winter, C.-J.; Nitsch, J.; Klaiß, H. : Sonnenenergie - ihr Beitrag zur künftigen Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. In : *BWK* 35 (1983) Nr. 5, S. 243-254

Literatur zu Kapitel 4: Zeitliche Schwankungen des Energieangebots

- [Agu92a] Aguiar, R.; Collares-Pereira, M. : Statistical Properties of Hourly Global Radiation. In : *Solar Energy* Vol. 48 (1992) No. 3, S. 157-167
- [Agu92b] Aguiar, R.; Collares-Pereira, M. : TAG: A Time-Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation. In *Solar Energy* Vol. 49 (1992) No. 3, S. 167-174
- [All97] Allnoch, Norbert : Zur Windstromerzeugung im Normaljahr. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 96 (1997), Heft 24, S. 1431-1434
- [Bey95] Beyer, H.G.; Bohlen, M.; Schumacher, J. : Geng - A Solar Radiation Data Generator for the Simulation System INSEL. In : *Proceedings of 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Nizza, 23.-27. Oktober 1995, S. 982-985
- [Bie85] v. Bierbrauer, H.; Ernst, H.; Klenk, H.; Merkel, C.; Peter, K.; v. Winning, H. : *Darstellung realistischer Regionen für die Errichtung insbesondere großer Windenergieanlagen in der Bundesrepublik Deutschland*. BMFT Forschungsbericht T 85-053, 1985
- [BLW97] Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft (Hrsg.) : *Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch, Donauebiet 1991*. München : Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft, 1997
- [Chr89] Christoffer, J.; Ulbricht-Eissing, M. : *Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland*. Offenbach : Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147, 1989
- [DGS] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (Hrsg.) : *Strahlungswetterbericht*. In : *Sonnenenergie*, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1998
- [DIN85] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN) : *DIN 5034 Teil 2 : Tageslicht in Innenräumen*. Berlin : Beuth Verlag, 1985
- [DWDa] Deutscher Wetterdienst DWD (Hrsg.) : *Ergebnisse von Strahlungsmessungen in der Bundesrepublik Deutschland sowie von speziellen Messreihen am Meteorologischen Observatorium Hamburg*. Hamburg : Deutscher Wetterdienst, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1992
- [DWDb] Deutscher Wetterdienst DWD (Hrsg.) : *Ergebnisse von Strahlungsmessungen in der Bundesrepublik Deutschland, Sonderreihen: Messdaten aus zurückliegenden Jahren, Bände F-L*. Hamburg : Deutscher Wetterdienst, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1995
- [DWDc] Deutscher Wetterdienst DWD (Hrsg.) : *Deutsches Meteorologisches Jahrbuch*. Offenbach : Deutscher Wetterdienst, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1991 (erschienen 1993)
- [DWD98] Deutscher Wetterdienst DWD : *Zeitreihen der stündlichen Winddaten von 1991 für 24 Stationen des DWD*. Offenbach : Bezug von Meßdaten vom DWD
- [Edw96] Edwin, Kurt W. (Hrsg.) : *Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten*. Aachen : Grundsatzstudie des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen, 1996
- [Fis95] Fishedick, Manfred : *Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund*. Stuttgart : Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER, 1995
- [Kal93] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energieträger in Deutschland*. Berlin : Springer Verlag, 1993

