

Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie

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

DISSERTATION

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

vorgelegt von

Marcel Krämer

geboren am 18. Januar 1973 in Offenbach am Main

Referent: Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger

Korreferent: Prof. Dr. Heinz Welsch

Tag der Disputation:

18. Dezember 2002

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist im Rahmen meiner Zeit als Stipendiat des bremer energie instituts entstanden. Ich habe dabei sehr von dem dort versammelten energiewirtschaftlichen Fachwissen profitiert, was eine wichtige Voraussetzung für ein erfolgreiches Gelingen des Promotionsvorhabens war. Im gleichen Zeitraum wurde der Umbruch in der Energiebranche, hier speziell im Stromsektor, durch Liberalisierung sowie die Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in seiner vollen Tragweite deutlich. Im dabei entstandenen Spannungsfeld zwischen ökonomischer und ökologischer Nachhaltigkeit ist diese Dissertation entstanden.

Die Ergebnisse behalten nur solange Gültigkeit, wie die (politischen) Rahmenbedingungen unverändert bleiben – es ist davon auszugehen, dass dies nicht lange der Fall sein wird. Dennoch kann eine solche Untersuchung über die kostenmäßigen Folgen einer hohen Integration von Windenergie in die nationale Stromerzeugung Anhaltspunkte in der energiepolitischen Diskussion geben, in der viel zu häufig Fehleinschätzungen die Grundlage bilden.

Mein erster Dank gilt Herrn Professor Doktor Wolfgang Pfaffenberger, dem Leiter des bremer energie instituts, der mir nicht nur die Möglichkeit für diese Dissertation eröffnete, sondern insbesondere in zahlreichen Gesprächen viele notwendige Impulse für die Entstehung des Modells WEsER gab.

Den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des bremer energie instituts gebührt mein Dank für die angenehme Arbeitsatmosphäre. Daran haben neben den wissenschaftlichen Mitarbeitern auch das Sekretariat sowie die studentischen Hilfskräfte einen wesentlichen Anteil.

Professor Doktor Heinz Welsch möchte ich für die bereitwillige Übernahme des Korreferats danken.

Wichtig waren und bleiben meine Freunde, die meinen Weg kritisch kommentieren und so auch Motivation für das Abschließen eines solchen Projektes schaffen.

Meinen Eltern möchte ich für ihre außerordentliche und langjährige Unterstützung, insbesondere für ihr Vertrauen danken, welches diese Arbeit erst ermöglichte.

Last but not least danke ich meiner Lebensgefährtin Elisabeth, die mich in jeder Phase bei der Entstehung dieser Arbeit unterstützt hat und mir stets Rückhalt war. Meinen Söhnen Frederik und Jan danke ich, dass sie da sind und unser Leben bereichern.

Eine dauerhaft existenzfähige Gesellschaft ist technisch und wirtschaftlich noch immer möglich. Sie könnte lebenswertere Perspektiven haben als eine Gesellschaft, die ihre Probleme durch konstante Expansion zu lösen versucht. Der Übergang zu einer dauerhaft existenzfähigen Gesellschaft erfordert den sorgfältigen Ausgleich zwischen langfristigen und kurzfristigen Zielvorstellungen; der Nachdruck muss auf ausreichende Versorgung, gerechte Verteilung und Lebensqualität und weniger auf Produktionsausstoß gelegt werden. Dazu ist mehr erforderlich als nur Produktivität und Technologie; gefragt sind Reife, partnerschaftliches Teilen und Weisheit.

Aus: Die neuen Grenzen des Wachstums, 1992

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation und Problemstellung	1
1.2	Struktur der Arbeit.....	3
2	Modelle in der Elektrizitätswirtschaft.....	5
2.1	Modellansätze unter Berücksichtigung von Windstromeinspeisung	6
2.2	Bisherige Untersuchungen zum Thema Windenergie und Kraftwerkseinsatz	7
3	Windenergiepotenziale und -nutzung in Deutschland	15
3.1	Aspekte der Windenergienutzung	15
3.2	Definition der Potenziale.....	16
3.3	Das Potenzial der Windenergienutzung in Deutschland	17
3.4	Bislang realisiertes Potenzial in Deutschland.....	19
3.5	Prognostizierte Entwicklung der Windenergienutzung	24
3.6	Kosten der Stromerzeugung aus Windkraft.....	27
3.7	Möglichkeiten der Vorhersage von Windstromeinspeisung	29
3.8	Erzeugung eines Einspeiseverlaufs für die Modellbetrachtung	30
4	Derzeitige Struktur und Funktionsweise der Stromerzeugung	35
4.1	Anforderungen an die Elektrizitätswirtschaft.....	35
4.2	Die politischen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätssektor.....	36
4.3	Die wirtschaftliche Struktur des Elektrizitätssektors.....	37
4.4	Das derzeitige Stromerzeugungssystem	39
4.4.1	Erzeugungsstruktur	39
4.4.2	Lastmanagement.....	42
4.4.3	Zukünftige Entwicklung der installierten Leistung.....	44
4.5	Bewertung hinsichtlich einer zunehmenden WKA-Leistung.....	45
4.6	Modellkraftwerkspark	46
5	Stromnutzung	52
5.1	Verwendung von Strom.....	52

5.1.1	Physikalische Bewertung.....	52
5.1.2	Stromanwendungen.....	53
5.2	Entwicklung des Stromverbrauchs.....	55
5.3	Verlauf der Nachfrage.....	56
5.4	Demand Side Mangement.....	59
5.5	Zukünftige Entwicklung des Strombedarfs.....	60
5.6	Erstellung des Referenz-Lastverlaufs.....	60
6	Das Modell WEsER.....	63
6.1	Modellstruktur.....	64
6.2	Eingangsdaten.....	65
6.2.1	Kraftwerkspark.....	66
6.2.2	Lastgang.....	67
6.2.3	Windstromeinspeisung.....	68
6.2.4	Demand Side Management (DSM).....	68
6.2.5	Allgemeine Kenngrößen.....	69
6.3	Mathematische Formulierung.....	70
6.3.1	Zielgröße.....	70
6.3.2	Variable Kosten.....	71
6.3.3	Fixe Kosten.....	73
6.3.4	Randbedingungen.....	73
6.3.5	Emissionen.....	76
7	Szenarien.....	78
7.1	WEsER-Validierung.....	79
7.2	2010 – Beginnender Strukturwandel.....	83
7.3	2020 – Wind bestimmt die konventionelle Erzeugung.....	87
7.4	CO ₂ -Reduktion um jeden Preis?.....	93
7.5	Windenergienutzung ohne EEG.....	97
7.5.1	Hoher Gaspreis, AKW-Zubau beschränkt.....	98
7.5.2	Hoher Gaspreis, Kraftwerkszubau frei.....	100

8	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	103
8.1	Grenzen der Aussagefähigkeit der Ergebnisse	103
8.2	Schlussfolgerungen.....	105
8.2.1	WKA ersetzen Grundlastkraftwerke	105
8.2.2	Zusatzkosten der Windenergienutzung sind gering	106
8.2.3	WKA-Nutzung bewahrt „Strommix“	106
8.2.4	EEG – Garant einer hohen Windenergienutzung mit positiven Effekten für den Klimaschutz.....	107
8.2.5	Notwendige Strukturanpassungen sind unabhängig von Qualität des Windjahres	107
8.3	Empfehlungen	108
9	Zusammenfassung	110
	Literatur	112

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GW	Gigawatt (1 Milliarde Watt)
HoY	Hour of Year
KEA	kumulierter Energieaufwand
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt (1 Million Watt)
NGM	National Grid Model
PE	Primärenergie
PSW	Pumpspeicherwasserkraftwerk
REG	regenerative Energien
StrEG	StromEinspeisegesetz
TWh	Terawattstunde (1 Milliarde kWh)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
WEsER	Wind Energy substitutes conventional Electricity Resources
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

Die Stromerzeugung als Teil des Energieversorgungssektors ist seit je Gegenstand vielfältiger wissenschaftlicher Untersuchungen. Im Vordergrund steht dabei die Optimierung – als Werkzeug für den Einsatz der Kraftwerke zur betriebswirtschaftlichen Ergebnisverbesserung und seit Beginn der 90er Jahre auch unter Berücksichtigung der (CO₂-)Emissionsproblematik. Durch – im Wesentlichen – zwei neuere Entwicklungen stellt sich die Optimierungsaufgabe umfangreicher, wohl auch dringlicher:

- Der (politisch-gesellschaftlich gewollte) starke Zubau an fluktuierenden, regenerativen Stromerzeugern (insbesondere Windkraftanlagen (WKA), aber auch Photovoltaikanlagen (PV)) und
- die Liberalisierung des Strommarktes mit neuen Aufgaben für die darin befindlichen Akteure

machen neue Überlegungen zum kostenoptimalen Einsatz der Kraftwerke sowie für die längerfristige Planung des Zubaus neuer Kapazitäten erforderlich. Schwerpunkt dieser Arbeit ist die Auseinandersetzung mit den durch den ersten Punkt aufgeworfenen Fragen.

1.1 Motivation und Problemstellung

Der dieser Untersuchung zugrunde liegende Gedanke ist, dass durch den vermehrten Zubau von WKA im Zusammenhang mit der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Abnahmepflicht des erzeugten Stroms die Art und Weise des Kraftwerkseinsatzes und mittel- bis langfristig die Struktur des Kraftwerkspark zur Stromerzeugung angepasst werden muss, um eine kostenoptimale Strombereitstellung zu gewährleisten. Abhängig von der Größenordnung der installierten WKA-Leistung kann das insbesondere Einfluss auf den Betrieb der sog. Grundlastkraftwerke haben.

Die bislang relativ gute Planbarkeit des Einsatzes verschiedener Kraftwerkstypen für die Deckung der unterscheidbaren Nachfragebereiche „Grund-, Mittel- und Spitzenlast“ kommt durch eine hohe fluktuierende Einspeisung regenerativ aus WKA erzeugten Stroms abhanden. Neben dem fluktuierenden Charakter bedingt auch die nur eingeschränkte Vorhersagbarkeit der eingespeisten Leistung eine deutliche Veränderung der heute üblichen Kraftwerkseinsatzplanung.

Eine Möglichkeit der Begegnung dieser neuen Herausforderung ist die verstärkte Bemühung, die Vorhersagen der Windstromerzeugung deutlich zu verbessern. Eine weitere Option bei hohen installierten WKA-Leistungen ist die Abschaltung einzelner Anlagen oder WKA-Parks, also das Ablehnen von verfügbarer Leistung,

um den Betrieb des konventionellen, mit längerfristiger Einsatzplanung versehenen Systems, nicht zu beeinträchtigen.

Beide Maßnahmen führen zu einer Anpassung des WKA-Betriebs an das vorhandene Stromerzeugungssystem. Insbesondere letztere Option führt durch die bewusste Verringerung der möglichen Volllaststundenzahl und damit der spezifischen Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen zu einer Begrenzung der wirtschaftlich sinnvoll zu errichtenden Leistung. Ein (betriebswirtschaftlich) kostenoptimaler Betrieb der WKA hingegen, der zu einem weiteren Ausbau der installierten Leistung führen wird, erfordert die im EEG verankerte Abnahmegarantie des erzeugten Stroms.

Eine andere Möglichkeit den erwarteten hohen Anteil installierter WKA-Leistung in ein kostenoptimales Stromerzeugungssystem zu integrieren ist, die konventionellen Stromproduzenten auf die Charakteristik der fluktuierenden Windenergie hin anzupassen. Damit ist insbesondere die Änderung der Kraftwerksparkstruktur hin zu einem flexibleren Erzeugungssystem mit einem deutlich geringeren Anteil sogenannter Grundlastkraftwerke verbunden.

In den kommenden 20 Jahren erreicht mehr als zwei Drittel der derzeit installierten Kraftwerksleistung seine technische Lebensdauergrenze. In 2020 werden nurmehr 39 GW konventioneller Stromerzeuger verfügbar sein. Es besteht also ein großer Bedarf an Neubau von Kraftwerkskapazität. Da die Planungs- und Erstellungszeiträume für die Errichtung neuer Anlagen bei 5 bis 10 Jahren liegen, werden wesentliche Weichenstellungen für das Energieversorgungssystem der Zukunft schon heute getroffen. Aus diesem Grund ist es angebracht, die aus Kostensicht optimale Struktur des konventionellen Kraftwerkspark bei einem hohen Anteil von Windenergienutzung zu suchen.

Dabei wird davon ausgegangen, dass die installierte WKA-Leistung – insbesondere auch mit Hilfe der Offshore-Nutzung – in einer vergleichbaren Weise wie während der letzten Jahre stetig steigt. Für 2020 kann nach verschiedenen Untersuchungen davon ausgegangen werden, dass ein Mehrfaches der heute installierten Leistung, auch aufgrund der einsetzenden Offshore-Nutzung erreicht werden wird. Deshalb müssen schon jetzt diesbezügliche Strukturanpassungen angedacht und sukzessive umgesetzt werden.

Ein Beispiel für ein dadurch erforderliches Umdenken in der Energiewirtschaft ist die bei hohen Windenergieanteilen nicht mehr sinnvoll mögliche Kategorisierung der Nachfrage in Grund-, Mittel- und Spitzenlast mit der entsprechenden Zuweisung bestimmter Erzeugertypen. Vielmehr stehen die Kraftwerks- und insbesondere die Netzbetreiber zukünftig vor der anspruchsvollen Aufgabe, die fluktuieren-

de, zu Teilen unplanbare Erzeugung mit der variablen Nachfrage ständig in Einklang zu bringen. Dabei muss auch die Möglichkeit eines demand side managements stärker als heute berücksichtigt werden. Inwieweit hier auch die mehr und mehr an Bedeutung gewinnende Strombörse eine Rolle spielen kann, wird im Rahmen dieser Untersuchung nicht behandelt.

Darüber hinaus kann durch die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Betrachtung abgeschätzt werden, wie hoch eventuelle Zusatzkosten für den Ausbau der Windenergienutzung, besonders bei Einhaltung von Klimaschutzziele, ausfallen.

1.2 Struktur der Arbeit

Die vorliegende Untersuchung gliedert sich im Wesentlichen in drei Abschnitte: Der Darstellung des status quo in Theorie und Praxis der Stromerzeugung und –nutzung folgt die Vorstellung des entwickelten und verwendeten Modells WEsER, dem im Anschluss die Szenarienbetrachtung und Bewertung der Ergebnisse folgt.

Nach einer ausführlichen Darstellung bisheriger Untersuchungen zu dem Themenkomplex Windenergienutzung, Kraftwerkseinsatz und Energiemodelle in Kapitel 2 wird in Kapitel 3 die Windenergienutzung, deren bisherige Entwicklung sowie der zu erwartende Zuwachs der installierten Leistung veranschaulicht. Es wird hier auch dargestellt, wie der für die Modellbetrachtung verwendete Einspeiseverlauf der Windstromerzeugung hergeleitet wurde.

Die derzeitige Stromerzeugungsstruktur sowie die Entwicklung der verfügbaren konventionellen Leistung sind in Kapitel 4 beschrieben. An dieser Stelle wird auch auf die für das Modell entscheidenden Einflussfaktoren der Modellkraftwerksparameter eingegangen. Kapitel 5 zeigt die Nutzung von Elektrizität mit der Darstellung des im Modell verwendeten Eingangssatzen der Nachfrage und der Untersuchung, inwieweit ein demand side management aufgrund der vorhandenen Verbrauchsgerätestruktur implementiert werden könnte.

Kapitel 6 befasst sich mit der Entwicklung des Energiemodells WEsER (Wind Energy substitutes conventional Electricity Resources). Neben den grundsätzlichen Überlegungen werden die mathematische Struktur und Umsetzung in der Programmierumgebung GAMS vorgestellt.

In Kapitel 7 wird ausführlich auf die untersuchten Szenarien und die zugehörigen WEsER-Ergebnisse eingegangen. Aus der Vielzahl möglicher Betrachtungen sind die für eine Beantwortung der Fragestellung am meisten relevanten Szenarien ausgewählt wurde. In Kapitel 8 werden abschließend die aus den Optimierungen

gezogenen Schlussfolgerungen präsentiert und Empfehlungen für eine künftige Stromerzeugungsstruktur mit einem hohen Windenergieanteil gegeben.

2 Modelle in der Elektrizitätswirtschaft

Die modellanalytische Betrachtung des Energiesektors hat eine lange Tradition (vgl. z.B. [Bellmann75, Schroeder85, Hoster96]), was insbesondere darin ein Erklärung finden mag, dass die gesicherte, kostengünstige und umweltgerechte Energiebereitstellung von elementarster Bedeutung ist (vgl. [EnWG98]) und deshalb Einflussnahmen wohlüberlegt sein müssen. Aufgrund der darüber hinaus zu berücksichtigenden hohen Kapitalintensität des Sektors sind hinreichende Gründe zur Anwendung von Simulations- und Optimierungsalgorithmen gegeben.

Abhängig von der Intention der Modellbetrachtung lassen sich verschiedene Ansätze unterscheiden, während die mathematische Umsetzung in den meisten Fällen ähnlich ist (lineare Gleichungssysteme, sofern keine (rück)gekoppelten Systeme betrachtet werden). Charakteristische Merkmale eines energiewirtschaftlichen Modells sind:

- Prinzip: Simulation oder Optimierung
- Ansatz: Sektoral („top-down“) oder technik-orientiert („bottom-up“)
- Struktur: Punktmodell (reduziert auf die Betrachtung von Erzeugung und Nachfrage; ohne Netzrestriktionen) oder erweitertes Modell (inkl. Netzbeachtung)
- Betrachtungszeitraum: Langfristuntersuchung (Entwicklung der KW-Park-Struktur; typische Eingangsgrößen: jahresintegrale Stromerzeugung bzw. Arbeit) oder kurzfristige Einsatzplanung (Nutzung der vorhandenen bzw. vorgegebenen Kraftwerke; typische Eingangsgröße: Lastgang bzw. Leistung)

Prinzipiell lassen sich die Merkmale zwar beliebig kombinieren, allerdings sind der Literatur einige (nahe liegende) Verknüpfungen vermehrt zu entnehmen: So handelt es sich z.B. bei Modellen zur kurzfristigen Einsatzplanung vorhandener KW-Parks um eine typische Optimierungsaufgabe, die mit einer möglichst detaillierten technologischen Abbildung der Einzelkraftwerke durchgeführt wird. Diese Art von Energiemodellen wird in vielfältig kommerzialisierten Varianten Operatoren einzelner Kraftwerke oder auch KW-Park-Betreibern zur betriebswirtschaftlichen Optimierung angeboten. Dahingegen ist ein sektoraler Ansatz mit der Intention einer Langfristbetrachtung typischer Anwendungsfall einer Simulation, in der es darum geht mögliche Auswirkungen administrativer oder anderer Vorgaben auf den gesamten (deutschen) Kraftwerkspark hinsichtlich möglicher Kosten oder Einsparungen (z.B. auch von Emissionen) abzuschätzen. Ein Überblick über Modelle des deutschen Energie(wirtschaftlichen)-Sektors ist z.B. im Forum für Energiemodelle und energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES) zu gewinnen (vgl. [FEES99] und [FEES02]).

Eine Modell-Anwendung zur Beurteilung der Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes von REG ist in [Kraft00] dargestellt, während z.B. [Nießen98] die Folgen des liberalisierten Strommarktes auf Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung untersucht.

2.1 Modellansätze unter Berücksichtigung von Windstromeinspeisung

Durch den starken Zubau von Windkraftanlagen (WKA) in den 90er Jahren und der darüber hinaus erwarteten Steigerung für die nächsten Jahre ist der Stromsektor vor eine neue Herausforderung gestellt, der sich auch die Energiemodelle widmen müssen. Durch den fluktuierenden Charakter dieser Form der Stromerzeugung sowie der eingeschränkten Vorhersagbarkeit des Leistungsangebots ergeben sich für den konventionellen Kraftwerkseinsatz sowie für die Frage nach einer langfristigen Ausbauplanung andere Randbedingungen, die in einem Modell entsprechend Berücksichtigung finden müssen. Neben der Notwendigkeit einer Implementierung der technischen Charakteristika der Windenergienutzung kommen auch hinsichtlich der Modellaussagen neue Fragen – wie z.B. nach den (gesamtwirtschaftlichen) Effekten oder Kosten oder dem Potenzial für CO₂-Emissionen – hinzu. Untersuchungen dieser Art, die sich darüber hinaus auch damit beschäftigen, wie durch eine verbesserte Vorhersage der Leistungsabgabe von WKA(-Parks) Vorteile erreicht werden können, liegen aus dem deutschsprachigen Raum u. a. von Kaltschmitt und Wiese, Fishedick, Steinberger-Willms, Bouillon, Bredow, Sontow vor (vgl. [Bouillon97, Bredow02, KaltFisch95, Kaltschmitt90, Kaltschmitt97, KaltWiese96, KaltWiese97, Stein93, Sontow00]). Schwerpunkt der meisten Analysen ist, insbesondere den „Wert“ der Windenergienutzung zu beziffern.¹

Darüber hinaus sind in Dänemark, das bis zu Beginn des 21. Jahrhunderts die Vorreiter-Rolle in der Windenergienutzung innehatte, vor allem am Forschungsinstitut Risø bedeutende Vorarbeiten zu diesem Thema, insbesondere zu Vorhersagesystemen, geleistet worden (vgl. [LandGieb99])

Einer näheren Betrachtung sollen drei Arbeiten unterzogen werden, die sich in jüngster Vergangenheit und damit bereits im Angesicht der enormen Wachstumsraten des WKA-Zubaus mit der Fragestellung befassen (vgl. [Dany00, Lux99, Giebel01]). Dargestellt und benannt werden Modellansatz und Methodik sowie die

¹ Dies hatte im Rahmen der Einführung des Stromeinspeisegesetzes 1991 [StrEG91] und des im Jahr 2000 folgenden Erneuerbaren Energien Gesetz [EEG00] zur Beurteilung einer angemessenen Einspeisevergütung politische Bedeutung erlangt.

Unterschiede zu der vorliegenden Arbeit. Darüber hinaus werden die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchungen genannt.

2.2 Bisherige Untersuchungen zum Thema Windenergie und Kraftwerkseinsatz

Ziel von [Lux99] ist es, einen „methodischen Ansatz zu entwickeln, mit dem sich die aus der Integration einer fluktuierenden Stromerzeugung in ein bestehendes konventionelles Versorgungssystem erwachsenden Auswirkungen quantifizieren lassen.“ Zu den Auswirkungen gelten dabei neben betriebswirtschaftlichen Aspekten wie Fahrplanruhe oder Teillastbetrieb auch energiewirtschaftliche Kenndaten wie Brennstoffeinsatz, Emissionen und Gesamtkosten. Die Umsetzung erfolgt mit der Anfertigung eines Modells, das – mathematisch gesehen – ein Algorithmus nach der Methode gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (GGLP) darstellt. Die Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt mit dem am selben Institut entwickelten System PROFAKO (vgl. [Hansel96]). Die realitätsnahe Untersuchung wird durch eine technik-scharfe Abbildung bei gleichzeitig hoher zeitlicher Auflösung (bis zu Viertelstundenwerten) und einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr ermöglicht. Dabei sind neben der reinen Kraftwerks(park)parametrisierung auch Stromim- und -exporte implementiert. Die Einbeziehung der Windstromeinspeisung findet durch die Simulation einer resultierenden Ganglinie statt. Diese ergibt sich aus der Überlagerung der Einspeiseverläufe jeder Anlage im betrachteten Gebiet (welches in etwa dem ehemaligen Versorgungsbereich der PreussenElektra entspricht). Die Einspeiseverläufe wurden wiederum mit Hilfe von Windgeschwindigkeitsmessungen und extrapolierten Jahresganglinien der Windgeschwindigkeiten an den WKA-Standorten ermittelt. Die Charakterisierung des konventionellen Modell-Kraftwerkspark orientiert sich an den im Gebiet zum Untersuchungszeitpunkt vorhandenen Kraftwerken. Dies beinhaltet auch die Implementierung durchschnittlicher Wirkungsgrade, wie sie sich aus der Altersstruktur der Anlagen zum Untersuchungszeitpunkt ergibt. Die Möglichkeit, von der vorgegebenen Kraftwerksparkstruktur abzuweichen (indem andere Kraftwerke „gebaut“ werden), ist nicht gegeben.

Die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes findet bei [Lux99] in drei Stufen bzw. „Planungsebenen“ statt: Jahresplanung, Wochenplanung und Tagesplanung. Diese Aufteilung wird dadurch begründet, dass eine Optimierung eines GGLP-Algorithmus´ mit hoher Detailliertheit (wie sie für die Tages- und Wochenplanung verwendet wird) bei gleichzeitiger Betrachtung eines größeren Zeitraums (wie durch eine Jahresbetrachtung gegeben) nicht möglich wäre. Dies ist insofern nachvollziehbar, dass die Verwendung ganzzahliger Variabler bei gleichzeitiger Verwen-

dung langer Dateneingangsreihen die mathematischen Lösungsalgorithmen (Solver) bekanntermaßen vor erhebliche Probleme stellt.

In der Jahresplanung erfolgt lediglich eine Mengenbetrachtung. Die Modellkraftwerke sind charakterisiert durch ihre Jahresarbeitsmengen, Verfügbarkeiten und andere integrale Bestandteile. Eine Berücksichtigung der Fahrweise der Kraftwerke oder etwa von Anfahrkosten findet nicht statt. Die Kosten (Optimierungsgröße) der Stromerzeugung hängen in der Jahresplanung allein von der Dauer des Betriebs, nicht jedoch von der Betriebsweise ab. Als (Last-)Eingangsdaten werden insgesamt 52 typisierte Tageslastgänge in einer zweistündlichen Auflösung vorgegeben, die mit einem Gewichtungsfaktor 7 versehen sind (bis auf einen, der einen Faktor von 8 oder 9 aufweist). Mit Hilfe des Kraftwerkseinsatzplanungstools und des GGLP-Optimierers werden sog. Wochenzielarbeitsmengen bestimmt. Diese dienen als Vorgabe für die Wochenplanung.