- [Kal95] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energien*. Berlin : Springer Verlag, 1995
- [Kle93] Kleemann, M.; Meliß, M.: *Regenerative Energiequellen*. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Lef83] Lefebvre, Ch.; Jurksch, G.; Schmidt, H.; Morgeneyer, B.; Ulbricht-Eissing, M. : *Die Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland in Hinblick auf die Nutzung der Windkraft*. Offenbach : Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 165, 1983
- [Lie98] Liersch, J., Hohlen, H., Grabeleu, S. : Auswertung der synchronen Meßkampagnen von Wind- und Windkraftanlagendaten am Standort FH Ostfriesland, Emden. In : *DEWI Magazin* Nr.13, August 1998
- [LGRP] Landesamt für Gewässerkunde Rheinland-Pfalz (Hrsg.) : *Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch Rheingebiet*. Mainz : Landesamt für Gewässerkunde, Jahrgang 1956 bis 1975
- [LUBW] Landesamt für Umweltschutz Baden-Württemberg (Hrsg.) : *Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch, Rheingebiet Teil I*. Karlsruhe : Landesamt für Umweltschutz, Jahrgang 1976 bis 1995
- [LUN96] Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) : *Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch, Rheingebiet Teil III 1991*. Essen : Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, 1996
- [Lys83] Lysen, E.H. : *Introduction to Wind Energy*. Amersfoort, Netherlands : CWD, 1983
- [NLÖ95] Niedersächsisches Landesamt für Ökologie (Hrsg.) : *Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch, Weser- und Emsgebiet 1991*. Hildesheim : Niedersächsisches Landesamt für Ökologie, 1995
- [Per90] Perez, Richard ; Ineichen, Pierre ; Seals, Robert ; Michalsky, Joseph ; Stewart, Ronald : Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. In : *Solar Energy* Vol. 44 (1990), S. 271-289
- [Qua99] Quaschnig, Volker : *Regenerative Energiesysteme*. München : Carl Hanser Verlag, 1999
- [Rei89] Reindl, D.T.; Beckman, W.A., Duffie, J.A. : Diffuse Fraction Correlations. In : *Tagungsband ISES Solar World Conference 1989*, S. 2082-2086
- [Ste93] Steinberger-Willms, Robert : *Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe vom räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze*. Aachen: Verlag Shaker, 1993
- [Tra96] Traup, S.; Kruse, B. : *Winddaten für Windenergienutzer*. Offenbach : Deutscher Wetterdienst, 1996
- [VDEW] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *VDEW Statistik*. Frankfurt/M : VDEW-Verlag, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996, erschienen 1997
- [VDI83] Verein Deutscher Ingenieure VDI (Hrsg.) : *VDI 2067, Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen*. Berlin : Beuth Verlag, 1983
- [Vio98] Viotto, M.; Giese, H.; Heinemann, D.; Pukrop, D.; Stellbogen, D. : Auslegung von Solarfassaden mit PVcad - Ein Werkzeug für den Planer. In : *Tagungsband 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Staffelstein, 11.-13. März 1998, S. 132-136

Literatur zu Kapitel 5: Entwicklung der Verbrauchsstrukturen

- [Bra98] Brandt, Gunter : Warten auf die Pumpe? In : *Sonnenenergie* 1/1998, S. 21
- [BUN96] BUND und Misereor (Hrsg.) : *Zukunftsfähiges Deutschland*. Basel : Birkhäuser Verlag, 1996
- [Düw86] Düwall, Peter : *Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die Haushalte in Berlin (West) während eines Jahres*. Regionaler Abschlußbericht der Bewag zum BMFT/BMWi-Forschungsauftrag. Berlin : Bewag, 1986
- [Ebe98] Ebersperger, Ralf; Mauch, Wolfgang, Rasmussen, Cornelis, Wagner, Ulrich : Wieviel Energie braucht ein Pkw? In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48. Jg. (1998) Heft 5, S. 323-329
- [Edw96] Edwin, Kurt W. (Hrsg.) : *Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten*. Aachen : Grundsatzstudie des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen, 1996