In der Wochenplanung wird ein detaillierteres Modell verwendet. Darin sind leistungsabhängige Kraftwerksbetriebskosten (Teillastbetrieb) und Anfahrkosten berücksichtigt sowie andere wochenspezifische Kenndaten (z.B. Wochenenergiespeicher) implementiert. Die Eingangsdaten liegen in stündlicher Auflösung vor, entsprechen sonst aber der in der Jahresplanung verwendeten Form. Als Ergebnis der Wochenplanung werden neben dem stundenaufgelösten Verlauf des Kraftwerkseinsatzes Tageszielgrößen ermittelt. Optimiert werden wie auch bei der Jahresplanung die Kosten des Kraftwerkseinsatzes.

Die Tagesplanung unterscheidet sich von der Wochenplanung durch eine weitere Erhöhung der Detailtiefe bei den Eingangsdaten (Viertelstundenwerte) und der Kraftwerksmodellierung. Dadurch kann z.B. die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der Kraftwerke berücksichtigt werden. Ebenso finden in der Tagesplanung Informationen über Tagesenergiespeicher Eingang. Die Eingangsdaten erfahren neben der erhöhten Auflösung keine prinzipielle Änderung.

Ein kompletter Modelldurchlauf besteht nun zunächst in der Optimierung der Jahresplanung, deren Ergebnisse (die Wochenzielarbeitsmengen) in der Wochenplanung verwendet werden. Darin findet eine erneute Optimierung statt, wobei diese für alle 52 Wochen durchgeführt wird. Die Resultate der Wochenplanung (die Tageszielgrößen) werden dann verwendet, um den Optimierungslauf der Tagesplanung zu vollziehen. Optimierungsgegenstand sind stets die (Gesamt-)Kosten des Kraftwerkseinsatzes. Nach dieser Vorgehensweise sind die durch die Jahresplanung ermittelten Gesamtkosten aufgrund der geringeren Modellkomplexität niedriger als die Summe der sich für die Wochen- und Tagesbetrachtungen ergebenden Werte.

In [Lux99] ist das Kraftwerksverhalten (auf der Tagesplanungsebene) sehr detailliert implementiert. Dies spiegelt sich z. B. in der Berücksichtigung des Teillastverhaltens oder auch der Leistungsänderungsgeschwindigkeit der thermischen Modellkraftwerke wider. Voraussetzung für diese Methode ist die diskrete Darstellung einzelner Kraftwerksblöcke, die unverwechselbar eine eindeutige „Geschichte“ im Lauf des Betrachtungszeitraums nachweisen können. Das Modell beinhaltet als implizite Information, wann welcher Kraftwerksblock an- oder abgeschaltet war, bzw. in welchem Zwischenzustand (Anfahren, Teillast) er sich befand. Dies geht in der mathematischen Formulierung einher mit binären Zuständen (an oder aus). Das wiederum führt zu einer stark erhöhten Komplexität des Modells womit dem zeitlichen Betrachtungszeitraum Grenzen gesetzt sind. Dies führt notwendig zu der Aufspaltung des Optimierungsproblems in drei Teilbereiche, um Aussagen über einen üblichen Betriebszeitraum von einem Jahr treffen zu können. Vorteil dieser Vorgehensweise ist eindeutig die realistische Abbildung des Kraftwerkseinsatzes.

Die Nachteile der von [Lux99] verwendeten Methode liegen jedoch gerade auch in den zuvor benannten Eigenschaften: Durch die Aufteilung in kleinere Optimierungseinheiten (Wochen, Tage) entsteht das in [Lux99] selbst dargestellte Problem der konsistenten Verknüpfung dieser Teilergebnisse zu einem Gesamtergebnis. Größtes Problem ist jedoch, dass in der Jahresplanung, die ja für die weiteren Ebenen die Eingangsgrößen vorgibt, lediglich eine zweistündige Auflösung der (typisierten) Eingangsdaten vorliegen und zudem der Kraftwerkseinsatz keine Zusatzkosten durch Anfahrvorgänge oder Teillastbetrieb „kennt“. Damit werden bei großer Windstromeinspeisung, wo durch die vermehrten Fluktuationen ein angepasster Kraftwerksbetrieb erforderlich ist, die Ergebnisse verfälscht. Es ist gerade von Interesse, wie ein vorhandener (oder zu ergänzender) Kraftwerkspark bei begrenzt vorhersagbaren Nachfrageschwankungen (aufgrund der fluktuierenden Windstromeinspeisung), die sich zumindest im stündlichen Bereich vollziehen, über ein Jahr gesehen optimal betrieben und durch welche Kraftwerkstypen er optimal ergänzt werden kann. Dies ist mit der von [Lux99] dargestellten Methode nicht möglich.

Die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung lassen sich – unter ökonomischen Gesichtspunkten – kaum als Argumente für die Windenergienutzung verwenden. Die Gesamtkosten der Stromerzeugung steigen nach [Lux99] durch einen hohen Anteil von Windstromeinspeisung erheblich (auf Grundlage der zum damaligen Zeitpunkt gewährten Einspeisevergütungen)². Die Ausnutzung der konventio-

² Bei einer Durchdringung von 3,5% berechnet [Lux99] Zusatzkosten in Höhe von DM 330 Mio, was in seinem Modellgebiet 20% der variablen (betriebsabhängigen) Stromerzeugungskosten entspricht.

nellen Kraftwerke sinkt; Effizienz wird verringert. Kennzeichen dafür ist auch die Verringerung der „Fahrplanruhe“ bei steigendem Windenergieanteil. Immerhin führt der Einsatz der Windkraftanlagen zu einer Minderung der Verwendung fossiler Brennstoffe, was bei hoher Durchdringung zu deutlichen Einsparungen der CO₂-Emissionen führt.

Die in [Dany00] vorgestellte Untersuchung beschäftigt sich mit den Auswirkungen hoher Windstrom-Einspeisung auf die notwendige Kraftwerksreserve³. Die Vorhaltung von Reservekapazitäten an elektrischer Leistung ist kostenintensiv und dies hat entsprechende Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Stromerzeugung. Ziel der Arbeit ist „die veränderten Anforderungen an die verschiedenen Arten der Kraftwerksreserve bei hohem WEA-Anteil zu quantifizieren“. Dabei erfolgt die Betrachtung unter rein technischen Gesichtspunkten. Eine ökonomische Bewertung der einzelnen Modellparameter erfolgt nicht. Das verwendete Optimierungsverfahren ist von seiner Struktur heuristischen Ursprungs; es wird also nach den Erfahrungen des in der Praxis üblichen Kraftwerkseinsatzes gehandelt.

Wesentliches Ziel der Modelloptimierung ist die Angabe der „globalen Regelabweichung“ in Abhängigkeit der Windstromeinspeisung. Unter globaler Regelabweichung wird dabei der Unterschied zwischen Soll- und Ist-Wert der (Austausch-)Leistung in einer Regelzone zu einer anderen sowie die Frequenzabweichung verstanden. Je höher die globale Regelabweichung, desto höher ist der (Aus-)Regelungsbedarf. Darüber hinaus liefert die Modellbetrachtung Angaben über die Wahrscheinlichkeit der Überschreitung des Sekundärregelbandes (Minutenreserve) und des verfügbaren Leistungsgradienten für Sekundärregelung. Damit kann dann angegeben werden, ob die Bemessung der Regelreserve für den betrachteten Fall ausreicht, oder angepasst (erhöht) werden muss. Diese Betrachtung erfolgt in einem hoch aufgelösten Zeitraster (1-Sekunden-Intervall). In einer gleichzeitig stattfindenden Bestimmung der Dauerreserve, die mit Hilfe einer stündlichen Auflösung modelliert wird, kann der langfristige Einfluss einer gestiegenen WKA-Stromeinspeisung untersucht werden.

Der Verlauf der Stromnachfrage in dem Modell-Untersuchungsgebiet wird ebenso wie die Einspeisung des durch WKA erzeugten Stroms synthetisch bereitgestellt. Dazu dienen mathematisch-statistische Verfahren, die bei der Windstromeinspeisung auf Windgeschwindigkeits-Messdatenreihen aufbauen.

³ Als Kraftwerksreserve wird schnell abrufbare elektrische Leistung bezeichnet, mit der außerplanmäßige Angebots- oder Nachfrageschwankungen ausgeglichen werden kann. Die Kraftwerksreserve wird nach der Schnelligkeit ihrer Einsatzmöglichkeit unterschieden in Sekunden-, Minuten- und Stunden- bzw. Dauerreserve.

Die vier untersuchten Modellkraftwerksparks orientieren sich an den realen Verhältnissen der Stromerzeugung in Deutschland, sind aber nach unten skaliert: Die Jahreshöchstlast, nach der sich die „installierte Leistung“ bemisst, wird mit 5 GW und 20 GW vorgegeben. Darüber hinaus wird unterschieden in Modellparks mit rein thermischer Erzeugung und solchen mit Pumpspeicher-Wasserkraftwerken. Als thermische Modellkraftwerke sind Atomkraftwerke, Gasturbinen-, Gas-/Ölkraftwerke, Stein- sowie Braunkohlekraftwerke implementiert.

Die Untersuchungszeiträume beschränken sich bei der hoch aufgelösten Betrachtung im Sekundenraster auf einzelne „typische“ Tage einer Woche oder eines Jahres, bei der Untersuchung der Dauerreserve werden „typische“ Wochen eines Jahres zugrunde gelegt. Eine Optimierung über ein ganzes Jahr findet nicht statt.

Durch die Vorgabe des Modellsystems ist von vornherein eine mögliche Anpassung desselben als Optimierungsoption ausgeschlossen; es wird nicht untersucht, ob eine andere Zusammensetzung des Kraftwerksparks besser auf eine hohe Stromeinspeisung durch WKA vorbereitet wäre. Damit kann durch die Untersuchung lediglich beziffert werden, welcher zusätzliche Aufwand betrieben werden muss, um eine hohe Stromeinspeisung durch WKA bei prinzipiell unveränderter Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks zu bewältigen. Ein weiterer Nachteil der Untersuchung zeigt sich in der Festlegung von kurzen Betrachtungszeiträumen; dies mag der Lösbarkeit des Modells geschuldet sein. Insgesamt scheint nach den Untersuchungen von [FockLang01] fraglich, ob der Ansatz, durch eine zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung die kurzfristigen Schwankungen des Windenergieangebots zu untersuchen und deren Folgen zu bewerten, angemessen ist. Durch die regionalen Ausgleichseffekte und die Skaleneffekte mittelt sich die Dynamik einzelner Standorte deutlich heraus (vgl. auch Abschnitt 3.7).

Im Ergebnis kommt [Dany00] zu der Erkenntnis, dass die Sekundenreserve von der Größenordnung des WKA-Zubaus praktisch unbeeinflusst bleibt. Ab einer installierten WKA-Leistung in Höhe von 20 bis 40 Prozent der Höchstlast muss bei dem zugrunde gelegten Modellkraftwerkspark jedoch je 1 GW installierter WKA-Leistung 300 bis 600 MW Reserveleistung zusätzlich zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus konstatiert [Dany00], dass es bei hohen Anteilen der Windenergienutzung vorkommen kann, dass selbst bei minimaler Auslastung der konventionellen Kraftwerke ein Leistungsüberschuss besteht, der z.B. durch (zusätzliche) Pumpspeichersysteme ausgeglichen werden müsste.⁴ Aufgrund der erhöhten Fluktuation

⁴ Alternativ dazu könnten die WKA oder die konventionellen Kraftwerke abgeschaltet werden, was aber in der Untersuchung nicht vorgesehen ist.

nen der „resultierenden Nachfrage“ wäre darüber hinaus u.U. der Einsatz (zusätzlicher) schneller Regelkraftwerke ratsam.

Grundlage der Untersuchung von [Giebel01] bildet die Fragestellung, inwieweit eine über Europa verteilte Stromerzeugung durch WKA in das europäische Netz (UCTE) integriert werden kann, und welche Effekte dies zeitigen würde. Schwerpunkt ist neben der Betrachtung der Folgen auf den Kraftwerkspark dabei auch eine Untersuchung und Verbesserung der Prognosemöglichkeiten für den durch WKA erzeugten Strom sowie die Beurteilung der regionalen Ausgleichseffekte, die eine europaweite Betrachtung mit sich bringt.

Analog zur vorliegenden Untersuchung wird in [Giebel01] ein stündlicher Lastgang für ein Betrachtungsjahr vorgegeben, dem dann unterschiedliche Größenordnungen an Stromerzeugung durch WKA aufgeprägt ist. Als Mittel der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes wird das am britischen Rutherford Appleton Laboratory entstandene National Grid Model (NGM) verwendet, das speziell zur Untersuchung der Kosteneffekte der Integration von Stromerzeugung durch WKA entwickelt wurde (vgl. [Boss83]). Anders als seine Bezeichnung vermuten lässt, handelt es sich bei dem Modell nicht um eine Nachbildung des Stromnetzes, sondern nur um ein System, in der Erzeugungseinheiten dem Bedarf entgegengestellt werden; systematisch ausgedrückt ist es also ein „Ein-Knoten-Modell“. Das NGM beinhaltet (zum Zeitpunkt der Untersuchung von [Giebel01]) acht verschiedene Modellkraftwerke, die eine typische Zusammensetzung der Stromerzeugung widerspiegeln sollen: nukleare Dampfkraftwerke zur Bereitstellung der „Grundlast“, Öl- und Kohlekraftwerke für die „Mittellast“ sowie Gas- und GuD-Kraftwerke zur „Spitzenlast“-deckung. Darüber hinaus werden zwei Arten von Wasserkraftwerken (Laufwasser und Pumpspeicher) sowie ein Modellkraftwerk, das „brennbare Erneuerbare und Abfall“ als Primärenergieinput hat, berücksichtigt. Die Modellkraftwerke sind „detailliert“ [Giebel01] parametrisiert, insbesondere sind auch Anfahrzeiten berücksichtigt. Die Brennstoffpreise werden ebenfalls als Parameter implementiert.

Das NGM bekommt als Information die (über ein Jahr stündlich aufgelöste) Zeitreihe der Stromnachfrage und der (aktuellen) Windstromeinspeisung sowie – falls vorhanden – einen zu erwartenden Verlauf der Stromerzeugung durch WKA (Vorhersage)⁵. Die Windstromeinspeisung wird als „negative Last“ aufgefasst, so dass die Optimierung anhand der resultierenden Nachfrage geschieht. Weiterer Bestandteil des NGM ist die Berücksichtigung einer „rotierenden Reserve“ (spinning reserve), mit der kurzfristige Nachfrageänderungen ausgeglichen werden können;

⁵ Der Prognosezeitraum ist auf die längste Anfahrtdauer eines Modellkraftwerks begrenzt: 8 Stunden.

als weitere Möglichkeit dazu können auch die Gas- und GuD-Kraftwerke dienen. Ähnlich wie in der Untersuchung von [Dany00] soll die Kraftwerksreserve möglichst niedrig gehalten werden. Anhand einer aus den Einsatzkosten bestimmten „merit order“ wird dann der stündliche Einsatz der Modellkraftwerke so vorgegeben, dass die Gesamtkosten (über ein Jahr gesehen) minimal sind. Zielgröße der Optimierung ist dabei jedoch der Umfang der vorzuhaltenden Kraftwerksreserve, welche die Kosten der Stromerzeugung erheblich beeinflussen (wie es auch der Ansatz von [Dany00] darstellt).

Einige Besonderheiten des NGM sind zu erwähnen: Der Einsatz der nuklearen Modellkraftwerke sowie die Modell-Wasserkraftwerke ist leistungsbezogen nicht regelbar: sie können weder zu- noch abgeschaltet werden. Stattdessen werden durchschnittliche, auf die im Beobachtungszeitraum bezogenen Verfügbarkeiten (nuklear), jahreszeitliche Schwankungen (Laufwasser) oder der Nutzungsgrad bei den Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt. Die minimale Abgabeleistung eines (Kohle- oder Öl-)Dampfkraftwerks ist auf 50% nach unten begrenzt. Der Kraftwerkspark wird vorgegeben, das NGM kann also nicht „selbst entscheiden“ ob es z.B. bei hoher Stromerzeugung durch WKA weniger „Grundlastkraftwerke“ (die nicht abgeschaltet werden können!) und stattdessen mehr „Spitzenlastkraftwerke“ einsetzt. Aufgrund dieser Einschränkung und der in einem Stromnetz evidenten Notwendigkeit, Erzeugung und Nachfrage synchron zu gestalten, kann das Modell angebotenen Strom aus Windkraftanlagen zurückweisen, dies würde in der Praxis eine Abschaltung der WKA bedeuten. Letztlich ist das NGM ein Verfahren, das die Windenergienutzung hinsichtlich eines vorhandenen Kraftwerksparks bewertet; dementsprechend kommt es auch dazu, dass bei hoher installierter Leistung an WKA und damit verbundener potenzieller regenerativer Stromerzeugung Anteile von z.T. über 50% nicht in das Netz übernommen werden, weil die Modellstruktur nicht flexibel ist.

[Giebel01] kommt zu dem Ergebnis, dass insbesondere die europaweite Verteilung einer Stromerzeugung aus WKA Vorteile bringt, da „immer irgendwo in Europa Wind weht“ und somit ein gewisser Leistungseffekt erzielt wird. Bei der Untersuchung eines Windenergie-Anteils von 20% am (Jahres-)Strombedarf im europäischen UCTE-Verbund wären 60% der ohne den Einsatz der Windenergie anfallenden Brennstoffkosten einzusparen, allerdings wäre dies aufgrund der Modelleigenschaften auch mit einer Verwerfung von 10% der Stromerzeugung aus WKA verbunden. Die hohen Einsparungen an Brennstoffkosten lassen sich nur durch den Ersatz von Kraftwerkskapazitäten mit hohen variablen (Brennstoff-)Kosten durch Windstrom erklären; dies steht prinzipiell jedoch im Widerspruch zu der auch von [Giebel01] vertretenen Ansicht, dass der Nutzen der Windenergie durch einen

Wechsel von der Dominanz der „Grundlastkraftwerke“ hin zu flexiblen Stromerzeugern gesteigert werden kann.⁶

Allen drei Untersuchungen ist gemeinsam, dass sie von einem fest vorgegebenen Kraftwerkspark ausgehen, und die Einflüsse einer mehr oder minder starken Stromeinspeisung durch Windkraftanlagen in das betrachtete Modellsystem bewerten. Weil die Windenergie sich durch ein stark schwankendes und schwer vorher-sagbares Angebot auszeichnet, muss eine Anpassung des vorhandenen Kraftwerksparks, der sich durch einen hohen Anteil langfristig planbarer und einzusetzender „Grundlastdeckung“ auszeichnet, an diese neue Herausforderung zu Nachteilen auch ökonomischer Art führen. Dies lässt a priori die Windenergienutzung in einem unvorteilhaften Licht erscheinen.

Wird die Stromerzeugung aus Windenergie nicht nur als kleiner, unbedeutender Zusatz im Stromerzeugungsmix, sondern als elementarer Bestandteil einer Neuausrichtung der Stromversorgung verstanden, was die in Kapitel 3 dargestellten Zahlen nahe legen, sollten Optimierungen dahingehend durchgeführt werden, dass die Windenergienutzung optimal durch konventionelle Kraftwerke ergänzt wird. Dies zeigt sich dann auch in den ökonomischen Schlussfolgerungen, die wesentlich positiver ausfallen, als z.B. bei [Lux99] oder [DanyHaub00] der Fall (vgl. Kapitel 7).

Als Fazit der dargestellten bisherigen Untersuchungen folgt für die Modellierung des (ökonomischen) optimalen Kraftwerksmixes unter Berücksichtigung eines hohen Umfangs von Windstromeinspeisung, dass:

- ein Ansatz verfolgt werden muss, der auch und gerade die Option zulässt, die Anteile der Kraftwerkstechnologien untereinander so zu verschieben, dass die Einbindung der Windenergie unter geringsten Kosten erfolgt, und
- eine zeitlich hoch aufgelöste und dennoch langfristige (mindestens ein Jahr) Betrachtung den fluktuierenden Charakter der Windenergie angemessen berücksichtigt

⁶ Eine wesentliche Ursache für die überproportional höheren Kosteneinsparungen im Vergleich zu der eingesparten fossilen Erzeugung muss darin gesucht werden, dass das verwendete NGM allein aufgrund der Merit Order den Kraftwerkeinsatz plant; nur wenn die günstigsten Möglichkeiten ausgeschöpft sind, werden die teureren Erzeuger verwendet. Eine Windstromeinspeisung führt zu einem insgesamt niedrigeren resultierenden Bedarf und spart so die teuersten fossil erzeugten Kilowattstunden ein.

3 Windenergiepotenziale und -nutzung in Deutschland

In diesem Kapitel soll dargestellt werden, wie hoch das Potenzial zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen (WKA) in Deutschland ist und wie es sich im Vergleich zu anderen europäischen Ländern darstellt.⁷ Darüber hinaus wird gezeigt, wie viel von dem genannten Potenzial derzeit genutzt, und wie sich nach Ansicht verschiedener Untersuchungen die weitere Entwicklung der Windstromnutzung darstellen wird. Des Weiteren wird auf die Kostenstruktur der Windenergienutzung eingegangen und die mögliche Weiterentwicklung der Kosten wiedergegeben. Zuletzt werden die aus der Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe Windenergie an der Universität Oldenburg entstandenen Überlegungen zur Erstellung eines repräsentativen Stromeinspeiseverlaufs für alle in Deutschland installierten WKA sowie für die prognostizierten installierten Leistungen in 2010 und 2020 dargestellt. Zu Beginn sollen jedoch in einem kurzen Abriss die Vor- und Nachteile der Windenergienutzung erörtert werden.

3.1 Aspekte der Windenergienutzung

Obwohl die Idee der Nutzung der Windenergie nicht neu ist, hat sie erst in den vergangenen 10 bis 15 Jahren diesen erheblichen Aufschwung erlebt, wie er jetzt zu beobachten ist (vgl. Abschnitt 3.4). Gründe hierfür sind darin zu finden, dass neben einer Weiterentwicklung der technologischen Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Wind mittels der Windkraftanlagen auch die Thematik der CO₂-Emissionsminderung u.a. durch die Nachhaltigkeitskonferenz in Rio de Janeiro 1992 auf die Agenda gesetzt wurde. Die Nutzung regenerativer Energien (REG) ist dabei eine Möglichkeit, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren. Die Stromerzeugung durch Windenergienutzung ist dabei derzeit in Deutschland eine der kostengünstigen Möglichkeiten, die Treibhausgasemissionen zu verringern. Zudem zeichnet sie sich durch ein großes und dabei schnell zu erschließendes Potenzial aus.

Die gewichtigen Vorteile der Windenergienutzung liegen in ihrer kurz- und langfristigen Ungefährlichkeit für Mensch und Umwelt. Damit ist diese Art der Stromerzeugung im besten Sinne nachhaltig. Es entstehen keine Abwässer, Abgase oder sonstigen gefährlichen Stoffe während des Betriebes, einzig der Aufbau einer Anlage bedarf eines gewissen Energie- und Stoffaufwands. Schwierigkeiten der Windenergienutzung liegen vor allem in Bereichen der Akzeptanz durch die Bevölkerung, die in manchen Gebieten auf Grund einer relativen Häufung der Anlagen,

⁷ Ein allgemeiner Überblick über die Potenziale der REG in Deutschland findet sich z.B. in [BMU99]

zum Teil aber auch durch emotionale Indifferenz nicht mehr vorbehaltlos gegeben ist. Aber auch die Konkurrenz der Flächennutzung führt mancherorts schon zu einer Verknappung der Aufstellflächen.

Ein anderer Aspekt ist die Einbindung des durch Windkraftanlagen erzeugten Stroms in das vorhandene Stromerzeugungssystem. Durch die bisherige alleinige Orientierung der Stromerzeugung an der Betriebsweise konventioneller Kraftwerke, ist die Einbeziehung des fluktuierenden Erzeugers WKA eine neuartige Herausforderung [Milbo01]. In der Frage der Stromgestehungskosten ist auf Grund der derzeitigen Verhältnisse, die die Kosten der konventionellen Stromerzeuger durch Ressourcenverbrauch und Emissionen weitgehend unberücksichtigt lassen, noch keine Grundlage für eine Vergleichbarkeit geschaffen.

3.2 Definition der Potenziale

Potenziale lassen sich unterscheiden in folgende Kategorien:

- theoretisches Potenzial,
- technisches Potenzial (inklusive Flächenpotenzial) und
- wirtschaftliches Potenzial

Das *theoretische Potenzial* beschreibt die maximal mögliche Ausnutzung einer vorhandenen Ressource. Im Falle der Windenergienutzung bedeutet dies die Angabe der vorhandenen Windströmungen in dem betrachteten Gebiet, unabhängig davon, ob diese Winde nun auch technisch genutzt werden können. Die Größenordnung des theoretischen Potenzials ist oft ein Mehrfaches des technischen und des wirtschaftlichen Potenzials.

Das *technische Potenzial* beschreibt im Gegensatz zum theoretischen Potenzial das, was technologisch machbar ist, d. h. dass im Falle der Windenergie betrachtet wird, was auf Grund der Windkraftanlagentechnik von der angebotenen Windenergie zur Erzeugung von Strom tatsächlich genutzt werden kann. Als Nebenaspekt technischen Potenzials bei der Windenergienutzung kann z. B. auch die Frage angesehen werden, ob genügend Flächen vorhanden sind, um die Anlagen aufzustellen. Dieses auch als *Flächenpotenzial* bezeichnete Potenzial spielt bei der Windenergienutzung eine entscheidende Rolle, kann aber unter den Aspekt des technischen Potenzials subsumiert werden. Die Größenordnung des technischen Potenzials ist durch die genutzte Anlagentechnik und die vorhandenen Aufstellflächen begrenzt. Weil sich die Anlagentechnik im Laufe der Zeit jedoch noch ändern kann (im Falle der Windenergienutzung ist dies offensichtlich z. B. in der Änderung der

durchschnittlichen Anlagengröße, vgl. Abschnitt 3.4), variiert das technische Potenzial im Gegensatz zum theoretischen Potenzial, das weitgehend fest steht⁸.