- [Ene97] Energiestiftung Schleswig-Holstein (Hrsg.) : *Kostenorientierte Strompreisbildung. Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde*. Kiel : Energiestiftung Schleswig Holstein, Studie 4, 1997
- [Enq95] Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages (Hrsg.) : *Mehr Zukunft für die Erde*. Bonn : Economica Verlag, 1995
- [Gol97] Gollmer, R.; Möller, A.; Römisch, W.; Schultz, R.; Schwarzbach, G.; Thomas, J. : Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung der VEAG. In : *VDI Berichte 1352, Tagung Optimierung in der Energieversorgung II*. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997
- [Han93] Hanitsch, R.; Loch, J.-M.; Melchert, A.; Leitner, K.; Kohler, M.; Frühwirth, B.; Dobberstein, J.; Valentin, G. : *Zeitvariable lineare Stromtarife - eine empirische Untersuchung im Versorgungsgebiet der Bewag*. Berlin : Bewag und SenStadtUm, Juni 1993
- [Hei97] Heinrich, Ingrid; Tölke, Peter; Winkler, Gert : Anwendung neuronaler Netze zur Lastprognose eines regionalen Energieversorgungsunternehmens. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 96 (1997), Heft 11, S. 548-554
- [Kal95] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energien*. Berlin : Springer Verlag, 1995
- [LBS89] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH : *Photovoltaik Megawatt-Projekt Berlin*, Phase 1 (Anteil 1989). Ottobrunn : Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH 1989
- [Öko96] Öko-Institut e.V. (Hrsg.) : *Das Energiewende-Szenario 2020*. Freiburg : Öko-Institut, 1996
- [Pri97] Prior, Dirk : *Nachbildung der Energiebedarfsstrukturen der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen*. Düsseldorf : VDI-Verlag, VDI Fortschrittberichte Reihe 6 Nr. 379, 1997
- [Pro96] Prognos AG (Hrsg.) : *Energiereport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020*. Stuttgart : Schäffer Poeschel Verlag, 1996
- [Rei96] Reiners, W.; Dördelmann, S. : Felduntersuchung an 60 Wohnungslüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung. In : *eta elektrowärme international* 54 (1996) A1, S. 4-15
- [Sch97] Schaefer, Helmut : Stromversorgung der Zukunft - Möglichkeiten und Grenzen. In : *Elektrotechnik und Informationstechnik e&i* 114. Jg. (1997), H.10, S. 507-515
- [Sch98] Schalajda, P. : Eine geeignete Solarkreispumpe muß her! In : *Sonnenenergie* 1/1998, S.20
- [Spo98] Sporckmann, B. : Beste Leistung aus Lithium-Batterien. In : *Stromthemen* 3/98, S. 3
- [StBA] Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland*. Stuttgart : Metzler-Poeschel, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1997, erschienen 1997
- [UBAb] Umweltbundesamt (Hrsg.) : *Daten zur Umwelt*. Berlin : Erich Schmidt Verlag, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1997, erschienen 1997
- [UBA97a] Umweltbundesamt (Hrsg.) : *Klimaschutz durch Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten*. Berlin : Forschungsbericht 20408541 UBA-FB 97-071 des Umweltbundesamts 1997
- [UBA97b] Umweltbundesamt (Hrsg.) : *Nachhaltiges Deutschland*. Berlin : Erich Schmidt Verlag, 1997
- [Uhl98] Uhlmannsiek, Bernd : Erster Elektro-Pkw mit Brennstoffzelle. In : *Stromthemen* 6/1998, S.7
- [VDEW85] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres*. Frankfurt : VDEW-Verlag, 1985.
- [VDEW91] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : Die Ermittlung charakteristischer Tagesbelastungsdiagramme verschiedener Verbrauchergruppen. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 90 (1991), Heft 25, S. 1464-1469
- [VDEW98] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW : *Wärmepumpen-Markt im Aufschwung*. Internet : <http://www.strom.de>, 1998
- [VIK] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. VIK (Hrsg.) : *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996/97, erschienen 1998
- [Wei96] v. Weizsäcker, E.U.; Lovins, A.B.; Lovins, L.H. : *Faktor Vier*. München : Dromersche Verlagsanstalt Knauer, 1996