Um den Unterschied zwischen dem, was technisch machbar ist, und dem, was tatsächlich umgesetzt wird, zu erfassen, ist die Bestimmung des *wirtschaftlichen Potenzials* nötig. Darunter wird der Teil des Potenzials verstanden, der unter Kostengesichtspunkten sinnvoll umsetzbar ist. So wäre es zwar technisch möglich, bei Einhaltung der Mindestabstände in ganz Deutschland Windkraftanlagen aufzustellen, jedoch würden dies zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. Das wirtschaftliche Potenzial liegt aus diesen Gründen deshalb auch oft niedriger als das technische Potenzial. Auch das wirtschaftliche Potenzial ist veränderlich, denn im Falle der Windenergie kam und kommt es zu Kosteneinsparungen bei den Anlagen, so dass bei gleichen Aufwendungen mehr von dem technischen Potenzial genutzt werden kann.

3.3 Das Potenzial der Windenergienutzung in Deutschland

Um einschätzen zu können, wie hoch der Beitrag der Stromerzeugung durch Windenergie in Deutschland und auch in anderen Ländern sein kann, ist die Bestimmung des technischen Potenzials notwendig. Die Angabe des theoretischen Potenzials führt in diesem Zusammenhang nicht weiter (s.o.) und deshalb wird darauf verzichtet. Die Vorgehensweise zur Bestimmung des technischen Potenzials ist üblicherweise so, dass zunächst Gebiete mit genügend hohen mittleren Windgeschwindigkeiten ausgewiesen werden. Nach [Kaltschmitt97] sind alle Flächen mit einer mittleren Windgeschwindigkeit größer 4 m pro Sekunde in 10 m Höhe für die Windenergienutzung relevant. Die Gebiete mit diesen Windgeschwindigkeiten werden durch die Flächenpotenziale weiter eingeschränkt. Dies berücksichtigt u.a., dass Windkraftanlagen nur dort gebaut werden können, wo auch der Platz vorhanden ist. Bebaute Gebiete, Naturschutzgebiete sowie z.B. Straßen können für den Aufbau von Windkraftanlagen nicht genutzt werden. Als nächster Schritt erfolgt die Auswahl der zu installierenden Windkraftanlagen auf den Flächen die zuvor dafür bestimmt wurden. Abhängig von der Größe der Anlage ist jeweils auch ein Mindestabstand bei der Aufstellung dieser Anlagen zu berücksichtigen. Dies führt dazu, dass anhand des Flächenpotenzials und der ausgewählten Anlage bzw. des ausgewählten Anlagentyps die maximale Anzahl der Windkraftanlagen angegeben werden kann. Damit ist dann auch die maximal installierbare Leistung an Windkraftan-

⁸ Eine Variation des theoretischen Potenzials ist z.B. durch die unterschiedliche Sonnenaktivität mit einem damit verbundenen variierenden Eintrag an Wärme auf der Erde und daraus folgender Schwankung der kinetischen Bewegungsenergie der Luftmassen gegeben.

lagen gegeben. In einem letzten Schritt werden an den verschiedenen Standorten der Anlagen die Volllaststunden bestimmt, mit den dann angegeben werden kann, wie hoch das technische Potenzial an Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in dem betrachteten Gebiet ist.

Solche Untersuchungen wurden u.a. von [Kaltschmitt97] und [Diek95] durchgeführt. Während Diekmann in seiner Einschätzung vergleichsweise zurückhaltend ist und das technische Potenzial in Deutschland mit 79 TWh jährlicher Stromerzeugung durch WKA angibt, ist bei Kaltschmitt die Zahl von 128 TWh Stromerzeugung als technisches Potenzial für Deutschland zu finden. In einer Studie des Bundesumweltministeriums [BMU99] ist ein Wert von 100 TWh pro Jahr zu finden.

Obwohl die Untersuchungen jeweils darlegen, mit den genannten Zahlen die obere Grenze des technischen Potenzials anzugeben, muss davon ausgegangen werden, dass das Potenzial noch darüber liegt, weil die in den Untersuchungen zugrunde gelegten Anlagengrößen (Nennleistungen) durch die Entwicklung mittlerweile übertroffen wurden (vgl. Abschnitt 3.4). Ein einfacher Vergleich kann dies illustrieren: Auf einer Fläche von 1 km² können unter Berücksichtigung der Mindestabstände der WKA und einer Aufstellungsgeometrie bei vorhandener Hauptwindrichtung (vgl. z.B. [Gasch96, WindDK02, Molly90]) 26 Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 30 m (Nabenhöhe 50 m, Nennleistung 300 kW) oder aber 11 Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 70 m (Nabenhöhe 98 m; Nennleistung 1800 kW) aufgestellt werden. Der Ertrag der 26 kleinen bei einem durchschnittlichen Windjahr würde lediglich ein Drittel des Ertrages der 11 großen Anlagen betragen. Damit ist gezeigt, dass das technische Potenzial bei Anwendung heutiger Technik größer ist als das in der Literatur unter der Annahme kleinerer Technologien angegebene.

Nach [Kaltschmitt97] ist der Anteil der norddeutschen Küstenländer von dem gesamten technischen Potenzial zur Windenergienutzung in Deutschland bei 85% anzusetzen. Niedersachsen liegt dabei mit knapp 50 TWh pro Jahr vor Mecklenburg-Vorpommern mit 33 TWh und Schleswig-Holstein mit gut 30 TWh pro Jahr. Aber auch im Land Bremen existiert ein nicht zu vernachlässigendes technisches Potenzial an Windenergienutzung. Nach [Kaltschmitt97] beläuft sich dies auf gut 400 GWh jährlich.

Neben der Angabe des Stromerzeugungspotenzials für ein Jahr, kann mit der Annahme von durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der Anlagen auch angegeben werden, wie hoch das technische Potenzial an zu installierender Windkraftanlagenleistung ist. Während es sich nach [Kaltschmitt97] für Gesamtdeutschland um etwa 60 GW handelt, liegt dieser Wert für das Land Bremen bei ca. 200 MW. Dies entspräche zum jetzigen Zeitpunkt etwa 100 modernen Windkraftanlagen.

Bei den angegebenen Werten ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei ausschließlich um das technische Potenzial auf dem Festland und an der Küste handelt, also auf dem sog. Onshore-Gebiet. Das technische Potenzial der Windenergienutzung im Offshore-Bereich ist noch erheblich größer. In einer von der EU beauftragten Studie [Matthies95] kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass für Deutschland ein technisches Offshore-Potenzial in der Größenordnung von 240 TWh windtechnischer Stromerzeugung pro Jahr existiert. Insgesamt ist also für Deutschland von einem technischen Potenzial in der Größenordnung 350 – 400 TWh Stromerzeugung durch Windkraftanlagen pro Jahr auszugehen.

Im europäischen Vergleich wird dieser Wert übertroffen von Ländern wie z.B. Großbritannien, das allein Offshore ein Potenzial von nahezu 1.000 TWh jährlich hat. Auch in Ländern wie Frankreich, Spanien und nicht zuletzt Dänemark existieren erheblich Potenziale zur Windenergienutzung [Matthies95, EWEA02, BTM01].

3.4 Bislang realisiertes Potenzial in Deutschland

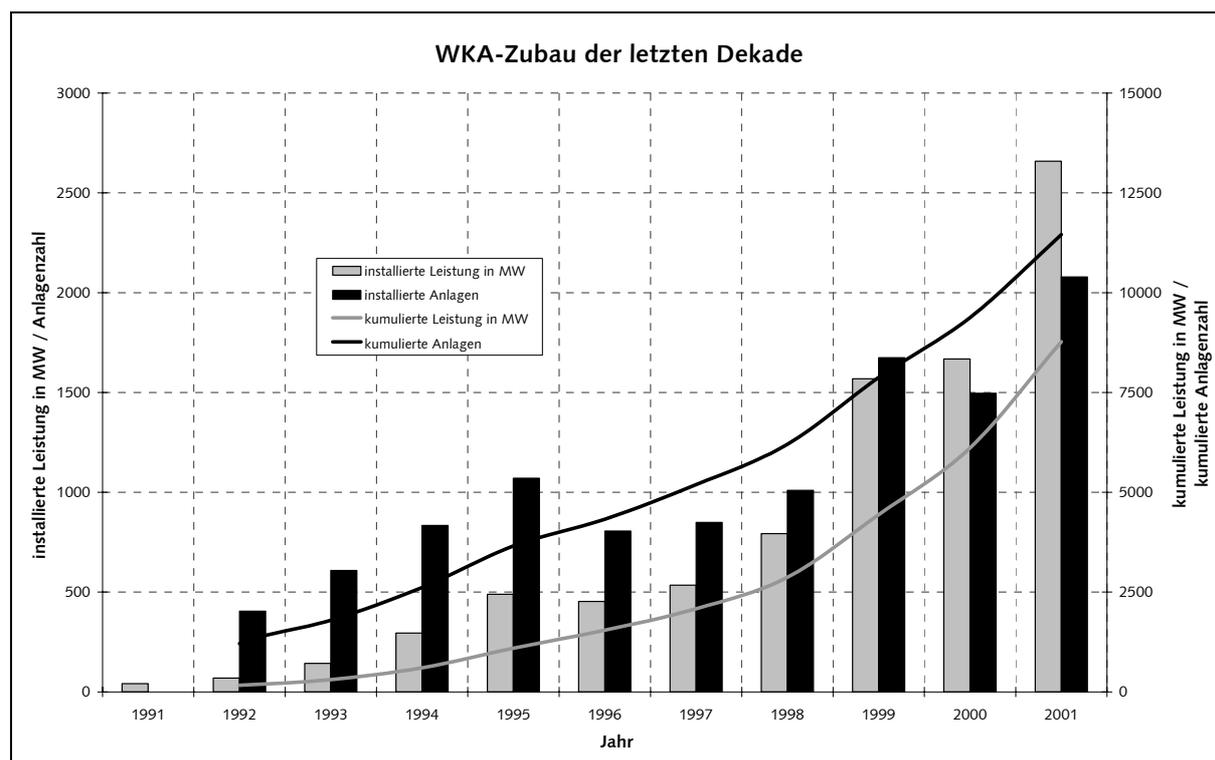


Bild 3.1: Jährliches und kumuliertes Wachstum der WKA-Zahl und der installierten Leistung der letzten 10 Jahre. Quelle: [BWE02].

In Deutschland waren am Ende des Jahres 2001 insgesamt 11454 Windkraftanlagen mit einer gesamten Nennleistung von 8771 MW installiert [BWE02]. Dies bedeutete zu diesem Zeitpunkt deutlich mehr als 1/3 der weltweit installierten Windkraftanlagenleistung (vgl. [EWEA02]). In einem sog. durchschnittlichen Windjahr (langjähriges Mittel) können mit der in Deutschland installierten Leistung dadurch

ca. 16,5 TWh regenerativer Strom erzeugt werden, was einem Anteil von 3% an der Bruttostromerzeugung 2000 in Höhe von rd. 550 TWh entspricht.

Die in Bild 3.1 dargestellten jährlichen Zuwächse bei der installierten Leistung der vergangenen 10 Jahre zeigen, dass nahezu in jedem Jahr der Wert des Vorjahres übertroffen werden konnte. Die Ursache hierfür liegt in dem seit 1991 geltenden *Stromeinspeisegesetz* (StrEG), das im Jahr 2000 im *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) aufgegangen ist und weitergeführt wurde. Wesentliches Merkmal sowohl des StrEG als auch des EEG war und ist die Abnahmepflicht des durch Windkraftanlagen erzeugten Stroms durch den Netzbetreiber sowie die Festlegung einer Mindestvergütung, die einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen an durchschnittlichen Standorten ermöglicht (vgl. [StrEG91, EEG00]).

Bild 3.2 zeigt, dass auch die durchschnittliche Leistung der installierten Anlagen in den letzten Jahren erheblich gewachsen ist. Mittlerweile handelt es sich bei den ans Netz angeschlossenen Windkraftanlagen mehrheitlich um Anlagen der sog. Megawattklasse. Auf diese Entwicklung ist auch der spezifische Kostenrückgang (vgl. Abschnitt 3.6) wesentlich zurückzuführen.

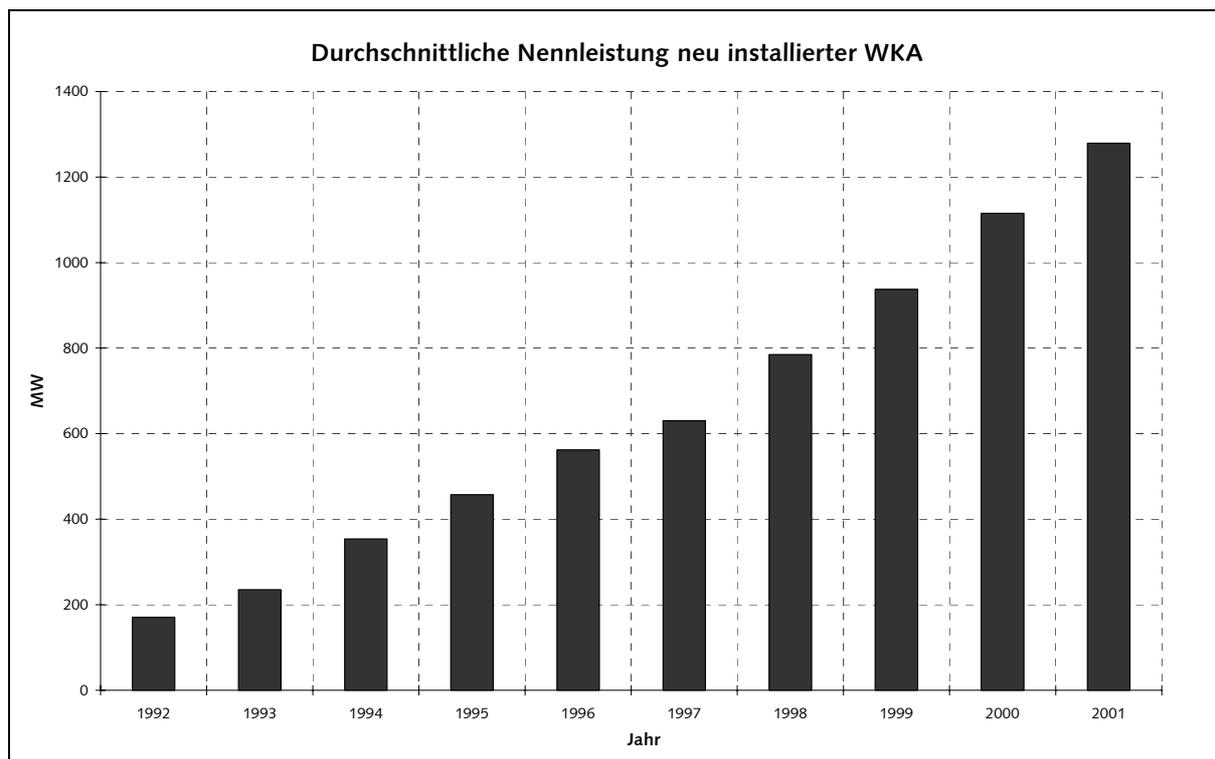


Bild 3.2: Steigerung der durchschnittlichen Anlagengröße neu installierter WKA während der letzten 10 Jahre. Quelle: [BWE02].

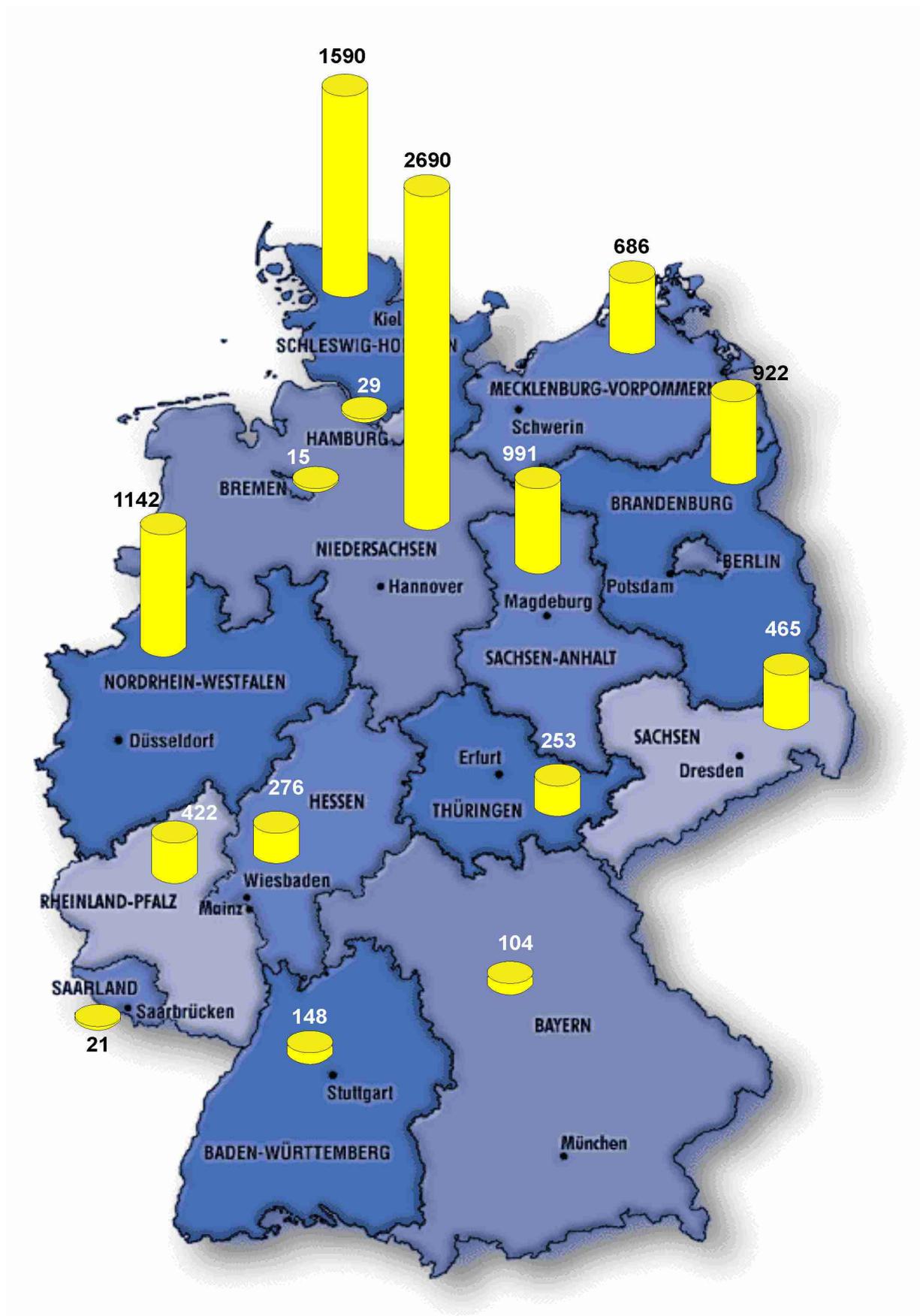


Bild 3.3: Installierte Leistung an WKA in den Bundesländern, Stand Juni 2002. Angaben in MW. Quelle: [REISIO2].

Die in Bild 3.3 dargestellte regionale Verteilung der installierten Leistung von Windkraftanlagen in den Bundesländern zeigt, dass Niedersachsen mit 2521 MW vor Schleswig-Holstein mit 1547 MW liegt. Anschließend folgen die Binnenländer Nordrhein-Westfalen (1057 MW), Sachsen-Anhalt (865 MW) und Brandenburg (834 MW) (Stand März 2002, vgl. [REISIO2]). Das Land Bremen liegt bei der installierten Leistung von Windkraftanlagen auf dem vorletzten Platz mit 12 MW. Allein das Land Berlin, in dem noch gar keine Windkraftanlage installiert ist, unterbietet diesen Wert.

Obwohl Deutschland bei der installierten Leistung weltweit führend ist, soll ein Vergleich mit einigen europäischen Nachbarländern zeigen, dass die „Durchdringung“ Deutschlands mit Windkraftanlagen noch nicht den Spitzenwert erreicht hat. Tabelle 3.1 zeigt für einige europäische Länder die am Jahresende 2001 insgesamt installierte Leistung, die installierte Leistung pro Kopf, sowie die installierte Leistung pro Landfläche. Daraus wird ersichtlich, dass Deutschland bei der installierten Leistung mit gut 100 W pro Kopf noch deutlich hinter Dänemark, das einen Wert von über 300 W pro Kopf vorweist, zurücksteht. Spanien ist in etwa in der gleichen Größenordnung wie Deutschland einzusortieren. Bei der installierten Leistung pro Landfläche ergibt sich ein ähnliches Bild.

Tabelle 3.1: Vergleich der installierten Leistung an WKA einiger europäischer Staaten. Dänemark ist bezogen auf EinwohnerInnen und Fläche noch deutlicher Spitzenreiter. Quellen: [EWEA02, Eurostat02].

	Ende 2001 installierte WKA- Leistung in MW	Bevölkerung 1.1.2001 in Mio	Fläche in km ²	Installierte Lei- stung in kW/EinwohnerIn	Installierte Leistung in kW/km ²
Deutschland	8734	82	357000	106	24,5
Spanien	3550	39	505000	90	7,0
Dänemark	2456	5	43000	461	57,1
Italien	700	58	301000	12	2,3
Großbritannien	525	60	242000	9	2,2
Griechenland	358	11	132000	34	2,7

Auch der Bezug der Anzahl der installierten Anlagen auf die Größe der Bevölkerung sowie der Landfläche liefert Ergebnisse, die Deutschland nicht zum Spitzenreiter machen. Tabelle 3.2 zeigt, dass in Deutschland derzeit 113 Anlagen pro 1 Mio. EinwohnerInnen installiert sind. Im Vergleich zu Dänemark ist dies ein Wert von weniger als 10%. Selbst wenn nur die 5 deutschen Küstenländer, also Niedersach-

sen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und die Stadtstaaten Bremen und Hamburg als Bezug genommen werden, ergibt sich hier immer noch ein deutlicher Abstand zu Dänemark. Auch bezüglich der Zahl der installierten Anlagen pro Fläche ist festzustellen, dass in Dänemark hier eine statistisch deutlich stärkere Benutzung der Landflächen für die Windenergienutzung stattfindet als in Deutschland. Statistisch müssten bei einer gleich verteilten Bevölkerung auf die Landfläche in Deutschland pro km² 216 Menschen mit 0,03 WKA leben, während in Dänemark pro km² 116 Menschen mit 0,15 Anlagen auskommen müssen. Für Norddeutschland gilt pro km², dass 168 Menschen auf 0,05 WKA treffen.

Tabelle 3.2: Vergleich der Zahl der WKA in Dänemark und Deutschland sowie den fünf deutschen Küstenländern⁹ Quelle: [BWE02]

	Ende 2001 installierte WKA	Anlagen pro 1 Mio EinwohnerInnen	Anlagen pro Fläche in 1/km ²	EinwohnerInnen pro km ²	Ø-Fläche zwischen zwei Anlagen in km ²
Deutschland	9246	113	0,03	230	38,61
Dänemark	6268	1176	0,15	116	6,86
deutsche Küstenländer	4350	294	0,05	168	20,23

Dieser einfache Vergleich zwischen Dänemark und Deutschland, der jedoch weder die Verteilung der Bevölkerungsdichte noch die Orographie der Länder berücksichtigt soll lediglich aufzeigen, dass es bei Diskussionen über vorhandene Flächen zur Windenergienutzung stark davon abhängt, welche Regelungen in der betroffenen Gesellschaft bezüglich Mindestabstände, Geräuschemissionen usw. getroffen wurden. In Deutschland sind hierfür die Kommunen und Länder verantwortlich, die Richtlinien für die Aufstellung von WKA oder, allgemeiner, Flächennutzungspläne mit Vorrangflächen für Windenergienutzung erstellen. Anhand solcher Vorgaben, die jedoch für Deutschland in seiner Gesamtheit so noch nicht vorliegen, könnte dann ein konsensfähiges maximales Potenzial der Windenergienutzung in Deutschland angegeben werden.

Dabei ist zu beachten, dass die festgelegten Regeln, letztlich die politische Willensbildung, in diesem Zusammenhang stark von der Einschätzung der Notwendigkeit der Windenergienutzung abhängen. Deshalb kann es auch sein, dass heutige vereinbarte Mindestabstände von Anlagen zu Wohngebieten zu Gunsten eines

⁹ Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg und Bremen; Bevölkerung: insgesamt 14,8 Mio, Gesamtfläche: 88.000 km². Quelle: [DESTATIS02]

übergeordneten Gemeinwohls verringert werden, um mehr regenerative Stromerzeugung zu ermöglichen. Einblicke über den gesellschaftlichen Konflikt zur Nutzung der Windenergie können z.B. in [AltCISche98, Bins99, FR01, FAZ00, Heck99] gewonnen werden.

3.5 Prognostizierte Entwicklung der Windenergienutzung

Durch das seit April 2000 gültige *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) ist für Investoren ein hohes Maß an Planungssicherheit geschaffen worden. Kernpunkte des Gesetzes sind die Abnahmegarantie des durch Windkraftanlagen und andere regenerative Erzeuger produzierten Stromes sowie die Festsetzung einer Mindestvergütung, die für jede in das Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde vom Netzbetreiber zu zahlen ist. Die Mehrkosten, die dem Netzbetreiber dabei anfallen, werden durch ein Umlageverfahren letztlich auf alle Verbraucher umgelegt. Durch diese beiden Aspekte lassen sich für Investoren oder Windkraftanlagenbetreiber die zu erwartenden Erträge des Standortes unter Zuhilfenahme von Einzelmessungen und jahresmittleren Windgeschwindigkeiten vergleichsweise gut bestimmen. Dies hat insgesamt zu einer hohen Bereitschaft geführt, Kapital für die Erstellung neuer WKA oder Windkraftanlagenparks zur Verfügung zu stellen. Solange diese Rahmenbedingungen weiter bestehen, ist davon auszugehen, dass auch weiterhin neue Standorte für Windkraftanlagen erschlossen werden. Von einer Beschränkung des Ausbaus der Windenergienutzung aufgrund einer Verringerung des Flächenpotenzials darf nach den Darstellungen in den Abschnitten 3.3 und 3.4 zunächst nicht ausgegangen werden, allerdings kann es an einzelnen Standorten, auch aufgrund politischer Vorgaben, zu Einschränkungen kommen, die insgesamt das Potenzial an Land begrenzen.

Der Neubau von Windkraftanlagen und die Erschließung neuer Standorte ist einer von drei wesentlichen Aspekten, die bei der Beurteilung der weiteren Entwicklung der Windenergienutzung zu berücksichtigen sind. Die in den letzten Jahren zu beobachtende enorme Steigerung der Installationszahlen von Windkraftanlagen (vgl. Bild 3.1) ist einhergegangen mit einer ebenso eindrucksvollen Steigerung der spezifischen Anlagengröße. Während zu Beginn der 90er Jahre die durchschnittliche Leistung einer neu errichteten Windkraftanlage bei wenigen 100 kW lag, betrug sie im Jahr 2001 über 1,2 MW. (vgl. Bild 3.2) Diese Entwicklung wird sich auf Grund der angekündigten Anlagen der zwei bis fünf MW-Klasse (vgl. [ANWind02, ENERCON02]) auch weiterhin fortsetzen. Damit ist trotz der geringer werdenden Anzahl geeigneter Standorte mit einem weiteren Wachstum der in Deutschland installierten Leistung an Windkraftanlagen zu rechnen.

Ein zweiter Aspekt ist die beginnende Nutzung der Offshore-Potenziale in der deutschen Nord- und Ostsee. Eine erste Baugenehmigung für eine Pilotphase eines Offshore-Windkraftanlagenparks ist im November 2001 durch das zuständige Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) in Hamburg ergangen (vgl. [BSH01]). Durch die auf offener See herrschenden besseren Windbedingungen versprechen sich die Projektierer und zukünftigen Betreiber eine erhöhte Stromproduktion (zum Vergleich: während an guten Küstenstandorten Volllaststundenwerte von 2000 bis 2200 erreicht werden können, wird Offshore von erheblich größeren Werten ausgegangen: z.B. bei dem dänischen Offshore-Projekt HornsRev, wo 3750 Volllaststunden erwartet werden [HornsRev02]). Andererseits stellen die zu bewältigenden Aufgaben von der Seertüchtigung der Windkraftanlagen über die Berücksichtigung ökologisch-biologischer Aspekte der Offshore-Windkraftnutzung bis hin zur Frage der Netzanbindung der Offshore-Windparks eine große Herausforderung dar. Die weltweiten Erfahrungen mit der Offshore-Windenergienutzung sind vergleichsweise gering. In Dänemark und Schweden sind Versuchsanlagen bzw. Parks in geringen Wassertiefen und mit geringem Abstand zum Festland seit einigen Jahren in Betrieb (Tunø Knob und Vindeby in DK, Gotland in S, vgl. [DENA02]). Die Erfahrungen lassen sich jedoch nur bedingt auf hiesige Verhältnisse übertragen, weil in Deutschland aufgrund der ausgewiesenen Schutzgebiete (Wattenmeer), in den keine Offshore-Windkraftanlagen installiert werden dürfen, Entfernungen zum Festland von einigen 10 km sowie Wassertiefen von einigen 10 m die Regel sind. Trotz dieser Aspekte liegen derzeit Anträge zum Bau von Offshore-Windkraftanlagen in einer Größenordnung von 60 GW vor (vgl. [NeueEnerg00, NeueEnerg02]). Das Bundesumweltministerium geht in einem abgestimmten Strategie- und Positionspapier davon aus, dass in einer Pilotphase bis 2006 etwa 500 MW Offshore-Windenergieleistung installiert werden, in einer ersten Ausbauphase von 2007 bis 2010 bis zu 3.000 MW entstehen können, und in weiteren Ausbauphasen zwischen 2011 und 2030 bis zu maximal 25.000 MW Offshore-Windkraftanlagen installiert werden (vgl. [BMU01]).

Als dritter Aspekt für die zu erwartende Zunahme der installierten Leistung von Windkraftanlagen ist der Ersatz älterer Anlagen durch neue Anlagen am gleichen Standort, das sogenannte Repowering zu nennen. Auf Grund der heute verfügbaren Windkraftanlagentechnik und -größe bietet es sich an, vorhandene Standorte mit vergleichsweise kleinen Anlagen der Kilowattklasse zu ersetzen durch große Anlagen der Megawattklasse, die einen entsprechend höheren Ertrag an Stromproduktion bieten. Obwohl bei Windkraftanlagen grundsätzlich von einer Lebensdauer von etwa 20 Jahren ausgegangen wird, kann es auf Grund des enormen Unterschiedes der Nennleistung der alten zur neuen Anlage bereits ökonomisch sinnvoll sein, eine alte Anlage nach 12 bis 15 Jahren (z.T. sogar noch früher) durch eine

neue zu ersetzen. Erste Maßnahmen dieser Art werden bereits durchgeführt [IWR02].

Bezüglich der daraus folgenden Zahlen für die Entwicklung der installierten Leistung an WKA in Deutschland in den nächsten Jahren soll an dieser Stelle auf zwei Untersuchungen hingewiesen werden. In einer Analyse des Bundeswirtschaftsministeriums [Mayer00] wurde im Jahr 1999 die Entwicklung des Zubaus an installierter Leistung von WKA in den Jahren bis 2010 untersucht. Dabei wurde dargestellt, dass bis Ende 2003 mit einem hohen Zubau auf Grund vorhandener Onshore-Standorte gerechnet werden kann, der nach 2003 abnimmt. Ab 2006 ist dann mit dem Einfluss einer beginnenden Offshore-Nutzung zu rechnen, so dass insgesamt dann die Installationszahlen wieder steigen. Bis 2010 rechnet der Autor mit einer installierten Leistung von 20.000 MW (vgl. Bild 3.4).

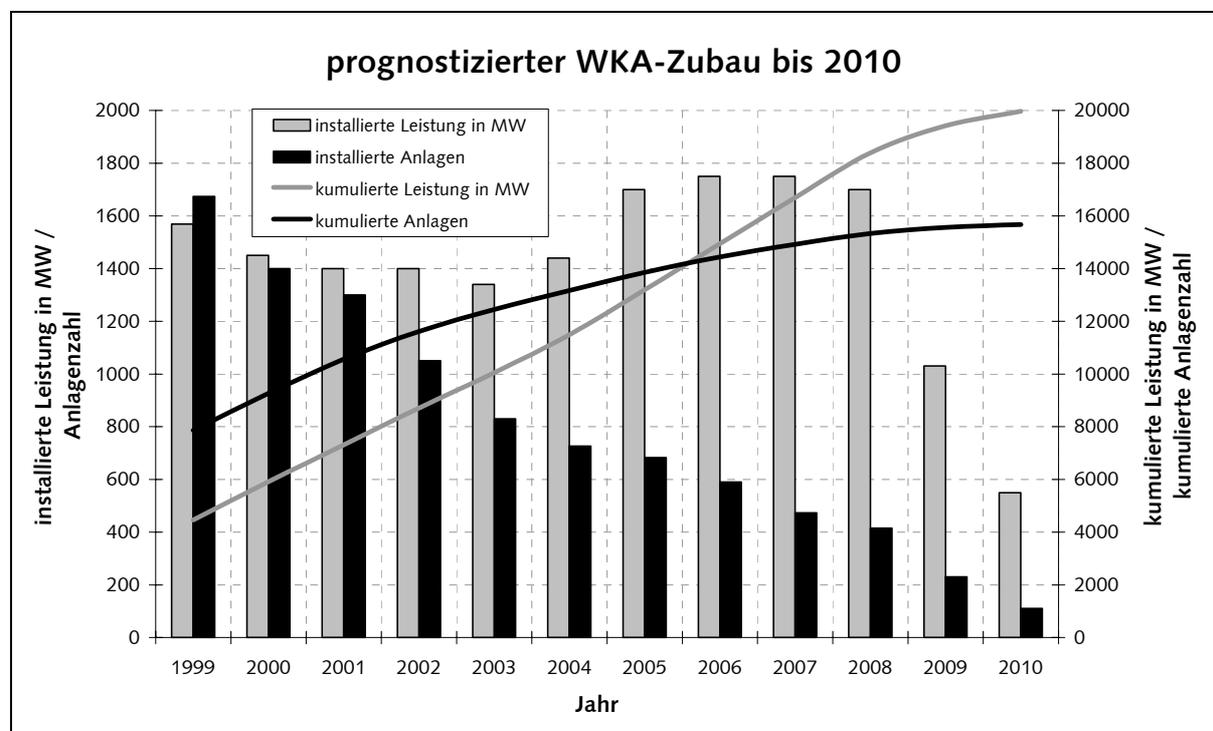


Bild 3.4: Entwicklung der WKA-Leistung und –Anlagenzahl bis 2010 nach einer Analyse des BMWi. Die Prognose aus dem Jahr 1999 wurde bereits durch die Zubau-Zahlen 2000 und 2001 von der Realität überholt. Quelle: [Mayer00].

Eine aktuelle Studie, erstellt durch das Deutsche Windenergie Institut (DEWI) in Zusammenarbeit mit BTM Consult, gibt die Entwicklung der jährlich neu installierten Leistung an WKA bis 2020 an. Analog zu [Mayer00] folgt nach einem anhaltend hohen Wachstum im Onshore-Bereich ab etwa 2004 eine Verringerung der jährlich neu installierten Leistung bis das Repowering sowie die Offshore-Nutzung einsetzen [DEWI02]. Insgesamt wird bis 2010 eine installierte Leistung in Höhe von 22 GW erwartet, davon ca. 5.000 MW Offshore, bis 2020 ist nach [DEWI02] mit insgesamt

43 GW installierter Leistung von WKA zu rechnen, davon etwa 50% im Offshore-Bereich (vgl. Bild 3.5).

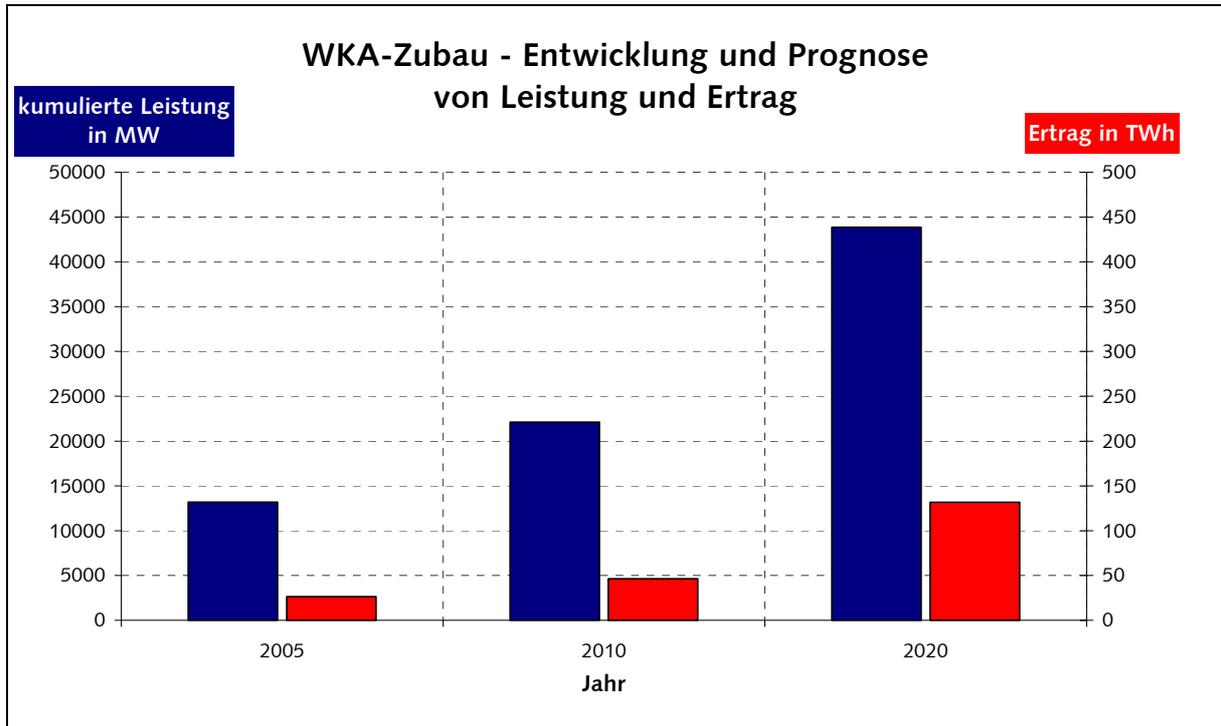


Bild 3.5: Prognostizierte Entwicklung der kumulierten Leistung an WKA in Deutschland bis 2020. Der Ertrag ist für ein durchschnittliches Windjahr angegeben und könnte 2020 25% des Strombedarfs decken. Quelle: [DEWI02].

3.6 Kosten der Stromerzeugung aus Windkraft

Derzeit gibt es praktisch keine Windkraftanlage, die *nicht* an das öffentliche Stromnetz angeschlossen wird und damit vom Erneuerbaren-Energien-Gesetz profitiert. Deshalb sind für die (volkswirtschaftlichen) Stromgestehungskosten aus Windenergienutzung die Vergütungssätze des EEG anzunehmen. Diese betragen für Anlagen, die im Jahr 2002 ans Netz gebracht werden, 9 Cent pro Kilowattstunde [IWR02a, Diek02]. Dieser Vergütungssatz, der in jedem Jahr für Neuanlagen um 5% gesenkt wird, ist für einen Zeitraum von 5 Jahren garantiert. Danach wird der von der Anlage erzeugte elektrische Strom mit der Produktion einer idealisierten Referenzanlage verglichen und der Vergütungssatz angepasst: Lieferte die WKA erheblich mehr Elektrizität als die Referenzanlage (mehr als das 1,5-fache), dann reduziert sich der Vergütungssatz für die restliche Betriebszeit der WKA auf 5,9 Cent. Liegt der Ertrag jedoch unterhalb dieser Grenze, verlängert sich der Zeitraum, in der die höhere Vergütung bezahlt wird, um je 2 Monate für jeden 0,75%igen Anteil des Ertrages der unter dem Wert von 150 % der Referenzanlage liegt (vgl. [EEG00]). Die durch das EEG verursachten Mehrkosten, die zunächst von den Betreibern der Netze getragen werden, in die die WKA einspeisen, können auf alle Stromkunden um-

gelegt werden (was in der Regel auch getan wird). Abhängig vom Anteil des insbesondere durch Windenergienutzung regenerativ erzeugten Stroms erhöht sich der Bezugspreis für den Stromkunden pro Kilowattstunde um einen geringen Betrag. Bei den durch die Ende 2001 installierte Leistung möglichen 16,5 TWh durch WKA erzeugten Strom würde, wenn nur auf die Haushaltskunden und die Kleinverbraucher umgelegt, sowie ein positiver Kosteneffekt der Stromeinspeisung (Brennstoffeinsparung, Netznutzungsgutschrift, Kapazitätseinsparung) vernachlässigt würde, ein Aufpreis von maximal 0,56 Cent pro Kilowattstunde verursacht. Untersuchungen, die die Gutschriften berücksichtigen, kommen auf – bei auf alle das EEG umfassende regenerativen Erzeuger bezogenen Aufwendungen – zusätzliche Kosten von maximal 0,2 Cent pro kWh [BET01].

In einer Betrachtung des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) ist für 2001 für alle nach dem EEG zu leistenden Vergütungen (von den die Windstromeinspeisung knapp 60% ausmachte) ein Aufschlag von 0,21 Cent/kWh für das Netznutzungsentgelt im Übertragungsnetz zu entrichten gewesen. Auf die Windenergie entfielen somit 0,12 Cent/kWh [VDN02].

Bei einer Bestimmung der betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten aus Windkraftnutzung anhand der anfallenden Kosten für Erstellung und Betrieb der WKA können, abhängig von der Qualität des Standortes, Stromerzeugungskosten zwischen 5 und 10 Cent pro Kilowattstunde erreicht werden (vgl. [Hoppe97, SchweReh99, RehGerd01]). Die Kosten ergeben sich zum größten Teil (zwei Drittel) aus den Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten tragen nur in geringem Maß zu den Stromgestehungskosten bei (vgl. Bild 3.6). Durch eine Erhöhung der Anlagenleistung sowie weitere zu erwartende Kostendegressionen, wird damit gerechnet, dass die spezifischen Stromgestehungskosten weiter fallen und in naher Zukunft Werte zwischen 3 und 5 Cent pro kWh erreichen [EU97, EWEA02].

Gesamtwirtschaftlich sind den Kosten der Windenergienutzung, zu den auch eine mögliche Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks sowie Netzverstärkungen [Radtke02] oder mglw. erhöhter Regelaufwand [ZEIT02] gezählt werden muss, der Nutzen in Form von nachhaltiger Stromerzeugung ohne CO₂-Emission sowie die gewonnene Unabhängigkeit von Energieträgerimporten entgegenzustellen.

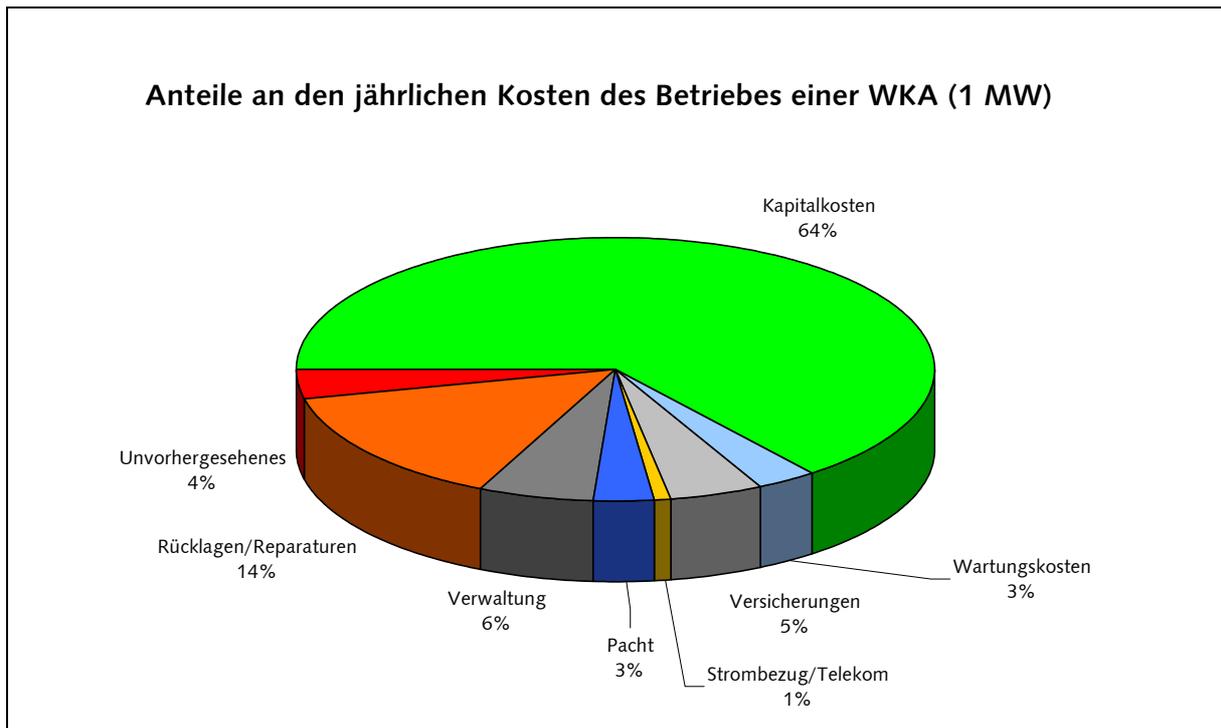


Bild 3.6: Aufteilung der jährlichen Kosten einer WKA. Quelle: [Gewalt01]

3.7 Möglichkeiten der Vorhersage von Windstromeinspeisung

Das wesentliche Merkmal der Windkraftnutzung liegt in der, vom Windangebot bestimmten, fluktuierenden Stromerzeugung. Hinzu kommt, dass diese Schwankungen, wie der Verlauf der Windstromeinspeisung überhaupt, nur begrenzt vorhergesagt werden können. Der Vorhersagefehler bzw. die Vorhersagegenauigkeit liegt derzeit bei gut 8 bis 10 % der installierten WKA-Leistung (vgl. [Ernst01, FockLang01]). Dabei ist der Grad der Genauigkeit umso höher, je kürzer der Vorhersagezeitraum ist [Giebel99]. Zwar haben Untersuchungen gezeigt, dass sich bei einer erhöhten Anzahl von Windkraftanlagen, die über größere Regionen verteilt aufgestellt sind, die Fluktuationen relativ verringern [Bey99], und dass bei einer Betrachtung im europäischen Maßstab die räumlichen Ausgleichseffekte dazu führen, dass zwischen 10 und 20 % der konventionell installierten Leistung eingespart werden können [Giebel01]. Dennoch bleiben die Möglichkeiten einer Vorhersage der durch WKA gelieferten Leistung sowie die Eingliederung der Windkraftanlagen in das vorhandene Stromerzeugungssystem in seiner vorhandenen Form beschränkt. Dies hat zur Folge, dass es entweder – bei Beibehaltung der derzeitigen konventionellen Stromerzeugungsstruktur – zu einer Obergrenze der Windenergienutzung kommen wird, oder aber Änderungen in der konventionellen Kraftwerksparkstruktur notwendig werden.

3.8 Erzeugung eines Einspeiseverlaufs für die Modellbetrachtung

Für die spätere Modelluntersuchung ist ein Stromeinspeisungsverlauf aller in Deutschland installierten WKA für ein Jahr notwendig. Von Vorteil wäre es hierbei (wie auch bei der Suche nach einem Lastverlauf, vgl. Kapitel 4), wenn es *einen* Netzbetreiber gäbe, der die Einspeisung *aller* an das Netz angeschlossenen WKA in einem hohen zeitlichen Raster aufzeichnen würde. Dies geschieht jedoch nicht einmal in Wochen- oder Tagessummen, was im Nachhinein z.B. auch durch die EEG-Abrechnungen möglich wäre. Somit bleibt für Untersuchungen wie diese nur der Weg, einen möglichst realistischen aber dennoch künstlichen repräsentativen Einspeiseverlauf zu konstruieren.

Ein bekanntes Verfahren zur Erstellung einer solchen Zeitreihe ist, anhand vorhandener mittlerer Windgeschwindigkeiten an den WKA-Standorten mit Hilfe statistischer Methoden eine Ganglinie des Windgeschwindigkeitsangebotes in stündlicher Auflösung zu erstellen und diese dann mit einer repräsentativen Kennlinie einer WKA zu verbinden und so den Leistungsverlauf zu bekommen (vgl. z.B. [Sontow00]).

Dieser Weg der Bestimmung eines repräsentativen Einspeiseverlaufs beinhaltet einige Unsicherheiten, angefangen bei der Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe am Standort über das statistische Verfahren zur Erstellung der Windgeschwindigkeits-Zeitreihe bis hin zur Auswahl der repräsentativen Leistungskennlinie. Aus diesem Grund, aber auch um einen neuen Ansatz zu validieren, wurde in Zusammenarbeit mit der Windenergie-Arbeitsgruppe der Universität Oldenburg ein anderes Verfahren zur Bestimmung eines repräsentativen Einspeiseverlaufs von WKA in Deutschland gewählt.

Dazu konnten Zeitreihen von Leistungsmessungen an 28, in (Nord-)Deutschland verteilten, Standorten aus dem Jahr 1999 herangezogen werden. Diese Messungen lagen für jeden Standort in einem hochaufgelösten Fünf-Minuten-Raster vor. Aus diesen wurden zunächst Stundenmittelwerte für die einzelnen Anlagen gebildet.

Jedem Messstandort (siehe Bild 3.7) wurde dann ein Gebiet zugewiesen, in dem die gemessene Anlage als Repräsentant des Einspeiseverlaufs gilt. Die Größe der zugeordneten Gebiete orientiert sich dabei an den Abständen der vorhandenen Messstellen. Dies soll eine möglichst optimale Ausnutzung der vorhandenen Information sicherstellen.

Tabelle 3.3 zeigt detailliert die den repräsentativen Anlagen zugeordnete Zahl und Gesamtnennleistung der im Gebiet befindlichen WKA. Daraus lässt sich dann der Skalierungsfaktor bestimmen, mit dem die 28 Zeitreihen der Messung gewich-

tet wurden. Der Gesamtverlauf der Stromeinspeisung aus WKA für das Jahr 1999 ergibt sich anschließend durch die Addition dieser gewichteten Referenzverläufe. Insgesamt sind dadurch nahezu 80% der Ende 1999 installierten Leistung in Höhe von 4443 MW erfasst. Für 2000 erfolgt die Berücksichtigung der zusätzlich installierten Leistung durch die Normierung der Summe der hochskalierten repräsentativen Verläufe auf die am Ende des Jahres vorhandene entsprechenden Gesamt-Nennleistung in Höhe von 6112 MW.

Tabelle 3.3: Zuordnung von Anlagen aus umliegenden Gebieten zu den Messstandorten. Angabe des Gewichtungsfaktors für die Skalierung.