Literatur zu Kapitel 6: Speicherbedarf und überregionaler Ausgleich

- [Böh62] Böhler, Karl : *Pumpspeicherkraftwerk Vianden*. Sonderdruck aus Die Wasserwirtschaft, Heft 12/1961 und Heft 1/1962. Stuttgart : Franckh'sche Verlagshandlung
- [Car97] Carlsen; Trond Harald; Rittinger, Jürgen; Witzmann, Rolf : Machbarkeitsstudie für neue HGÜ-Verbindungen zwischen Norwegen und dem europäischen Festland. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 96 (1997), Heft 19, S. 1026-1032
- [Dan99] Danish Wind Turbine Manufacturers : *Danish Wind Statistics*. Internet : <http://www.windpower.dk>, 1999
- [Dre93] Drenckhahn, Wolfgang; Hassmann, Klaus : Brennstoffzellen als Energiewandler. In : *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 43. Jg (1993) Heft 6, S. 382-389
- [Fac90] Fachinformationszentrum Karlsruhe FIZ (Hrsg.) : *Wasserstoff - Ein Energieträger und Speicher für die Zukunft*. Eggenstein-Leopoldshafen : BINE Projekt Info-Service Nr. 8/1990
- [Fac92] Fachinformationszentrum Karlsruhe FIZ (Hrsg.) : *Brennstoffzellen - Kraftwerke der Zukunft?* Eggenstein-Leopoldshafen : BINE Projekt Info-Service Nr. 2/1992
- [Fac97] Fachinformationszentrum Karlsruhe FIZ (Hrsg.) : *Wasserstoff*. Eggenstein-Leopoldshafen : BINE Projekt Info-Service Nr. 5/1997
- [Gie97] Giesecke, J.; Mosonyi, E. : *Wasserkraftanlagen*. Berlin : Springer, 1997
- [Hos88] Hosemann, G. (Hrsg.) : *Hütte Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze*. Berlin : Springer, 29. Auflage 1988
- [IZE94] Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V. (IZE) : Ein Kabel durch die Ostsee. In : *Stromthemen* 9/1994, S. 1
- [Kle93] Kleemann, M.; Meliß, M.: *Regenerative Energiequellen*. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Pal96] Palz, W.; Greif, J. : *European Solar Radiation Atlas*. Berlin : Springer, 1996
- [Pon95] Pontenagel, Irm (Hrsg.) : *Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union*. Berlin : Springer 1995
- [Pov94] Povh, D.; Ehmcke, B. : Möglichkeiten und Grenzen beim Stromtransport. In : *Global Link - Interkontinentaler Energieverbund*, Tagung in Essen 11.-12. Oktober 1994, VDI Berichte 1129, S. 43-54
- [Rec94] Recknagel, H.; Fasold, H.-G. : Möglichkeiten und Grenzen des Gastransportes. In : *Global Link - Interkontinentaler Energieverbund*, Tagung in Essen 11.-12. Oktober 1994, VDI Berichte 1129, S. 55-72
- [Sch94] Schmidt, T.; Götzen, P. : Unterirdische Speicherung von Erdgas in Salzkavernen und Porenspeichern. In : *Global Link - Interkontinentaler Energieverbund*, Tagung in Essen 11.-12. Oktober 1994, VDI Berichte 1129, S. 101-120
- [Sel90] Selzer, H. : *Windenergie*, Studie A.2.2a für die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages in Energie und Klima, Band 3 Erneuerbare Energien. Bonn : Economica Verlag, 1990
- [Sta96] Staiß, Frithjof : *Photovoltaik*. Braunschweig : Vieweg, 1996
- [Sta98] Staschus, Konstantin; Wegner, Bernd : Elektrizitätswirtschaft. In : *BWK* Bd.50 (1998), Nr.4, S. 82-89
- [VDEW] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *VDEW Statistik*. Frankfurt/M : VDEW-Verlag, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996, erschienen 1997
- [VDEWb] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : Schnellstatistik der VDEW. In : *Elektrizitätswirtschaft*, verschiedene Ausgaben der Jahr 1997 und 1998.
- [VDEW98] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *Strommarkt Deutschland 1997 - Die öffentliche Elektrizitätsversorgung*. Frankfurt : VDEW Verlag, 1998
- [VIK] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. VIK (Hrsg.) : *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1996/97, erschienen 1998
- [Win89] Winter, C.-J.; Nitsch, J. (Hrsg.) : *Wasserstoff als Energieträger*. Berlin : Springer, 1989