Standort (Kurzname)	Nennleistung in kW	Summenleistung im		Anzahl der Anlagen im zugeordneten Gebiet	Faktor
		zugeordneten Gebiet in kW			
alte01	150	177231		320	1181,5
bass01	20400	152729		299	7,5
dahl01	1500	64908		139	43,3
deli01	800	222360		293	278,0
fehm02	200	109948		238	549,7
graa01	250	79227		156	316,9
greb04	150	90140		171	600,9
hage01	280	74185		193	264,9
hamb01	600	88810		144	148,0
hams01	5730	206620		386	36,1
hilk02	80	198545		265	2481,8
hohe01	110	35045		86	318,6
kais06	1500	317885		583	211,9
krag01	30	64205		124	2140,2
lauc01	500	116949		131	233,9
lind01	150	306203		629	2041,4
pode01	800	52951		98	66,2
raps01	300	110610		227	368,7
ruet01	60	116320		260	1938,7
schm01	200	85515		126	427,6
schu01	250	180522		398	722,1
soel01	200	164714		264	823,6
syke01	250	54095		165	216,4
toss01	1200	159077		289	132,6
vien01	75	177370		257	2364,9
wenn01	300	90599		191	302,0
wiel01	55	40995		190	745,4
wust01	500	145270		228	290,5

Vom Basisfall 2000 ausgehend sind die Zeitreihen für 2010 und 2020 unter Berücksichtigung der steigenden Anteile der Offshore-Nutzung entwickelt worden. Dabei spielen die vorhandenen Messtandorte an der Küste die Rolle der Offshore-Anlagen. Diese Vereinfachung ist mangels vorhandener Offshore-Anlagen derzeit trotz der Vernachlässigung vieler Effekte legitimes Mittel zur Abschätzung eines solchen Zeitreihenverlaufs. Neben der stärkeren Gewichtung der Küstenstandorte ist für 2010 die Vollbenutzungsdauer aller WKA bezogen auf die Nennleistung auf 2300 Stunden erhöht, für die Betrachtung in 2020 liegt dieser Wert bei knapp 3000 Stunden. Im Resultat konnten so einige der Unsicherheiten der sonst üblichen Methode (s.o.) vermieden, andere Effekte wie z.B. regionale Ausgleichseffekte implizit berücksichtigt werden.



Bild 3.7: Zur Erstellung der Stromeinspeisungs-Zeitreihen durch WKA verwendete Standorte (X).

Die Qualität dieser Methode zur Bestimmung eines resultierenden Einspeiseverlaufs lässt sich anhand eines Vergleichs mit dem an der Uni Oldenburg entwickelten Prognosesystem *Previento* zeigen. Die mit *Previento* erzeugte Vorhersage der Windstromeinspeisung erfolgt auf Basis der gemessenen Windgeschwindigkeiten, ist somit also unterschiedlich zum beschriebenen Verfahren der Zeitreihenerzeugung. Die Validierung ist für das Jahr 1999 durchgeführt worden. Bild 3.8 zeigt den Verlauf einiger Tage von erstellter Zeitreihe sowie der Prognose mit *Previento*. Es ist

offensichtlich, dass eine gute Übereinstimmung erzielt wird. Die merklichen Abweichungen der beiden Verläufe in der Nacht sind vermutlich auch darauf zurück zu führen, dass das Prognosetool (nach Aussage der Ersteller) für die Nächte generell zu geringe Erträge vorhersagt. Die gute Übereinstimmung wird noch deutlicher durch die statistischen Kennwerte veranschaulicht. Der RMSE („root mean square error“) als Maß für die Abweichung der Zeitreihen voneinander, liegt beim Vergleich der Stunden-Zeitreihen Upscaling und Previento-Vorhersage bei 10%. Die Korrelation beider Verläufe beträgt 90%. Eine hohe Korrelation sagt aus, dass das zeitliche Verhalten der beiden Verläufe analog ist.

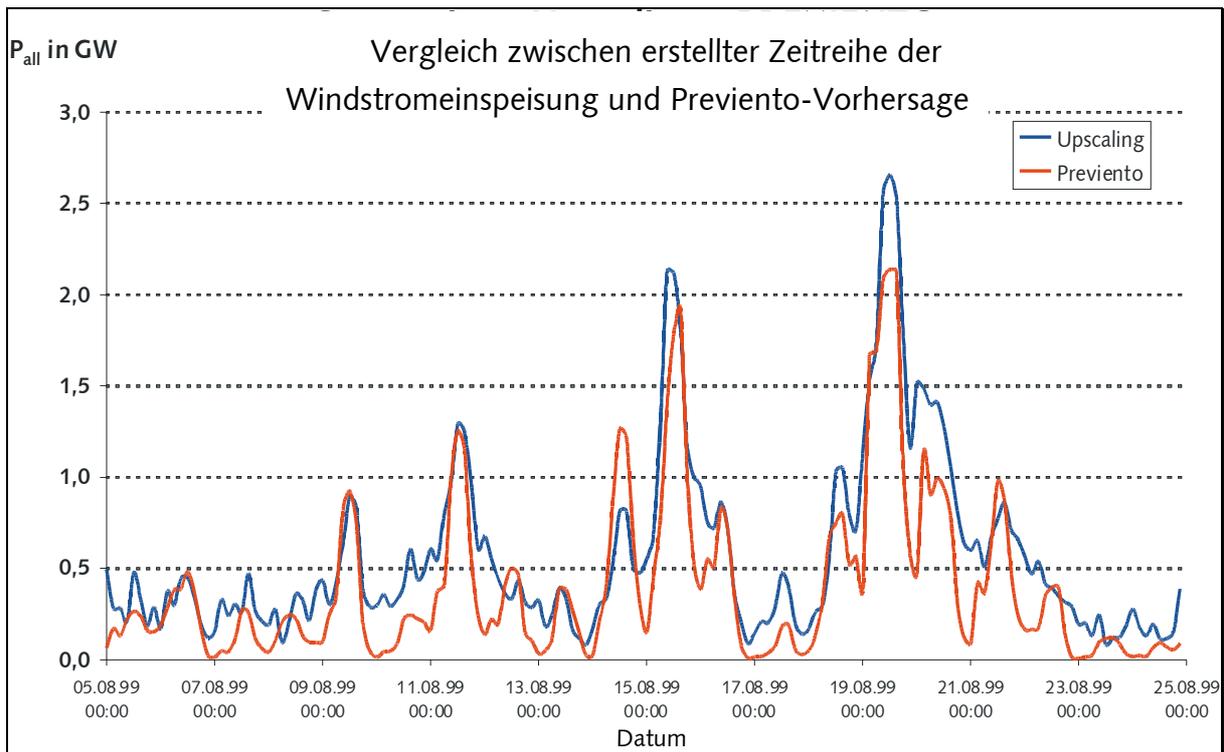


Bild 3.8: Vergleich zwischen erzeugter Zeitreihe (schwarz) und der mit Previento erzeugten Vorhersage für den gleichen Zeitraum (grau) basierend auf den gemessenen Windgeschwindigkeiten.

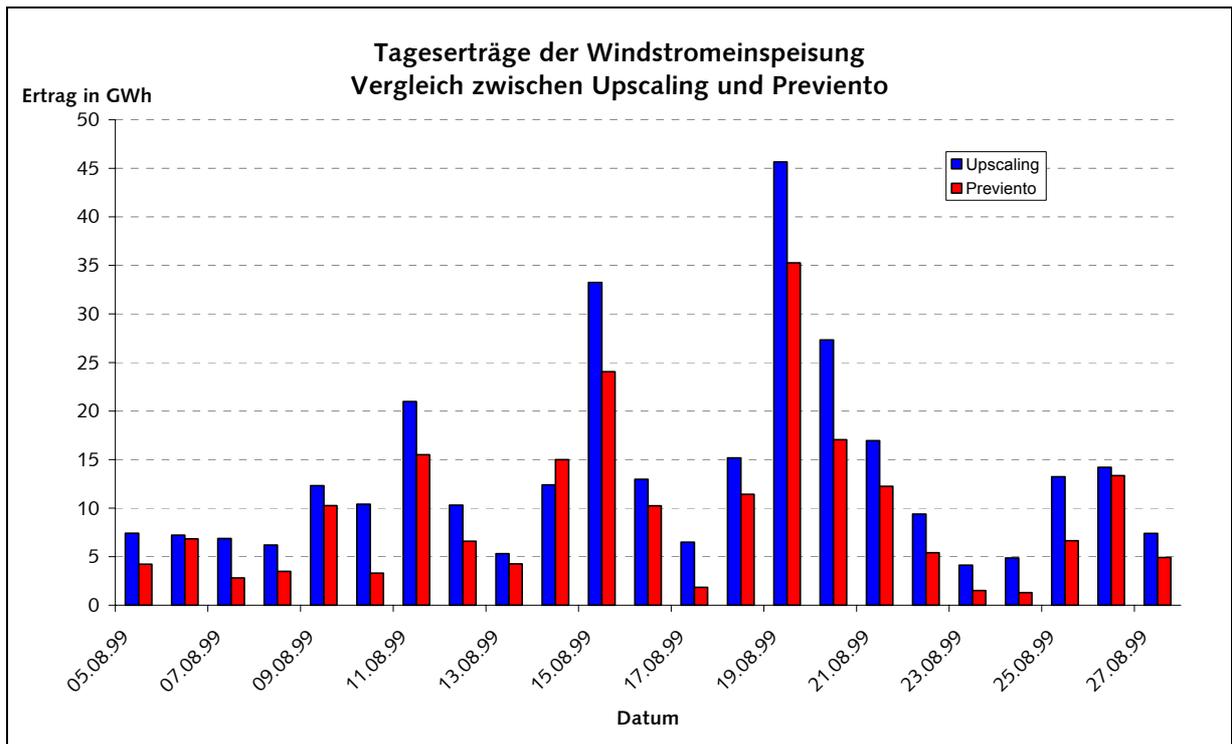


Bild 3.9: Vergleich der erzielten Tagessummen durch Upscaling-Methode und Previento-Vorhersage. Die Ursache der geringeren Werte der Previento-Vorhersage sind im Wesentlichen in der schon erwähnten nächtlichen Unterschätzung der Stromerzeugung zu finden.

Die Güte der Methode zur Bestimmung eines repräsentativen Einspeiseverlaufs der WKA in Deutschland zeigt sich umso deutlicher, wenn die Abweichungen zwischen der erstellten Zeitreihe und der Previento-Vorhersage mit dem an Einzelanlagen validierten Vorhersagefehler der Prognosesysteme verglichen werden; diese liegen etwa auf gleichem Niveau, was ein gutes Ergebnis darstellt, (vgl. hierzu auch [Krämer02]).

Nicht unerwähnt bleiben soll jedoch auch, dass durch die Skalierung und Gewichtung der Messergebnisse auch Messfehler überproportional in die Zeitreihe einfließen können, so dass es im Einzelfall zu deutlichen Abweichungen von einer Messung kommen könnte. Aufgrund des betrachteten Zeitraumes und des betrachteten Gebietes ist allerdings davon auszugehen, dass sich solche Fehler statistisch herausmitteln (was durch die vergleichsweise guten Statistik-Werte auch gezeigt werden konnte).

4 Derzeitige Struktur und Funktionsweise der Stromerzeugung

In diesem Abschnitt werden zunächst die Anforderungen an den Elektrizitätssektor dargestellt. Es folgt ein kurzer Abriss über die politischen Rahmenbedingungen, die den Stromsektor beeinflussen. Anschließend wird auf die wirtschaftliche Struktur der Stromversorgung eingegangen, zuletzt wird die Frage der technische Randbedingungen der Stromversorgung, insbesondere die Frage der Regelung, auch hinsichtlich der Anbindung der Stromerzeugung aus Windenergie, thematisiert.¹⁰

4.1 Anforderungen an die Elektrizitätswirtschaft

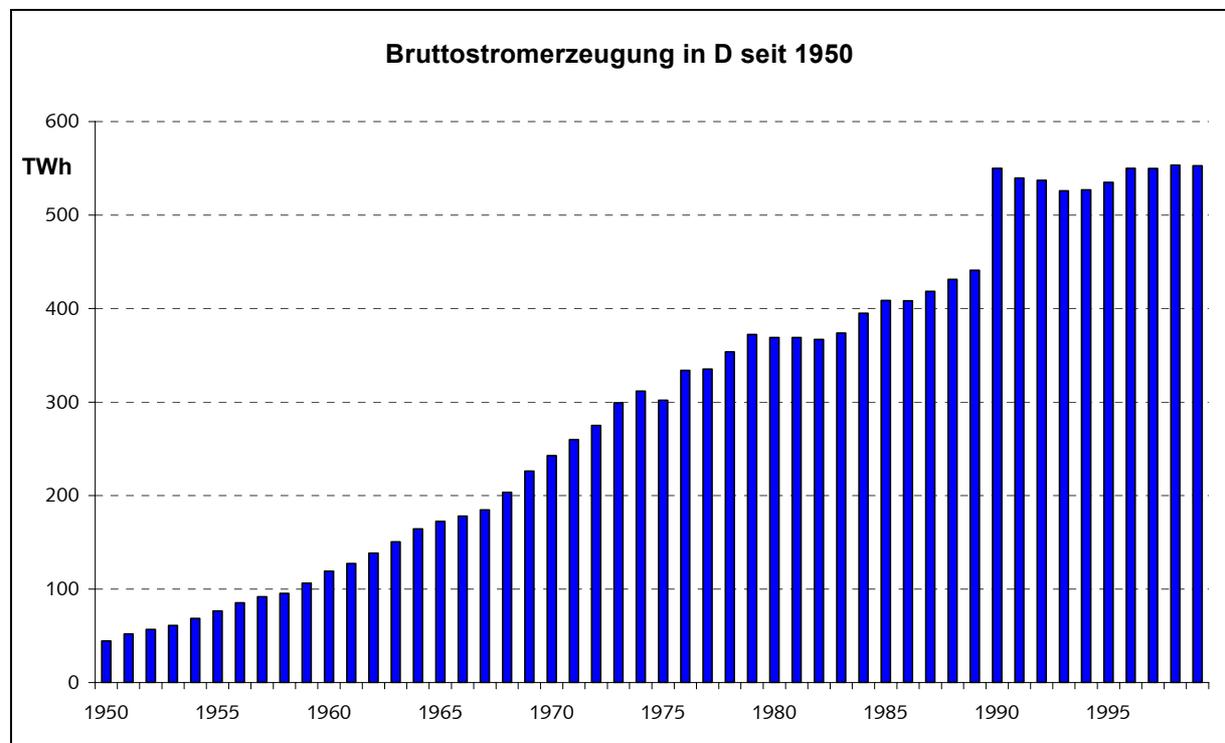


Bild 4.1: Entwicklung der Stromerzeugung in D seit 1950. Ab 1990 inkl. neue Bundesländer. Quelle: [DEBRIV02, BMWi01].

Die Verfügbarkeit von Elektrizität ist in hoch industrialisierten Ländern von überragender Bedeutung. Entsprechend ist auch in Deutschland der Bedarf stetig gewachsen (vgl. Bild 4.1). Auch die Verwendung elektrischen Stroms ändert sich in Richtung höherwertiger, komplexer Anforderungen: Weg von einfachen Aufgaben wie Beleuchtung und Heizung, hin zu einer Art „Lebenselixier“ für die Informationstechnologie (IT) oder andere neue Medien. Im Jahr 1999 nahm der Bereich Informa-

¹⁰ Vergleiche zu diesem Kapitel auch [Müller98]

tion und Kommunikation mit einem Anteil von 18% am Strombedarf den zweiten Platz hinter der Verwendung des Stroms zur Kraftumsetzung ein [VDEW01] (vgl. Kapitel 5).

Vor diesem Hintergrund ist die Versorgungssicherheit, d.h. die Verfügbarkeit von Elektrizität zu jeder Zeit an jedem Ort (im betrachteten Gebiet), zentraler Bestandteil der Anforderungen an den Stromsektor. Darüber hinaus sind die Aspekte der Wirtschaftlichkeit sowie der Umweltverträglichkeit als Leitprinzipien vorgegeben. Man spricht deshalb auch von einem *Anforderungsdreieck*, in dem die genannten Aspekte so berücksichtigt werden, dass als Ergebnis ein ausgewogener Energiemix entsteht. Die Anforderungen verhalten sich dabei nicht statisch, sondern richten sich nach gesellschaftlichen Bedürfnissen oder auch politischen Vorgaben.

4.2 Die politischen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätssektor

Aufgrund der herausragenden Bedeutung der zur Verfügungsstellung von Strom, wird trotz der prinzipiell marktwirtschaftlichen Struktur des Elektrizitätssektors (vgl. nächster Abschnitt) von Seiten der Politik durch Gesetze und Vorschriften ein deutlicher Einfluss ausgeübt. Die gesetzliche Grundlage bildet das 1998 völlig überarbeitete Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Darin ist neben dem schon erwähnten Anforderungsdreieck die Umsetzung der durch die EU-Richtlinie vorgegebenen Liberalisierung des Strommarktes festgeschrieben [EnWG98]. Darüber hinaus sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das kürzlich erneuerte Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz als politische Rahmenbedingungen der Stromerzeugung zu nennen. Mit beiden Gesetzen wird versucht, die Anteile der erneuerbaren Energien einerseits sowie die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung andererseits an der Elektrizitätsversorgung zu steigern (vgl. [EEG00, KWKG02]). Die Unterstützung erfolgt durch gesetzlich festgelegte Mindestvergütungen, die für aus regenerativen Energien erzeugten Strom sowie für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung vom Abnehmer, also dem Netzbetreiber, zu zahlen sind. Die entstehenden Mehrkosten können die Netzbetreiber in einem Umlageverfahren bundesweit zu gleichen Teilen an die Endverbraucher weitergeben. Weil dabei kein Geld durch staatliche Kassen fließt, gilt das EEG nicht als staatliche Beihilfe [EuGH01]. Dies hat, aufgrund der durch die Europäische Kommission überwachten Freizügigkeit des liberalisierten Strommarktes, entscheidende Bedeutung.

Neben diesen dargestellten grundlegenden Vorgaben gibt es eine Reihe weiterer Gesetze und Vorschriften durch die der Elektrizitätssektor geregelt wird. Wesentliche Bedeutung hat dabei die sog. Verbändevereinbarung. Diese regelt den

durch den liberalisierten Markt möglich gewordenen Zugang zu den Stromübertragungs- und -verteilnetzen. Anders als in den meisten anderen Ländern der EU, die einen regulierten Netzzugang praktizieren, wird in Deutschland der Netzzugang auf Basis der Verbändevereinbarung präferiert. Dabei handelt es sich um ein Vertragswerk, das von den im Elektrizitätssektor relevanten Gruppierungen der Erzeuger, der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie der Verbraucher vereinbart wurde. Durch dieses Übereinkommen der Beteiligten, wodurch v.a. Verwaltungsaufwand reduziert werden soll, handelt es sich nicht mehr um eine reine Form des verhandelten Netzzugangs, der das Gegenstück zum regulierten Netzzugang darstellt. Entscheidend ist jedoch, dass die deutsche Regelung nicht von einer Behörde vorgegeben wird. Die mittlerweile vorliegende *Verbändevereinbarung II plus* regelt insbesondere die Frage der sog. Durchleitung von Strom und den damit verbundenen Aspekt der Netznutzungsentgelte (vgl. [VVI98, VVIIplus01]).

4.3 Die wirtschaftliche Struktur des Elektrizitätssektors

Durch die Liberalisierung des Stromsektors haben sich die Unternehmensstrukturen erheblich geändert. Ein wesentliches Element der Liberalisierung ist die Auftrennung der sog. vertikalintegrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Einzelunternehmen, die zuständig sind für Erzeugung, Verteilung und Vertrieb. Diese neuen Unternehmen konkurrieren dann in den einzelnen Sparten untereinander, darüber hinaus werden neue Marktteilnehmer erwartet. Zunächst hat sich jedoch statt einer Zunahme an Unternehmen im Elektrizitätssektor ein entgegengesetzter Trend entwickelt: Insbesondere im Bereich der Großunternehmen fanden Zusammenschlüsse statt (z.B. PreussenElektra und Bayernwerk zu E.ON sowie RWE und VEW zur neuen RWE) [Hartung02, VDEW02].

Im Bereich der Stromversorgung existieren derzeit ca. 900 (vertikal integrierte) Unternehmen in Deutschland, darüber hinaus 50 Erzeuger und 150 Stromhändler [VDEW02, DVG01]. Neben den aus den ehemaligen Verbundunternehmen entstandenen sechs Großunternehmen EON, RWE, VEAG, EnBW sowie der HEW und BEWAG handelt es sich zumeist um Stadtwerke oder andere öffentliche Regionalversorger. Der Anteil der sog. Independent Power Producer (IPP) ist noch gering. Beim Anteil an der Stromerzeugung liegen die 6 großen Unternehmen mit 80% der gesamten Nachfrage deutlich vor dem Rest der Erzeuger [VDEW02].

Im Bereich der Stromübertragung und Verteilung ergibt sich eine ähnliche Struktur. Aufgrund der historisch bedingten Verknüpfung zwischen Erzeugern und Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, betreiben die ehemals integrierten Unternehmen nach der Liberalisierung ihre Netze in (lediglich) bilanztechnisch unabhängigen Unternehmen (so existieren z.B. unter dem Dach der E.ON Holding AG die

Unternehmensteile E.ON Kraftwerke sowie E.ON Netz unabhängig voneinander). Weil es sich bei dem Stromnetz um ein sog. natürliches Monopol handelt (vgl. [Pfaff93]) ist in diesem Sektor die max. Anzahl der Unternehmen praktisch vorgegeben; sie wird sich eher noch verringern, da dadurch weitere Kosten eingespart werden können.

Der Bereich des Stromvertriebes hat im Gegensatz zu den anderen Bereichen in den vergangenen Jahren eine erheblich Zunahme an Unternehmen erfahren, insbesondere weil durch die Etablierung des Stromhandels an den Börsen (EEX, LPX) auch neue Marktteilnehmer, die Stromhändler, entstehen konnten. In einem durch die Liberalisierung möglich gemachten Wettbewerb der Stromanbieter, wurde in den letzten Jahren mit hohem Marketingaufwand Strom als Produkt etabliert. Die unter technischen Gesichtspunkten zum Teil unhaltbaren Werbeaussagen sollten den Kunden und Kundinnen suggerieren, sie könnten eine bestimmte Sorte Strom beziehen. Aufgrund des Bestrebens der Unternehmen möglichst viele Neukunden zu gewinnen, war zunächst auch eine Strompreissenkung zu beobachten. Diese Preisabschläge sind mittlerweile wieder geringer geworden [VDEW00, VDEW02a]. Abgesehen von den Haushaltskunden ist es insbesondere im Bereich der sog. Sondervertragskunden aufgrund des Wettbewerbs zu Preissenkungen gekommen (vgl. [Erber00, VDEW02b]).

Prinzipiell bedarf es im Privtkundenbereich auch nach der Liberalisierung der Genehmigung der zuständigen Behörde, wenn neue Strompreise angeboten werden sollen. Dies betrifft in erster Linie den Stromvertrieb. Im Stromverteilungssektor wird eine gewisse Transparenz erzielt durch den Veröffentlichungszwang der Netznutzungsentgelte (vgl. hierzu auch Untersuchungen wie [BEI02]). Der Stromerzeugungssektor unterliegt mit Einschränkungen der freien Preisgestaltung durch den Markt. Bei der Bildung der Strompreise für den Endkunden, spielt jedoch der Anteil für die Erzeugung eine vergleichsweise geringe Bedeutung (siehe auch Bild 4.2). Dies ist insbesondere bei der Beurteilung möglicher Preiserhöhungen durch eine vermehrte Nutzung regenerativer Energien von Bedeutung. Derzeit verursachen die auf den Endkunden umgelegten Vergütungen für die Nutzung regenerativer Energien einen Strompreisaufschlag in Höhe von etwa 0,2 Cent pro kWh [BET01].

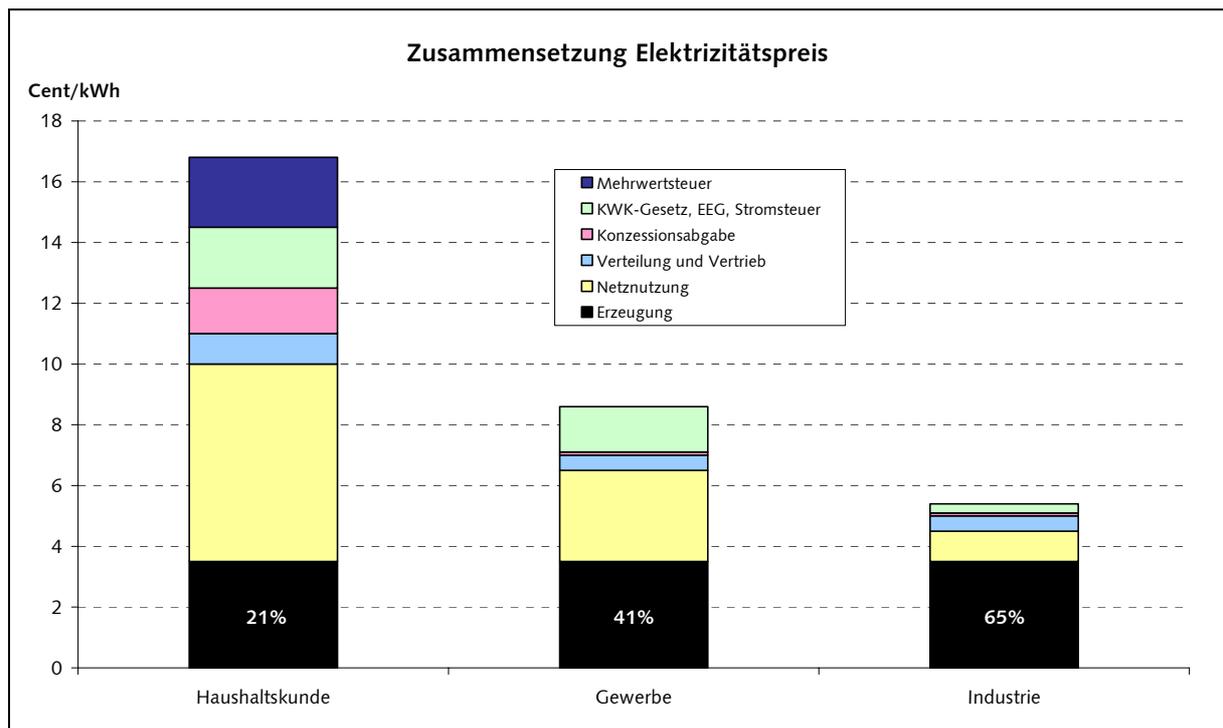


Bild 4.2: Zusammensetzung des Strompreises bei Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde. Entnahme aus Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsebene. Der Prozentwert gibt an, wie hoch der Anteil der Erzeugungspreises am Gesamtpreis ist. Quellen: [HauptPfaff01, VDEW02a].

4.4 Das derzeitige Stromerzeugungssystem

4.4.1 Erzeugungsstruktur

Derzeit sind in Deutschland etwa 118 GW Kraftwerksleistung installiert. In Bild 4.3 ist die jeweils installierte Leistung, unterschieden nach Primärenergieträgern, dargestellt. Aufgrund unterschiedlicher Ausnutzungsfaktoren, ist bei der Jahresstromerzeugung die in Bild 4.4 dargestellte Aufteilung gegeben. Anhand der dadurch bestimmaren Vollbenutzungstunden der jeweiligen Technologie lässt sich eine Einteilung in drei verschiedene Kategorien vornehmen: Im *Grundlastbereich* werden Kraftwerke eingesetzt, die deutlich über 6000 Stunden im Jahr in Betrieb sind. Dazu eignen sich insbesondere Technologien, deren Brennstoffkosten niedrig sind (z.B. Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke). Typische *Mittellastkraftwerke* sind die Steinkohlekraftwerke, deren jährliche durchschnittliche Betriebsdauer bei etwa 4000 Stunden liegt. Unter die Kategorie der sog. *Spitzenlastkraftwerke* fallen typischerweise die gas- und ölbefeuerten Anlagen. Deren durchschnittliche Vollaststundenzahl beträgt z.T. nur wenige Hundert Stunden.

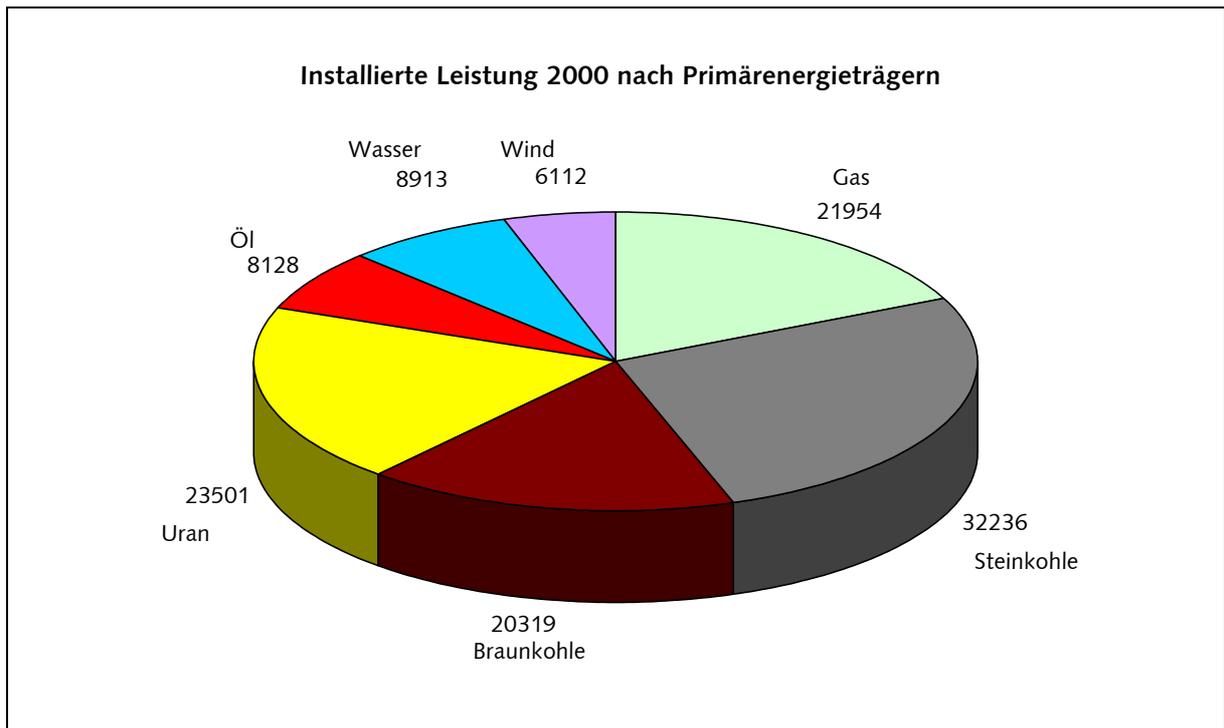


Bild 4.3: In 2000 installierte Kraftwerksleistung in Deutschland nach Primärenergieträgern. Quelle: [VIK02]

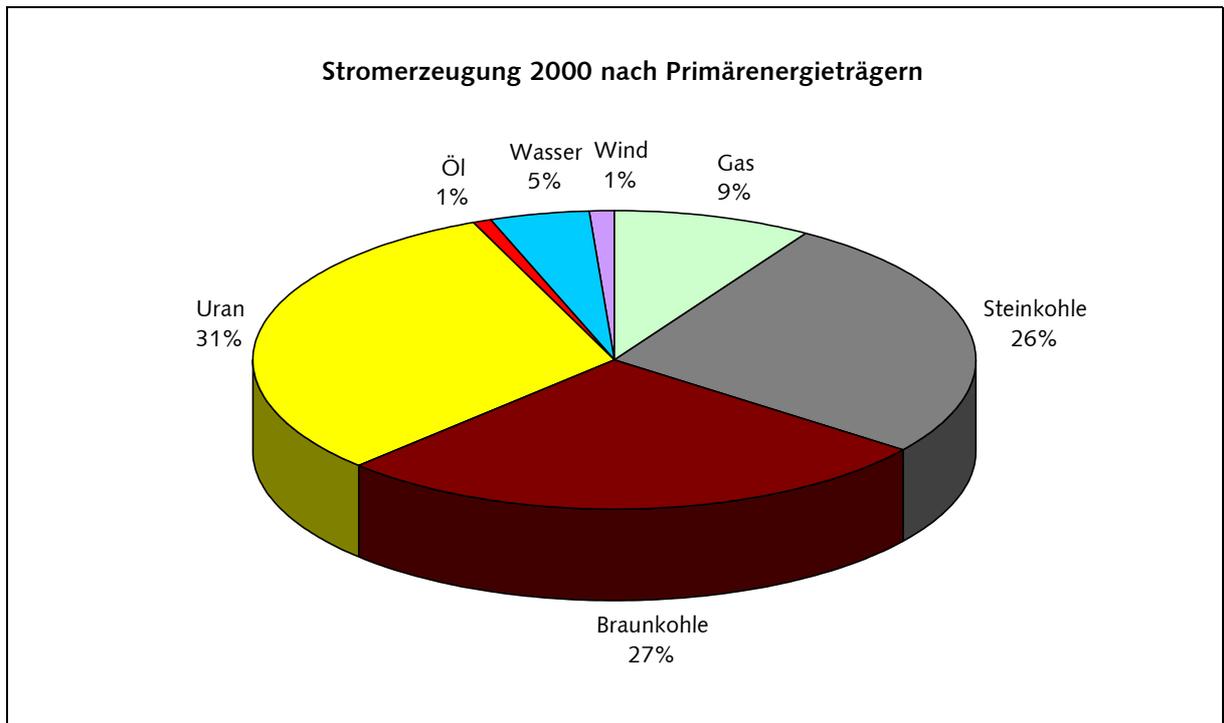


Bild 4.4: In 2000 erzeugter elektrischer Strom. Quelle: [VIK02]. Vgl. auch [VDEW02f]

Der Einsatz der verschiedenen Kraftwerkstypen orientiert sich neben den ökonomischen Randbedingungen auch an den technischen Möglichkeiten. Atom- und Braunkohlekraftwerke sind technisch nur eingeschränkt regelbar. Wenn ein Kraftwerksblock völlig abgeschaltet wurde, so ist ein erneutes Anfahren mit hohem zeit-

lichem und zusätzlichem Brennstoffaufwand verbunden. Während bei AKWs insbesondere die (technologisch begründeten) Sicherheitsvorschriften einen fluktuierenden Betrieb unmöglich machen, liegt bei Braunkohlekraftwerken die technische Problematik bei den enormen Massenströmen an Primärenergieinput und den prinzipiell größeren Dimensionen, die einen wechselhaften Betrieb des Kraftwerks nicht erlauben. Deshalb sind Betreiber bestrebt, solche Anlagen ohne Unterbrechung (bis auf notwendige (jährliche) Revisionsarbeiten) in Betrieb zu lassen. Diesen sog. Grundlastkraftwerken kommt die Aufgabe zu, den (bisher) permanent vorhandenen Bedarf von 30 bis 40 GW abzudecken. Die Mittellastkraftwerke dienen hauptsächlich dazu, die an Werktagen im Gegensatz zum Wochenende anfallende zusätzliche Last bereit zu stellen. Die Spitzenlastkraftwerke, zu den neben den Gas- und GuD-Kraftwerken auch die Pumpspeicherwassersysteme gehören, werden dann für den noch fehlenden Bedarf zu Spitzenzeiten eingesetzt. Eine Veranschaulichung der unterschiedlichen Flexibilität der Kraftwerkstypen und ihrer Einsatz-Planungshorizonte zeigt Bild 4.5 [STN02].

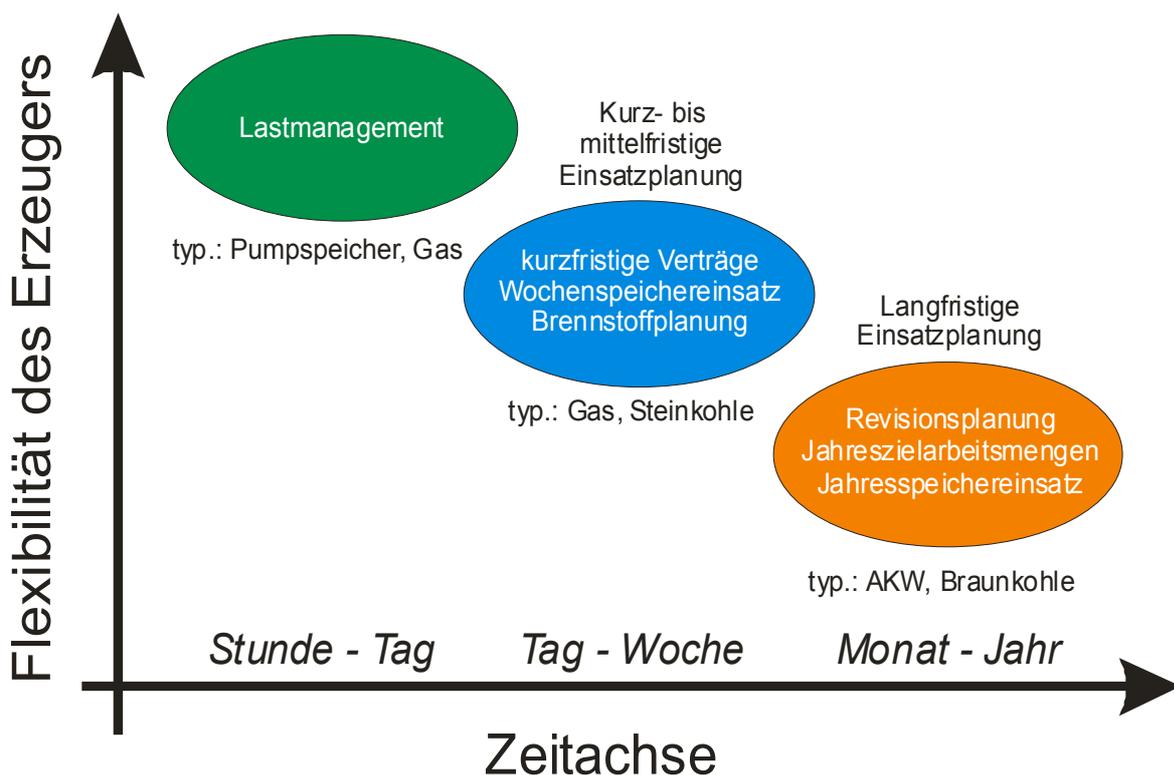


Bild 4.5: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung von Stromerzeugern unterschiedlicher Flexibilität. Üblicherweise wird „von rechts nach links“ geplant, die „Grundlast“ also zuerst abgedeckt.

Neben den Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung existieren auch insgesamt 11,5 GW Übertragungskapazität zu europäischen Nachbarländern, die zu Stromim- und export genutzt werden können [ETSO02]. Diese Kapazität ist aller-

dings auch Gegenstand langfristiger Stromlieferverträge, so dass sie nur in begrenztem Umfang für kurzfristigen Leistungsausgleich zur Verfügung steht.

4.4.2 Lastmanagement

Der erzeugte Strom muss über die vorhandene Stromnetzinfrastuktur zum Verbraucher geleitet werden. Dabei muss die Stromerzeugung zeitgleich und in gleichem Umfang wie die Nachfrage erfolgen, da Stromspeicher zum einen praktisch nicht zur Verfügung stehen (ausgenommen: Pumpspeicherwassersysteme) und zum anderen einen erheblichen Kostenfaktor darstellen (insbesondere aufgrund der mit der Speicherung verbundenen Verluste). Für die Einhaltung dieser elementaren Randbedingung sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. Diese sorgen mithilfe sog. Regelleistung dafür, dass die Netzfrequenz als Indikator für die Einhaltung der o.g. Randbedingung stets auf dem erforderlichen Niveau von 50 Hz verbleibt. Die genauen Regelungen bei einer signifikanten Abweichung der Netzfrequenz von der vorgegebenen Höhe sind im *Gridcode* dargelegt, den der Verband der Netzbetreiber (VDN) in Anlehnung an die Vorgaben der UCTE für alle Netzbetreiber verbindlich vorgibt [HeuckDett95].

Die Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Bild 4.6) bilden in ihrem Gebiet sog. Regelzonen. In diesen muss dann der Regelnetzbetreiber, der üblicherweise der Übertragungsnetzbetreiber ist, für die Übereinstimmung der Stromerzeugung mit der Stromnachfrage in der betreffenden Zone sorgen. Als Instrumente zur Umsetzung dient neben sog. Regelleistungen aus Kraftwerken innerhalb der Regelzone, die in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve unterschieden wird, auch der Strombezug aus anderen Regelzonen. Unterschieden werden muss hierbei zwischen der (hier nicht betrachteten) bilanztechnischen Erfüllung der Vorgabe eines ausgeglichenen Saldos (zwischen Nachfrage und Bereitstellung von elektrischer Leistung) und der rein technischen Problematik.

Zum Ausgleich auftretender Abweichungen zwischen Erzeugung und Nachfrage dient die Vorhaltung schnell veränderbarer Kraftwerksleistung. Dies bedeutet im Wesentlichen, dass große Dampfkraftwerke mit verringerter Leistung betrieben werden, die im Bedarfsfall meist automatisiert erhöht oder erniedrigt wird (Primärregelung, Sekundenreserve). Darüber hinaus stellt die Sekundärregelung (Minutenreserve) sicher, dass z.B. bei einem Kraftwerksausfall genügend Kapazität vorhanden ist, die dies kompensieren kann. Als Tertiärregelung werden ganze Kraftwerksblöcke verstanden, die zum Zwecke der Wiederherstellung des Normalbetriebes zur Verfügung stehen [Dany00].



Bild 4.6: Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland. Quelle: [DVG02]

Aufgrund des Zusammenschlusses der europäischen Übertragungsnetze zum europäischen Verbundnetz der *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE) sind die Auswirkungen kleinerer Ausfälle innerhalb eines Übertragungsnetzes vergleichsweise gering. Unter wirtschaftlichen Aspekten sind diese Schwankungen jedoch möglichst zu vermeiden, um den Kraftwerksbetrieb wenig verlustbehaftet durchführen zu können.

Als neues Instrument zur Allokation der zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung auf die sich ändernde Nachfrage, ist im Zuge der Liberalisierung in Deutschland auch die Strombörse eingeführt worden.¹¹ Obwohl die Börse von der Theorie her für die bestmögliche Verteilung der Ressource führt, wird bislang noch ein relativ geringer Anteil der Stromerzeugung in Deutschland dort gehandelt (in 2001 an der Leipziger Strombörse etwa 14 TWh, das entspricht 3% des Strombedarfs in Deutschland) [LPX02]. Für kurzfristige Angebots- und Nachfrageverschiebungen kann die Börse darüber hinaus derzeit nicht dienen, da sie als kurzfristiges Element den sog. day-ahead-Handel vorsieht. Alles was innerhalb eines Tages an Regelleistung benötigt wird, kann demnach nicht direkt von einer Preisbildung an der Börse profitieren.

4.4.3 Zukünftige Entwicklung der installierten Leistung

Der konventionelle Kraftwerkspark ändert sich aufgrund des mit den Lebensdauern der Kraftwerke verbundenen Ausscheidens von Erzeugungskapazitäten. Während derzeit mit einer installierten Leistung von über 118 GW deutliche Überkapazitäten vorhanden sind (was im Übrigen auch zu Preisverzerrungen innerhalb des liberalisierten Marktes führen kann), ist in den kommenden Jahren damit zu rechnen, dass ein zum Teil erheblicher Ersatzbedarf entsteht. Setzt man für bestehende Kraftwerke durchschnittliche Nutzungsdauern an (und berücksichtigt die durch die Vereinbarung zwischen Bundesregierung und Stromwirtschaft getroffenen Restlaufzeiten der Atomkraftwerke [Bund00]), so zeigt sich, dass bereits 2010 nur noch etwa 77 GW aktive konventionelle Kraftwerksleistung vorhanden sein wird. Geht man von einem Bedarf von etwa 90 GW zur Deckung einer Höchstlast von 80 GW aus (vgl. [DVG01a]), der durch den forcierten Ausbau der Windenergienutzung aus den bekannten Gründen (Leistungskredit) allein nicht gedeckt werden kann, so ergibt sich ein Kapazitätszubaubedarf von bis zu 13 GW. Für 2020 erreicht der Zubaubedarf bereits eine Größenordnung von über 50 GW (vgl. Bild 4.7).

Zusätzliche Bedeutung erlangt diese Entwicklung, wenn man bedenkt, dass die Planungs- und Entwicklungszeiten für Kraftwerksneubauten oftmals mehrere Jahre bis zu Jahrzehnten in Anspruch nehmen. Die Entscheidungen für den Kraftwerkspark 2020 werden also heute gefällt, was die Berechtigung einer heutigen Betrachtung über die kostenoptimale Struktur in 2020 hervorhebt.

¹¹ Darüber hinaus werden in Deutschland seit 2001 auch große Teile der Regelleistung in Ausschreibungen vergeben.

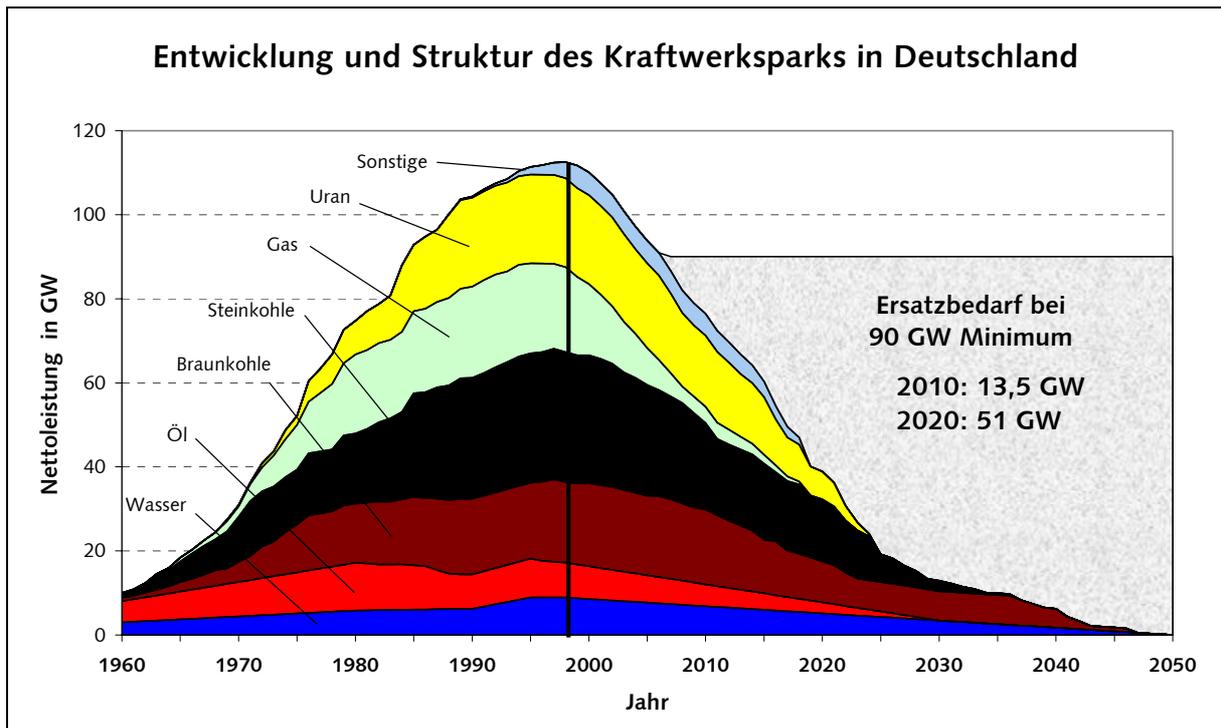


Bild 4.7: Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerksleistung in Deutschland bis 2050. Quellen: [BEI00, Markewitz99, Heithoff00]

4.5 Bewertung hinsichtlich einer zunehmenden WKA-Leistung

Für zunehmend größer werdende und unvorhersehbare Schwankungen der Nachfrage durch die Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen, wie sie in Kapitel 3 dargestellt wurde, ist die derzeitige Situation des Kraftwerkseinsatzes und der Kraftwerksregelung von Nachteil. Das heutige System geht von einer weitgehenden Planbarkeit des Kraftwerkseinsatzes aus (vgl. Abschnitt 4.4.2). Um auch weiterhin Leistungsbänder¹² handeln zu können, sind Betreiber insbesondere von unflexiblen Kraftwerken (AKW, Braunkohle) an einer geringen Schwankungsbreite der (resultierenden) Nachfrage interessiert, die einen weitgehend unbeeinflussten Einsatz ihrer Anlagen ermöglicht. Auch für die Netzbetreiber sind große Schwankungen durch fluktuierendes Winddargebot mit einem Mehraufwand an Regelung verbunden. Deshalb gehen derzeitige Bemühungen hinsichtlich der Einbindung großer Einspeisungen von WKA-Leistung hauptsächlich in Richtung einer verbesserten Vorhersagbarkeit der Stromeinspeisung durch WKA (vgl. z.B. [strom02]). Die angestrebten Vorhersagezeiträume von 36-48 Stunden sind auf die derzeitigen Bedingungen des Kraftwerkseinsatzes und des Lastmanagements abgestimmt. Doch sollte sich die

¹² Ein Leistungsband beschreibt eine in einer Vereinbarung zwischen Stromanbieter/-versorger und Stromkäufer definierte Strommenge und -leistung zu einer bestimmten Zeit, die vom Stromanbieter geliefert wird (Bandlieferung).

bisherige Vorhersagegenauigkeit (siehe Kapitel 3) nicht noch um eine Größenordnung verbessern lassen, so wären bei einer installierten Leistung von 40 GW WKA durchschnittlich bis zu 4 GW an Prognosefehlern (für Deutschland) möglich.¹³

Es ist deshalb fraglich, ob die bisherige Unterscheidung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast angesichts der zu erwartenden Zunahme an WKA-Leistung beibehalten werden sollte. In Kapitel 7 wird gezeigt, dass der resultierende Lastverlauf, aufgrund einer hohen Stromeinspeisung durch WKA eine gänzlich andere Struktur erhält. Darüber hinaus ist festzustellen, dass es das derzeitige „Grundlastband“ in der heutigen Form nicht mehr gibt, mithin der Begriff „Grundlastkraftwerke“ nicht mehr angebracht erscheint. Sollte der durch WKA erzeugte Strom auch bei den prognostizierten installierten Leistungen vorrangig in das Stromnetz aufgenommen werden, wovon in dieser Untersuchung ausgegangen wird, dann ist auch die gesonderte Ausweisung von „Regelenergie“ fragwürdig, da prinzipiell ja der gesamte konventionelle Kraftwerkspark zum „Ausregeln“ der verbleibenden Nachfrage eingesetzt wird.¹⁴ Das Potenzial der besonders gut zum fluktuierenden Windstrom passenden Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken (vgl. [FAZ02]) ist in Deutschland jedoch bereits weitgehend realisiert.

Hinsichtlich des Kraftwerksparks ist also zu entscheiden, ob an einer bisherigen Struktur („Strommix“) aus vergleichsweise wenigen flexiblen (z.B. Gas) und einem hohen Anteil permanent zu betreibender Kraftwerken festgehalten werden soll und damit auch hinzunehmen ist, im Zweifelsfall den durch WKA erzeugten Strom nicht in das Netz aufzunehmen, oder ob zur optimalen Ausnutzung des durch WKA erzeugten Stroms eine Anpassung der Kraftwerksparkstruktur angestrebt werden sollte. Der Ausbau der Windenergienutzung ist dabei nur eine von mehreren denkbaren Entwicklungen im Stromsektor, auch eine stärkere Dezentralisierung der Erzeugung wird diskutiert [Bitsch00, Kemnitzer00].