Literatur zu Kapitel 7 : Ergebnisse und Ausblick

- [BWE99] Bundesverband WindEnergie (BWE) : *Rekordjahr bei der Windkraft-Nutzung*. Osnabrück : Pressemitteilung des BWE vom 23.1.1999
- [Fri98] Friedrich, Rainer; Krewitt, Wolfram : Externe Kosten der Stromerzeugung. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48. Jg. (1998) Heft 12, S. 789-794
- [Hil97] Hille, Georg; Hoffmann, Volker; Dienhart, Helmut; Langniß, Ole; Nitsch, Joachim : Arbeitsplätze durch Photovoltaik und Windenergie. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 47. Jg (1997) Heft 12, S. 754-758
- [Hoh91] Hohmeyer, Olav; Ottinger, Richard L. (Hrsg.) : *External Environmental Costs of Electric Power*. Berlin : Springer, 1991
- [Kal93] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energieträger in Deutschland*. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Kal95] Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.) : *Erneuerbare Energien*. Berlin : Springer Verlag, 1995
- [Mor97] Morthorst, P.E.; Schleisner, L. : Offshore Wind Turbines - Wishful Thinking or Economic Reality? In : *Proceedings of European Wind Energy Conference 1997*. Dublin, Irland, S. 201-205
- [Mün98] Münchner Rück (Hrsg.) : *Jahresrückblick „Naturkatastrophen 1998“ der Münchner Rück*. München : Presseerklärung der Münchner Rück vom 29.12.1998
- [Ott97] Ott, Matthias : Biomassemitverbrennung in Heizkraftwerken - eine Möglichkeit der effizienten CO₂-Minderung. In : *Elektrizitätswirtschaft* Jg. 96 (1997), Heft 24, S. 1455-1460
- [StBA] Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland*. Stuttgart : Metzler-Poeschel, verschiedene Jahrgänge, letzter Jahrgang 1997, erschienen 1997
- [Vah98] Vahrenholt, Fritz : *Globale Marktpotentiale für erneuerbare Energien*. Hamburg : Deutsche Shell AG, 1998
- [VDEW98] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswirtschaft e.V. VDEW : *38.000 Kernenergie-Arbeitsplätze*. Internet : <http://www.strom.de>, 1998

Literatur zum Glossar und aktuellen Zahlentafeln

- [Con96] Constantinescu-Simoni, L. (Hrsg.) : *Handbuch Elektrische Energietechnik*. Braunschweig : Vieweg Verlag, 1996
- [Dre93] Drenckhahn, W.; Hassmann, K. : Brennstoffzellen als Energiewandler. In : *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 43. Jg. (1993) Heft 6, S. 382-389
- [Han86] Hanitsch, R.; Lorenz, U.; Petzold, D. : *Handbuchreihe Energieberatung/Energiemanagement Band V - Elektrische Energietechnik*. Berlin : Springer, 1986
- [Sch94] Schaefer, H. (Hrsg.) : *VDI-Lexikon Energietechnik*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1994
- [Sta00] Statistisches Bundesamt : *Ausgewählte statistische Daten*. Internet : <http://www.statistik-bund.de>
- [VDEW98] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. VDEW (Hrsg.) : *Strommarkt Deutschland 1997 - Die öffentliche Elektrizitätsversorgung*. Frankfurt : VDEW Verlag, 1998
- [VDEW00] Vereinigung deutsche Elektrizitätswerke e.V.: „Deutlicher Zuwachs bei Ökostrom“. In : *Stromthemen* 3/2000, S. 6
- [VDI83] Verein Deutscher Ingenieure VDI (Hrsg.) : *VDI 2067 Blatt 1, Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1983
- [VIK00] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. VIK (Hrsg.) : *Statistik der Energiewirtschaft 1998/1999*. Essen, 2000