4.6 Modellkraftwerkspark

In WEsER sind 10 verschiedene thermische „Kraftwerke“ realisiert, die anlehnend an ihre jeweiligen Primärenergieträger folgende Bezeichnungen haben:

Gas1, Gas2, Stein1, Stein2, Braun1, Braun2, Uran1, Uran2, Öl1, Öl2.

Bei der Bildung dieser „repräsentativen Kraftwerke“ ist vorhandenes Datenmaterial über den existierenden Kraftwerkspark (vgl. [VDEW02, VDEW02a]) und Ab-

¹³ Dass kurzfristige Lastschwankungen jedoch nicht erst mit dem Ausbau der Windenergienutzung zu einer Herausforderung des Lastmanagements wurden, zeigt z.B. [strom02b].

¹⁴ In kleineren Regionen funktioniert die Integration der Windenergie bereits, wie [strom02c] zeigt.

schätzungen bezüglich zukünftig zu erwartender Entwicklungen (vgl. [BMW99]) der Erzeugungssysteme sowohl in Art (Brennstoff und Technologie) als auch in ihrer Größe (Nennleistung) so eingeflossen, dass alle wesentlichen Optionen in der Stromerzeugung berücksichtigt sind. Auf eine Implementierung von dezentralen Systemen wie Blockheizkraftwerken, Brennstoffzellentechnologie oder Photovoltaikanlagen wurde verzichtet, obwohl diesen Stromerzeugern verschiedentlich steigenden Anteile prognostiziert werden [Langniß98, LTI98, Nitsch02]. Das vorhandene (und sich aufgrund des geringen zusätzlichen theoretischen Potenzials zukünftig wenig ändernde) Potenzial an Erzeugungsleistung durch *Laufwasserkraftwerke* ist durch einen jahreszeitlich angepassten vorgegebenen Verlauf berücksichtigt. Ein *Pumpspeicherwassersystem* ist dergestalt umgesetzt, dass WEsER bis zu 5000 MW Leistung zum Erzeugen oder Speichern von Strom zur Verfügung steht. Über das gesamte Jahr betrachtet liegt der Nutzungsgrad bei 80%. Darüber hinaus existiert eine Option für *demand side management*, bei der bis zu 3000 MW Leistung verlagert werden können, so dass innerhalb von 24 Stunden kein Überschuss oder Bedarf an elektrischer Energie entsteht.

Die Parametrisierung der Modellkraftwerke erfolgt neben dem Primärenergieträger durch folgende Eigenschaften:

- Blockgröße (in MW_{el})
- Wirkungsgrad (elektrischer, netto)
- Investitionskosten (in EUR_{2000}/MW installierter Leistung)
- Nutzungsdauer (technische, in Jahren; gleichzeitig Zeitraum über den „abgeschrieben“ wird)
- Fixe Betriebskosten (in EUR_{2000}/MWh)
- Variable Kosten (ohne Brennstoffkosten, in EUR_{2000}/MWh)¹⁵
- Betriebsbedingte variable und fixe Kostenerhöhungsfaktoren aufgrund von Kaltstarts
- Technisches Potenzial (installierter bzw. installierbarer Leistung, in MW)
- Ausnutzungsfaktor (jährliche maximale Vollbenutzungsstunden)
- CO_2 -Emissionsfaktor (in kg/MWh_{el})

In der *Blockgröße* spiegelt sich zum einen die tatsächliche Verteilung der derzeit vorhandenen Erzeugungssysteme wider, zum anderen beinhaltet der Parameter die Erwartung, welche Größenordnung ein zukünftig zu bauendes Kraftwerk der

¹⁵ Zu den Brennstoffkosten siehe Kapitel 6.

jeweiligen Technologie haben dürfte. So scheint klar, dass Braunkohlekraftwerke kaum kleiner als in 500 MW-Einheiten neu gebaut werden, während es bei den Gas- und GuD-Kraftwerken auch kleinere Blöcke um 200 MW elektrischer Leistung geben wird. Entsprechend sind die Überlegungen bei den anderen Primärenergieträgern.

Der *Wirkungsgrad* ist bei allen Modellkraftwerken mit dem derzeitigen Stand der Technik erheblich höher, als er im Durchschnitt der heute am Netz befindlichen realen Kraftwerke liegt. Dies bedeutet bei der in Kapitel 7 beschriebenen Szenario-betrachtung zwar eine Überschätzung der Effizienz des heutigen Kraftwerksparks (mit entsprechend unterschätzten Emissionswerten), kann andererseits aber auch zu einer Unterschätzung der Effizienz zukünftiger Erzeugungsstrukturen führen. Um der Vergleichbarkeit der Szenarien untereinander Willen wurde darauf verzichtet, Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades zu implementieren.

Bei den *Investitionskosten* wurden die für einen Neubau eines solchen Kraftwerks notwendigen Gesamtkosten veranschlagt, die aus verschiedenen Quellen zusammengetragen werden konnten (vgl. [Schneider98, KuPfaffStr98, GEMIS01, Hillebrand01]). Mit Hilfe der *Nutzungsdauer*, die zwischen 20 Jahren bei Gas-/GuD-Kraftwerken und bis zu 40 Jahren bei Atomkraftwerken reicht, wurden die Kapitalkosten in das Modell integriert. Der angenommene Realzins von 4 Prozent wird dabei um einen Risikoaufschlag, der die Risiken der Kapitalbindung über die langen Zeiträume abdecken soll, in gleicher Höhe ergänzt.

Die *fixen Betriebskosten* bei einem Kraftwerk fallen an, wenn WEsER sich bei der Optimierung für den Einsatz eines Blockes entscheidet – unabhängig ob und wie lange der installierte Block dann auch Strom erzeugt. Diese Kosten beinhalten im Wesentlichen die Personalkosten und weitere erzeugungsunabhängige Faktoren wie z.B. Miete oder Versicherungen. Diese, ebenfalls der Literatur entnehmbaren Daten, weisen eine Bandbreite zwischen 15000 EUR/MWa bei den Gas-/GuD-Kraftwerken und bis zu 100000 EUR/MWa bei den Atomkraftwerken auf. Es wird angenommen, dass dieser Kostenfaktor keinen Schwankungen unterliegt und sich auch im Jahr 2020 noch in der genannten Größenordnung befinden wird. Gründe hierfür können darin gesehen werden, dass mögliche Einsparungen durch Rationalisierungen von Steigerungen der Ausgaben für anderen Posten (wie z.B. steigende Versicherungsprämien) kompensiert werden.

Der Kraftwerksbetrieb hat über die festen Kosten hinaus standardmäßig auch betriebliche *variable Kosten*. In diesen sind u.a. Aufwendungen für Schmiermittel und Kühlwasserbereitstellung enthalten. Sie liegen – abhängig von der Technologie

– in einer Größenordnung von bis zu 50% der Brennstoffkosten (vgl. [Schneider98]).

Bei einer außergewöhnlichen Fahrweise eines Modellkraftwerks, wie es z.B. das An- und Abfahren oder der Teillastbetrieb darstellen, fallen Zusatzkosten an. Diese sind in WEsER für den Fall der Inbetriebnahme eines Kraftwerks umgesetzt: Für das Anfahren eines Kraftwerks werden die Eigenschaften der jeweiligen Technologie berücksichtigt und in einem *variablen* sowie einem *fixen Erhöhungsfaktor* umgesetzt. In den *variablen Erhöhungsfaktor* fließen die Dauer eines Anfahrvorgangs und der Brennstoffmehrbedarf ein. Der *fixe Erhöhungsfaktor* berücksichtigt, dass durch einen Betrieb im Nichtauslegungsbereich ein erhöhter Verschleiß stattfindet [Benesch99, Strauß97].

Die Nichtberücksichtigung eines Teillastbetriebes erklärt sich aus der Modellstruktur. Aufgrund des linearen Ansatzes ohne ganzzahlige Variable, ist eine diskrete Betrachtung der einzelnen Blöcke und deren möglichen Teillastbetriebes nicht umsetzbar (vgl. auch Kapitel 6). Die beim Teillastbetrieb durch Wirkungsgradverluste entstehenden zusätzlichen Kosten fließen dadurch nicht in das Modellergebnis ein. Demgegenüber werden die (implementierten) Kosten für das Anfahren der Kraftwerke wahrscheinlich überschätzt, da Kaltstarts in der Realität soweit möglich vermieden werden, während sie im Modell vergleichsweise häufig vorkommen (können).

Der Parameter *technisches Potenzial* beinhaltet insbesondere die zukünftige Entwicklung der installierten Leistung konventioneller Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 4.4.3). Damit wird vorgegeben, wie viel Leistung jedes konventionellen Stromerzeugers WEsER im Betrachtungsjahr zu übernehmen hat (2020 existieren beispielsweise noch rund 39 GW). Berücksichtigt wird auch der im sog. Atomkonsens vereinbarte Ausstieg aus der Atomkraftnutzung.¹⁶

Der Ausnutzungsfaktor gibt an, wie hoch die Vollbenutzungstundenzahl der Modellkraftwerksblöcke maximal sein darf. Die angegebenen Werte (vgl. Tabelle 4.2) orientieren sich an den durchschnittlichen Ergebnissen der realen Kraftwerke, dabei insbesondere an den Braunkohle- und Atomkraftwerken, die aufgrund ihrer Bestimmung die höchsten Nutzungsgrade aufweisen. In WEsER bedeutet die Angabe des Ausnutzungsfaktors, dass die erzeugte elektrische Arbeit eines Modellkraftwerkstyps dividiert durch die installierte Leistung den vorgegebenen Wert nicht übersteigen darf (vgl. Kapitel 6). Dies kann in manchen Fällen bedeuten, dass zu-

¹⁶ Dies geschieht in Anlehnung an die aus den vereinbarten kWh Erzeugung berechneten Laufzeiten der AKW. Die „Abschaltzeitpunkte“ können sich jedoch je nach Ausnutzung der Anlagen und Verschiebung der Erzeugungs-Kontingente zwischen den AKW verändern.

sätzliche Modellkraftwerksblöcke „installiert“ werden, was zu Kostensteigerungen führt.

Aussagen über die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung, sind im Modell durch die Implementierung von *spezifischen Emissionsfaktoren* möglich. Pro kWh erzeugtem Strom wird dabei die vorgegebene Menge CO₂ emittiert. Die Emissionswerte beinhalten nach [GEMIS01] nicht nur die beim Betrieb anfallenden Emissionen, sondern auch die durch den Bau und Abriss entstehenden Kontingente. Dies führt z.B. dazu, dass auch Windkraftanlagen in geringem Maß Kohlendioxid emittieren, weil zu ihrer Herstellung sowie für Transport und Installation auf die vorhandene, kohlenstofflastige Energieversorgungsinfrastruktur zurückgegriffen werden muss. Je größer der Anteil regenerativer Energien an der gesamten Stromerzeugung, desto geringer fallen diese „Schatten-Emissionen“ aus. Die Wahl dieser sog. KEA-Emissionen führt bei der Einhaltung der später vorgegebenen Reduktionsziele zwar zu geringfügig strengeren Vorgaben, strukturell sind jedoch keine Probleme zu erwarten, weil der Anteil der beim Betrieb anfallenden Emissionen die anderen Bestandteile der KEA-Emissionen bei den relevanten fossilen Modellkraftwerken deutlich übersteigt.

In den nachfolgenden Tabellen sind für den „Standard“-Fall die zuvor erwähnten Parameter der Modellkraftwerke aufgelistet. Darüber hinaus befindet sich im Kapitel 7 (Tabelle 7.1) eine Darstellung der Parameter für einen an heutige Verhältnisse angepassten Modellkraftwerkspark.

Tabelle 4.1: Darstellung der Kraftwerksparemeter im Modell WEsER. Wasser1 (Laufwasserkraftwerke) ist informativ aufgeführt: Mit den angegebenen Werten lassen sich mit Hilfe des vorgegebenen Einsatzes die Kosten und Emissionen in das Modell integrieren.

Typ	BlockGr MW	WirkGrad	InvKost EUR/MW	AbschrDau a	Kapdienst EUR/MW _a	Fixe BetrKost EUR/MW _a	VarKost EUR/MW _{h_{el}}	CO2EmStrom kg/MW _{h_{el}}
Gas1	200	60%	650000	20	66204	15000	0,68	368
Gas2	500	60%	500000	20	50926	15000	0,68	368
Stein1	500	46%	950000	35	81513	40000	2,00	812
Stein2	750	46%	875000	35	75078	40000	2,00	812
Braun1	500	45%	1140000	35	97816	50000	3,36	933
Braun2	1000	45%	1225000	35	105109	50000	3,36	933
Uran1	750	33%	1700000	40	142562	100000	0,81	32
Uran2	1250	33%	1600000	40	134176	100000	0,81	32
Oel1	200	42%	750000	20	76389	25000	1,35	784
Oel2	500	42%	700000	20	71297	25000	1,35	784
Wasser1	150	100%	3500000	60	282793	150000	0,00	39

Tabelle 4.2: Für die Bewertung eines Anfahrvorgangs relevanten Parameter in WEsER sowie der maximale Ausnutzungsgrad (in Prozent der Jahresstunden) der unterschiedlichen Modellkraftwerke.

	DauerAnfahr <i>h</i>	BrennMehrBed	KWAnfFakVar	KWAnfFakFix	AusNutzFak
Gas1	1	20%	0	0,00	85%
Gas2	1	20%	0	0,00	85%
Stein1	6	50%	3	0,01	85%
Stein2	8	50%	4	0,01	85%
Braun1	9	50%	5	0,05	85%
Braun2	15	50%	8	0,05	85%
Uran1	24	50%	12	0,05	85%
Uran2	24	50%	12	0,05	85%
Oel1	2	25%	1	0,01	60%
Oel2	2	25%	1	0,01	60%
Wasser1	1	0%	0	0,00	50%

5 Stromnutzung

Stromerzeugung ist durch die Netzgebundenheit des Versorgungssystems unmittelbar mit der Stromnachfrage verknüpft. Eine Erzeugung ohne Berücksichtigung der Nutzung ist mithin unmöglich. In diesem Abschnitt wird neben der Darstellung von der Verwendung von Strom auf die historische Entwicklung des Strombedarfs eingegangen. Der für die WEsER-Modellbetrachtung entscheidende Aspekt der Stromnachfrage ist deren zeitlicher Verlauf, der deshalb ausführlich erörtert wird. Die unterschiedlich beurteilte zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland wird abschließend dargestellt und kritisch gewürdigt.

5.1 Verwendung von Strom

Elektrizität ist eine vergleichsweise sehr gut handhabbare Form von Energie. Sie ist universell einsetzbar, die Anwendungen reichen von einfachen Dienstleistungen wie Wärmebereitstellung bis hin zu komplexen Nutzungsformen zum Antrieb von (Kraft-)Maschinen oder auch für moderne Medien- und EDV-Anwendungen. Die (uneingeschränkte) Verfügbarkeit von elektrischem Strom ist für das Funktionieren der hoch technisierten „entwickelten“ Staaten eine essentielle Voraussetzung.

5.1.1 Physikalische Bewertung

Auch physikalisch betrachtet handelt es sich bei Elektrizität um eine hochwertige Energieform. Anders als z.B. bei der Wärmeenergie besteht Elektrizität aus reiner Exergie, also Energie, die Arbeit verrichten kann. Exergie kann prinzipiell vollständig in andere Energieformen umgewandelt werden. Anergie, der zweite Bestandteil von Energie, ist demgegenüber nicht in andere Energiearten überführbar. So ist z.B. die aus fossilen Brennstoffen mittels Verbrennung gewonnene Wärme nicht vollständig in Elektrizität umzusetzen. Es entstehen, abhängig von der Technologie, 40 (GuD-KW, höchstes Temperaturniveau) bis zu 70 Prozent (AKW, niedriges Temperaturniveau) Verluste in Form von „Wärmeabfall“, der in manchen Fällen aber noch genutzt werden kann (Fern- / Nahwärme, Prozesswärme usw.). Eine der Elektrizität vergleichbare Energieform ist die kinetische Energie (Bewegungsenergie), die ebenfalls zu 100% aus Exergie besteht. In der Stromerzeugung wird im Falle der Wasser- und Windkraftnutzung kinetische in elektrische Energie umgesetzt.¹⁷ In beiden Fällen entsteht nur wenig Anergie. Aus diesem Grund hat die Erzeugung von Elektrizität aus diesen regenerativen Energien prinzipielle Vorteile gegenüber der konventionellen Produktion mittels Dampfkraftmaschinen.

¹⁷ Im Fall der Wasserkraft wird zum größten Teil die potenzielle Energie genutzt.

Um diese physikalischen Aspekte durch eine ökonomische Bewertung in eine entsprechende sorgsamere Herstellung und Nutzung von Elektrizität umzusetzen, ist die Einbeziehung und Bewertung aller Prozesskettenglieder notwendig. Insbesondere die Bewertung von „Abfällen“ in der Stromerzeugung ist dann zu berücksichtigen. Dies beinhaltet neben den Emissionen wie CO₂ jedoch auch die Abgabe von Wärme an die Umgebung. Es bleibt abzuwarten, ob und ab welcher Höhe eine Kostenbewertung dieser Prozesskettenbestandteile bei der Stromerzeugung dazu führt, den physikalischen Tatsachen durch Marktverhalten zu entsprechen. Ein Schritt in diese Richtung ist der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, um die Abwärme als Nutzenergie zu verwerten. Hier gibt es allerdings auch Probleme dergestalt, dass die Verwendung der Abwärme auf einem gewissen Temperaturniveau einen geringeren Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung zur Folge haben kann und zudem die Stromproduktion an die Möglichkeit der Wärmeabgabe gekoppelt ist. Die umfangreichen Diskussionen um die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung gehen ausführlich auf diese Problematik ein (vgl. [AGFW00, BEI01]). Die Nutzung fossiler Brennstoffe erscheint deshalb insgesamt nur als Zwischenschritt der Stromerzeugung, der überwunden wird, sobald die Preise (für Elektrizität) Aspekte der Erzeugung wie z.B. Abfälle und Verluste in vollem Umfang wiedergeben (siehe hierzu z.B. auch [Müller00]).

5.1.2 Stromanwendungen

Strom wird derzeit immer noch hauptsächlich im Bereich der Krafterzeugung angewendet (z.B. Betrieb von elektrischen Maschinen). Mit 48% liegt dieser Anwendungsbereich deutlich vor der Verwendung für „Licht, Information, Kommunikation“ (18%), Prozesswärme in der Industrie (11%), und der Bereitstellung von Warmwasser, Raumwärme und Prozesswärme in Haushalt und Gewerbe (vgl. Bild 5.1).

Größte Verbrauchergruppe ist demzufolge der Industriebereich, gefolgt von den Haushalten sowie anderen Kleinverbrauchern (Handel und Gewerbe). Der Verkehrssektor stellt nur einen geringen Anteil (vgl. Bild 5.2).

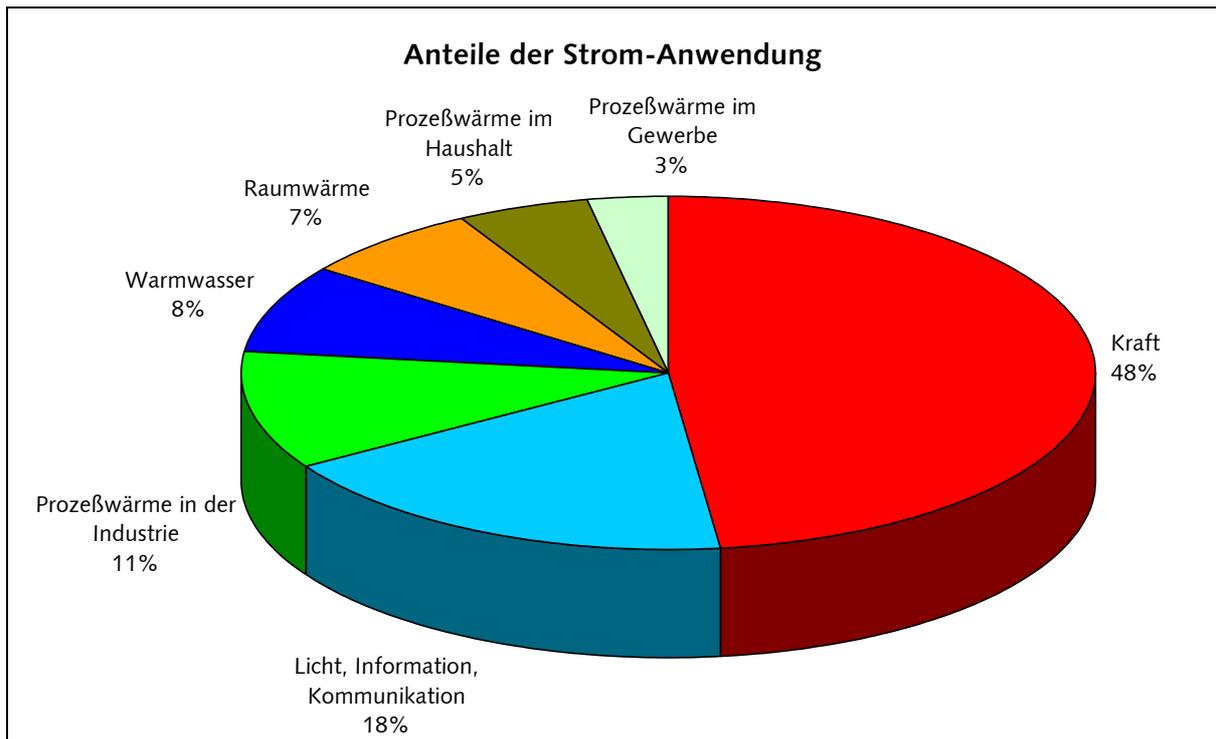


Bild 5.1: Anteile der Anwendungsbereiche für elektrischen Strom 1999. Der gesamte zur Wärmebereitstellung verwendete Anteil der Stromnutzung liegt bei gut einem Drittel. Quelle: [VDEW01]

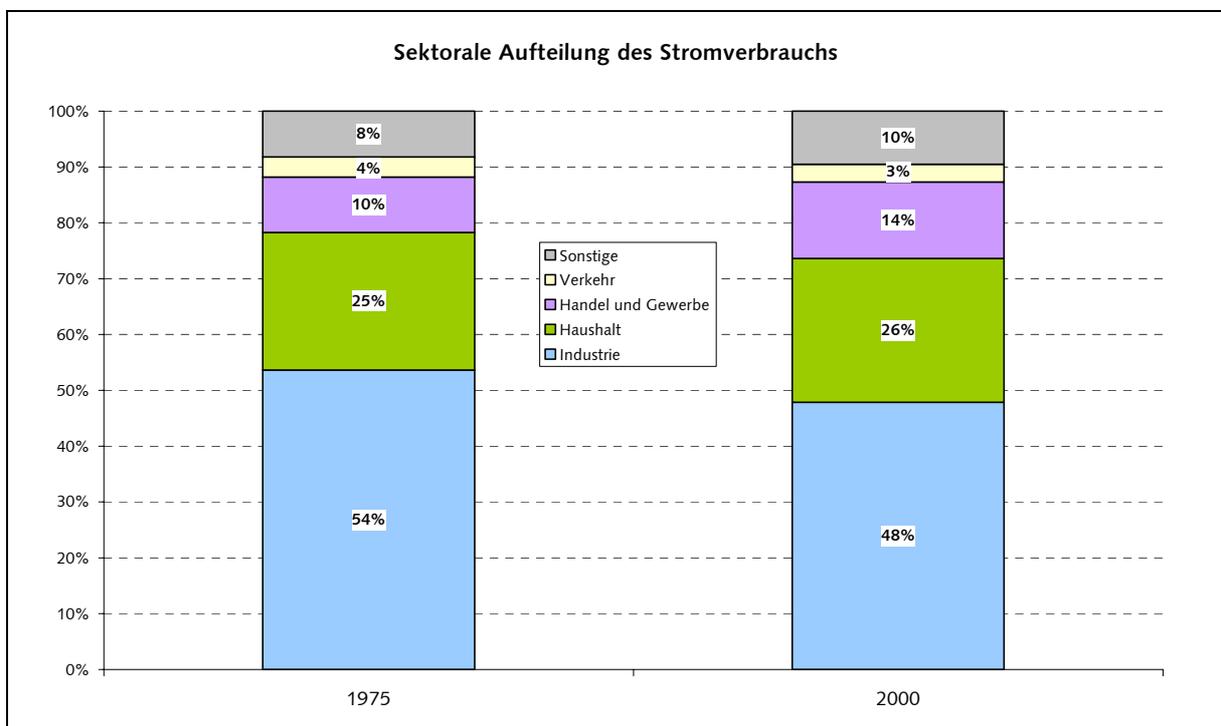


Bild 5.2: Anteile der Sektoren am Stromverbrauch 1975 (nur BRD) und 2000. Der Bedarf in der Industrie hat zu Gunsten der Haushalte und des Handels und Gewerbes Anteile verloren. Quelle: [VIK02]

Während die Zusammensetzung der stromverbrauchenden Geräte in der Industrie sich weitgehend auf Maschinen beschränkt, sind im Haushalt vielfältige Anwendungen üblich: Heizgeräte zur Raumwärmebereitstellung und Warmwasserbereitung, Maschinen wie Wasch- oder Spülmaschinen, Kältegeräte wie Kühlschrank oder Tiefkühltruhen sowie Unterhaltungs- und sonstige Elektronik. Dies hat Bedeutung für die Frage der Beeinflussungsmöglichkeiten der Stromnachfrage: Eine Maschine zur Herstellung eines Produktes kann weniger variabel eingesetzt werden als z.B. Kühlgeräte oder Waschmaschinen (vgl. Abschnitt 5.3).

5.2 Entwicklung des Stromverbrauchs

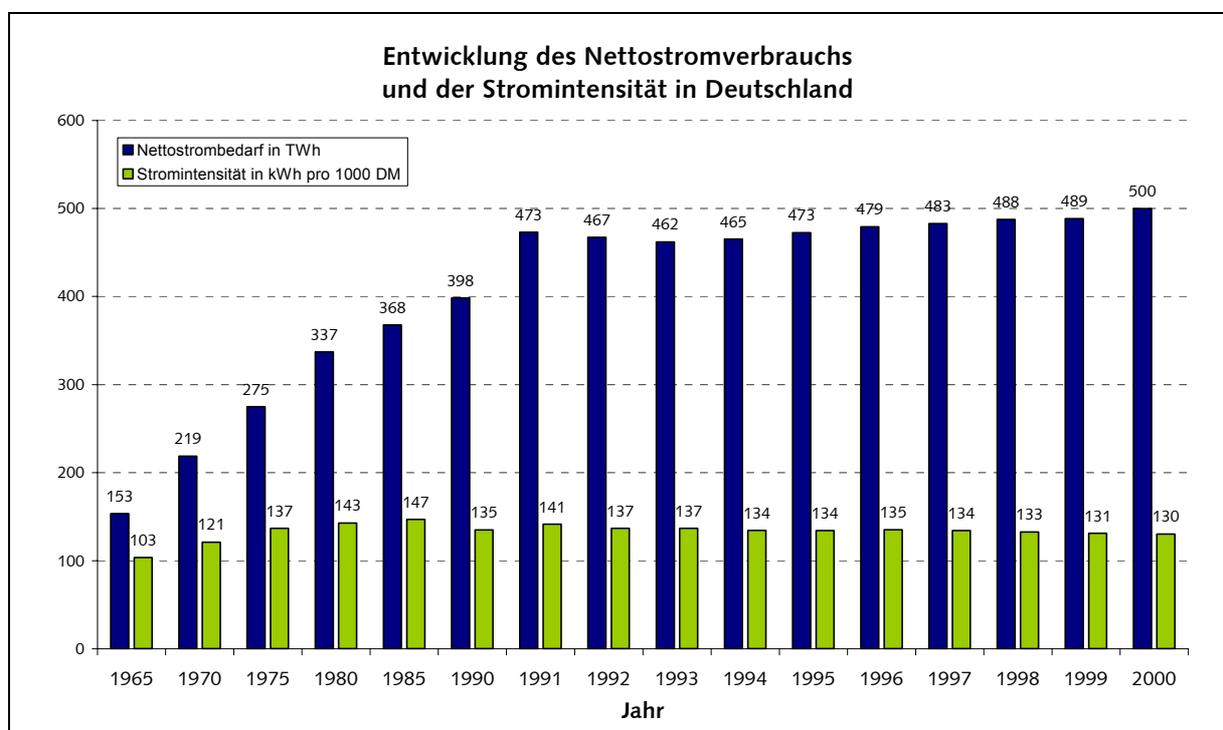


Bild 5.3: Nettostromverbrauch und Stromintensität im Vergleich. Bis einschließlich 1990 ohne DDR/neue Bundesländer. Quelle: [VIK02, BMWi01]

Die Nachfrage nach Elektrizität ist in den vergangenen Jahren mit Ausnahme der Umbruchphase nach Vereinigung von BRD und DDR, während der in Ostdeutschland viele industrielle Verbraucher verschwanden, aber auch eine Effizienzsteigerung bei den übrigen Verbrauchern stattfand, stets angewachsen. Im Jahr 2000 ist ein Nettostrombedarf von gut 500 TWh zu decken gewesen (vgl. Bild 5.3). Die jährliche Steigerungsrate des Verbrauchs ist jedoch kontinuierlich gesunken. Lagen die Werte in den 50er Jahren noch deutlich über 10%, so hat in den vergangenen 10 Jahren das Wachstum meist bei etwa einem Prozent stagniert [VDEW02]. Die Stromintensität, d.h. der Strombedarf bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt,

hat demgegenüber abgenommen, von einem Höchstwert von 147 kWh/1000 DM₁₉₉₅ in 1985 auf derzeit 130 kWh/1000 DM₁₉₉₅ [VIK02].

Die in Bild 5.3 dargestellte Entwicklung hat verschiedene Ursachen: Aufgrund starken Wirtschaftswachstums ist der Strombedarf generell gestiegen. Dies ist auf erhöhte Produktion von Waren und Gütern in der Industrie aber auch einer steigenden Anwendung von elektrischen Geräten in den Haushalten zurückzuführen. Dass die Steigerungsrate jedoch stetig sinkt, hängt mit einem Effizienzwachstum bei der Herstellung der Produkte aber auch der Produkte selbst zusammen [Schiffer99]. Es ist zu erwarten, dass weitere Innovationen in der Stromanwendung, die zu geringeren Leistungsaufnahmen und Energiebedarf der Geräte und ihrer Herstellung führen, die Stromeffizienz weiter steigern, so dass sogar insgesamt mit einer Verringerung des Strombedarfs, insbesondere hinsichtlich einer abnehmenden Bevölkerungszahl gerechnet werden kann (siehe auch Abschnitt 5.5).

5.3 Verlauf der Nachfrage

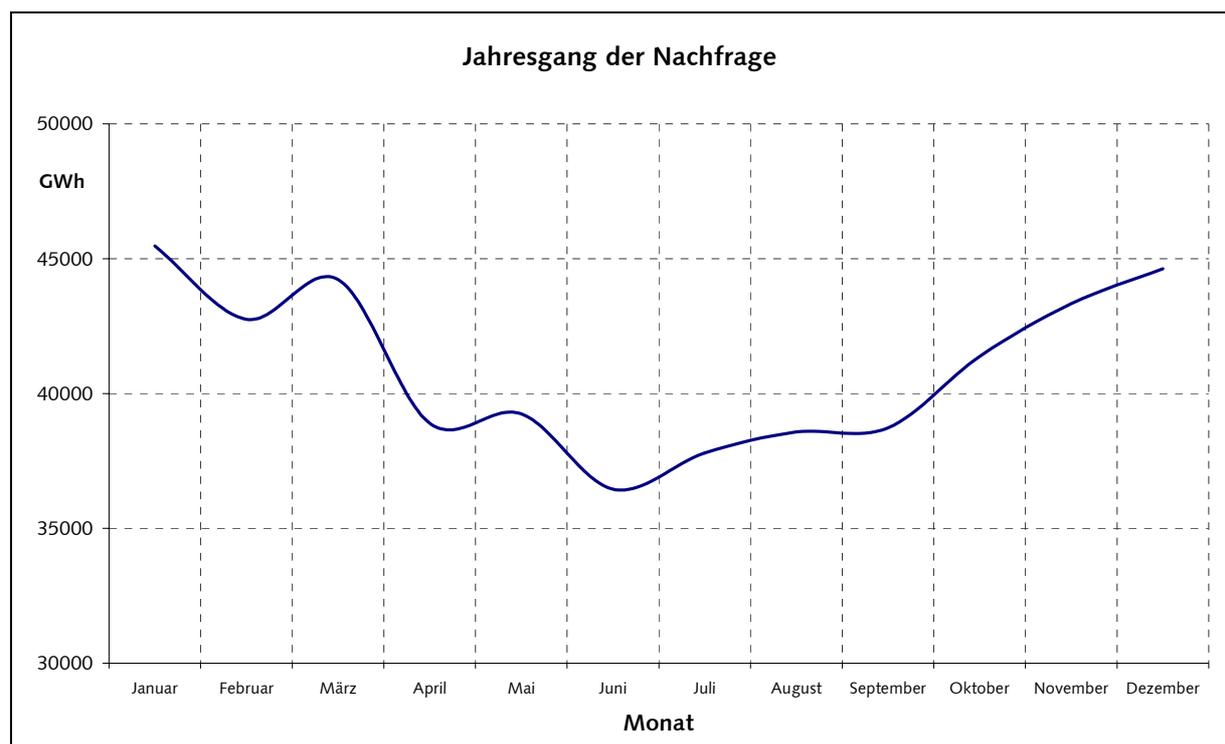


Bild 5.4: Jahresgang der Nachfrage in Deutschland 2000. Quelle: [UCTE01]

Bei dem Verlauf der Stromnachfrage sind unterschiedliche Einflüsse verschiedener Zeitskalen zu beobachten. Die jahreszeitlich sich ändernden Temperaturen und Tageslängen (Sonnenscheindauern) sorgen für einen ausgeprägten Jahresgang mit einem Hoch im Winter und einer Senke im Sommer (vgl. Bild 5.4). Ein Wochengang ist durch den unterschiedliche Bedarf an Werktagen und Wochenenden erkennbar, während der Tagesgang der Nachfrage geprägt ist von Nachttälern und Tagesspit-

zen, von denen es insbesondere im Winter auch mehr als eine geben kann (siehe Bild 5.5).

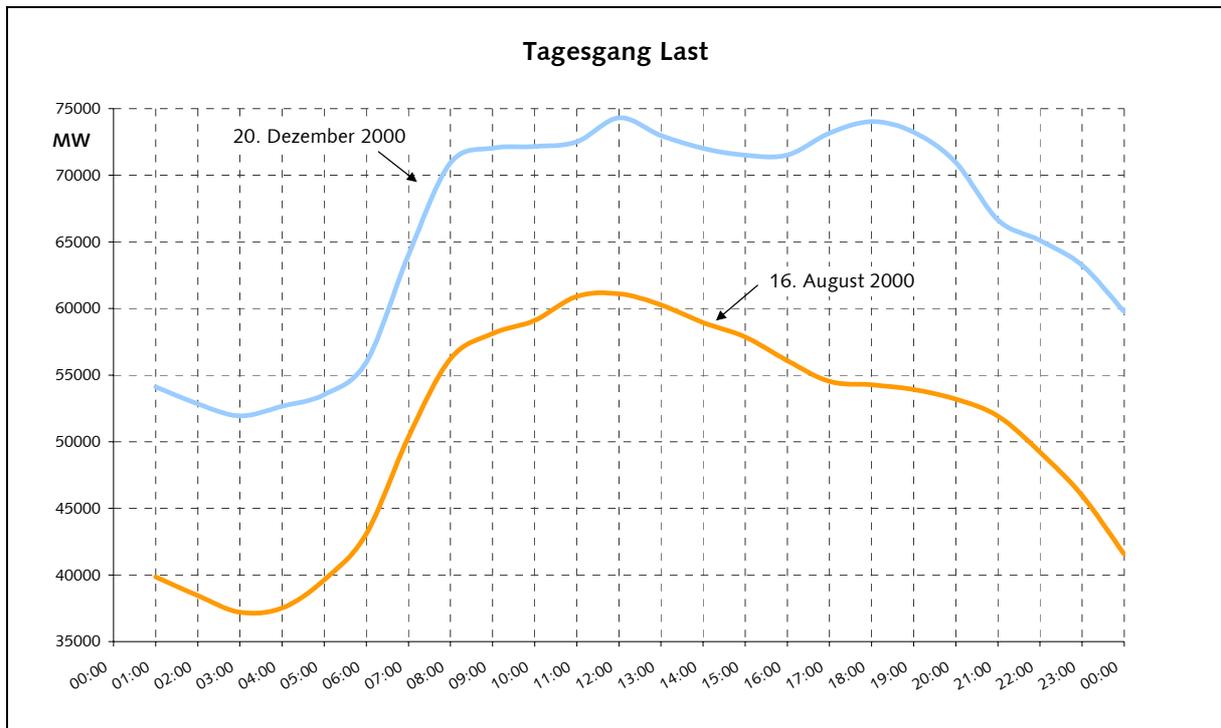


Bild 5.5: Verlauf der Nachfrage im deutschen Stromnetz an einem Sommer- und einem Wintertag 2000. Es handelt sich dabei um die zeitgleich addierten Verläufe der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Quelle: [UCTE01]

Die (im Winter) ausgeprägten Spitzen der Nachfrage sind im Wesentlichen Folge des Verbrauchs im Haushaltssektor. Die von der VDEW zur Verfügung gestellten Standardlastprofile zeigen, dass die Schwankungen hier im Vergleich zum Sektor Gewerbe und Dienstleistung deutlicher zu Tage treten (siehe Bild 5.6). Entsprechend der in Abschnitt 5.1.2 dargestellten Anteile beim Stromverbrauch wirken sich die Nachfrageänderungen im Haushaltssektor zusätzlich aus. Für den Industriesektor liegen zwar keine detaillierten Lastgangdaten vor, doch es darf davon ausgegangen werden, dass der Verlauf ebenfalls eine geringere Schwankungsbreite aufweist als der Haushaltssektor.

Eine Beeinflussung der Nachfrage scheint deshalb im Bereich der Haushaltskunden nahe zu liegen (siehe Abschnitt 5.4). Die Aufteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Geräteklassen ist in Bild 5.7 dargestellt (vgl. dazu auch [CamesPoe01]). Daraus wird ersichtlich, dass ein Anteil von 18% des Strombedarfs auf Kühlgeräte entfällt, deren Leistungsaufnahme von den Nutzern nicht bewusst gesteuert wird. In diesem Bereich besteht Potenzial zur Lastverlagerung.

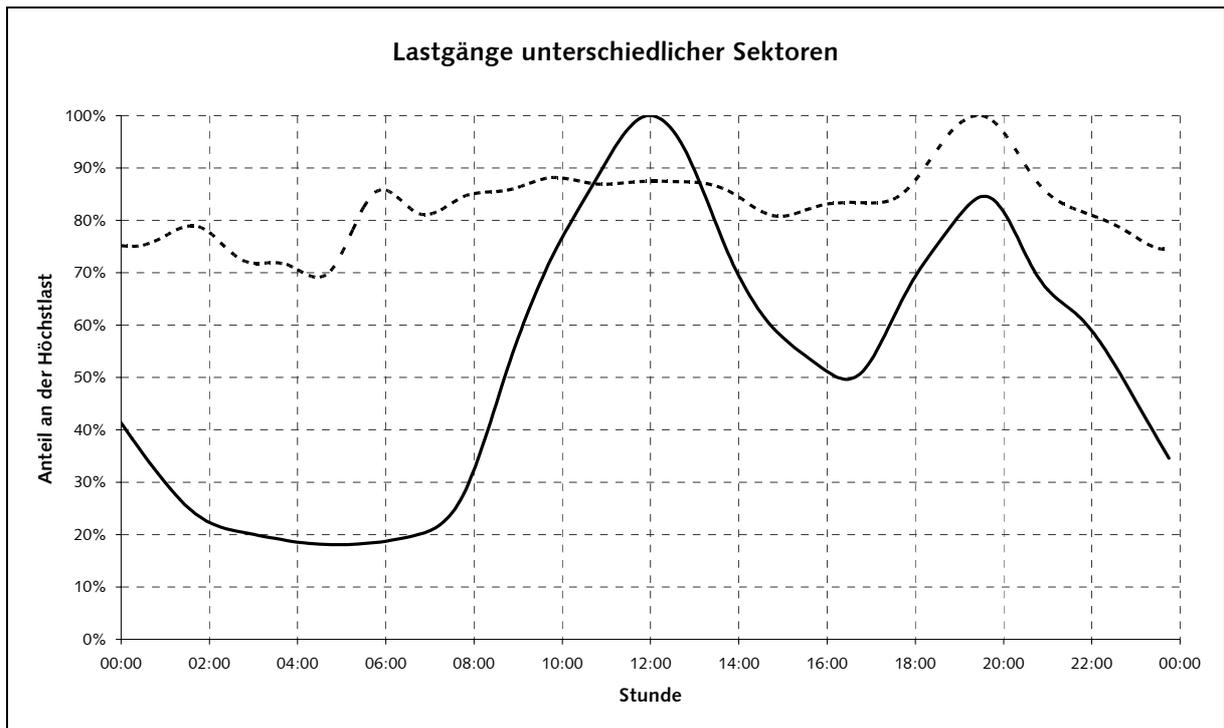


Bild 5.6: Vergleich des Nachfrageverlaufs von Haushaltskunden (durchgezogen) mit einem exemplarischen Verlauf der Last bei Gewerbe und Dienstleistern mit Kühlaggregaten, Büros, Schule u. ä. nach Vorgabe der Standardlastprofile (gestrichelt). Quelle: [VDEW02e].

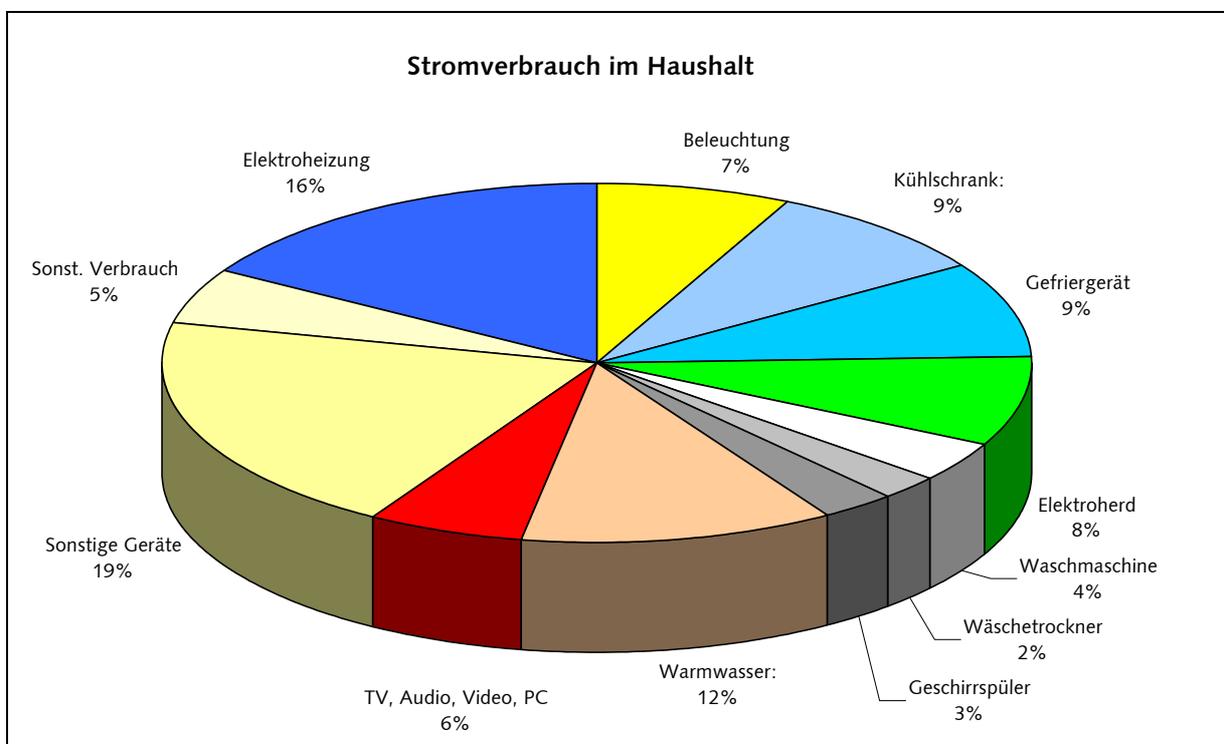


Bild 5.7: Aufteilung des Stromverbrauchs im Haushaltssektor auf die unterschiedlichen Geräte. Quelle: [VDEW97]

5.4 Demand Side Management

Die Beeinflussung der Nachfrage zum Zwecke einer Lastverminderung oder Lastverlagerung wird als *demand side management* bezeichnet. Damit wird versucht, die Struktur des Strombedarfs so an die Stromerzeugung anzupassen, dass diese möglichst kostengünstig erfolgen kann.

Eine der ersten und bis heute währenden DSM-Bemühungen der Stromversorger war die Einführung von elektrischen Nachtspeicherheizungen. Diese werden in der Nacht „geladen“, indem ein Wärmespeichermaterial durch eine Heizwendel erhitzt wird, und geben dann während des Tages die gespeicherte Wärme an die Umgebung ab. Durch diesen zusätzlichen elektrischen Stromverbrauch ist der Unterschied zwischen maximaler Last am Tag und minimaler Last in der Nacht deutlich verringert worden. Dies nutzt besonders einer Erzeugungsstruktur, in der große Kraftwerkseinheiten mit hohen Investitionskosten aber geringen Brennstoffkosten permanent betrieben werden (können). Weiteres Beispiel für eine induzierte zusätzliche Stromnachfrage während der Nacht sind die Autobahnbeleuchtungen in einigen europäischen Ländern (z.B. Belgien).

Neben der Anwendung des DSM zur Verlagerung von Nachfrage (damit diese vergleichmäßigt wird) ist die Verringerung von Nachfrage Mittel zur Verbrauchsbeflussung. Dazu wurden in der Vergangenheit von Stromversorgern häufig Anreizprogramme zum Einsatz von sparsamen Haushaltsgeräten oder Energiesparlampen durchgeführt. Auch Umrüstungen von Anlagen zur elektrischen Warmwasserbereitung zu zentralen Gas- oder Ölheizungen fallen in solche Angebote. Ein weitergehender Versuch, dynamisches demand side management mittels „Tarifampeln“ zu etablieren, bei der die Stromkunden ihren Verbrauch nach dem zeitlich veränderlichen Strompreis richten, ist in einem Modellprojekt in Eckernförde untersucht worden [Möh98].

Das in dieser Untersuchung angenommene Potenzial für ein demand side management bezieht sich ausschließlich auf die verlagerbare Last. Es wird unterstellt, dass insgesamt 3000 MW elektrischer Leistung bei Bedarf innerhalb 24 Stunden so verlagert werden können, dass im Saldo kein zusätzlicher Energiebedarf oder –überschuss entsteht. Grundlage dieser Überlegungen ist die in den Haushalten installierte Anzahl an Kühl- und Gefriergeräten. Bei einem nahezu 100% Versorgungsgrad (der rund 38 Mio Haushalte) und einer mittleren Leistungsaufnahme von etwa 120 W reichen bereits 10% „intelligente“ Kühlschränke aus, um die angegebene Leistung zur Verfügung zu stellen [DESTATIS02]. Die „intelligenten“ Kühlschränke schalten die Kompressoren (Stromverbraucher) dann an, wenn eine zentrale Leitstelle eine große Verfügbarkeit von Leistung diagnostiziert [FR00]. Zu anderen Zeiten wird die Leistungsaufnahme verzögert (ohne dass eine Verletzung der

Kühlvorschriften entsteht). Letztlich werden die Kühlgeräte und eigentlich sogar das Kühlgut als Speicher verwendet.

3000 MW dürften eher eine untere Grenze für das DSM darstellen. Weitere Potenziale bestehen in einer Steuerung von Wasch- und Spülmaschinen oder aber generell in einer stark flexibilisierten Tarifstruktur, die Kunden dazu veranlasst, ihre Strom verbrauchenden Geräte variierend während kostengünstiger Zeiten in Betrieb zu nehmen (oder nehmen zu lassen).

5.5 Zukünftige Entwicklung des Strombedarfs

Die Abschätzung der Höhe einer zukünftigen Stromnachfrage ist in der Vergangenheit in den seltensten Fällen von der realen Entwicklung bestätigt worden. Insbesondere bei der Prognose des Primärenergiebedarfs für Deutschland wurden besonders in den 70er Jahren deutlich zu hohe Annahmen veröffentlicht. Statt einer vorhergesagten Vervielfachung des Energiebedarfs trat im Gegenteil sogar ein Rückgang ein [Schiffer99].

Bezüglich der Stromnachfrage kann zwar prinzipiell davon ausgegangen werden, dass die Nutzung von Elektrizität in weiteren Bereichen Einzug hält, mithin eine Zunahme des Bedarfs entsteht (z.B. durch die Verbreitung von Mobiltelefonen und tragbaren Festnetztelefonen, die im Gegensatz zu früheren Telefonen mit Strom versorgt werden müssen), andererseits bleibt jedoch abzuwarten, inwieweit der zu erwartende Bevölkerungsrückgang und Einspareffekte durch effizientere Stromnutzung (Verringerung/Abschaffung von „Stand-By“-Verbräuchen usw.) einen gegenläufigen Trend initiieren und im Saldo sogar zu einem Rückgang des Strombedarfs führen.

In verschiedenen Untersuchungen wird allerdings davon ausgegangen, dass die Stromnachfrage bis 2020 um weitere 10% im Vergleich zum Jahr 2000 steigen wird. Beispielsweise gibt [ProgEWI99] für 2020 einen Strom-Endenergiebedarf von knapp 540 TWh an, während [Esso97] sogar von einer Bruttostromerzeugung von 661 TWh ausgeht, was eine Steigerung um 17% gleichkäme.

In dieser Untersuchung wird im Gegensatz dazu davon ausgegangen, dass der Nettostrombedarf 2020 sich auf dem gleichen Niveau wie 2000 bewegt: 500 TWh.

5.6 Erstellung des Referenz-Lastverlaufs

Die Datenlage bezüglich des Verlaufs der gesamten Stromnachfrage in Deutschland ist im Vergleich zu Ländern wie z.B. Spanien oder Frankreich schlecht. Es gibt keine kontinuierliche Aufzeichnung der Gesamtnetzbelastung. Die Liberalisierung des Strommarktes hat zudem die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veranlasst, sol-

che Informationen als vertraulich einzustufen, womit eine Einsicht de facto unmöglich wird. Als einziger Anhaltspunkt für das Verhalten der Nachfrage im deutschen Verbundnetz stehen die durch die UCTE/ETSO zur Verfügung gestellten Messdaten der dritten Mittwoch eines Monats [UCTE01]. Es ist davon auszugehen, dass hierfür die Netzlasten der einzelnen deutschen ÜNB zusammengefasst wurden, also keine Messung des Gesamtnetzes durchgeführt wird. Im Jahr 2000 wurden darüber hinaus erstmals die Lastverläufe an den Wochenenden vor den dritten Mittwochen herausgegeben. Die Daten liegen in einem stündlichen Zeitraster vor.

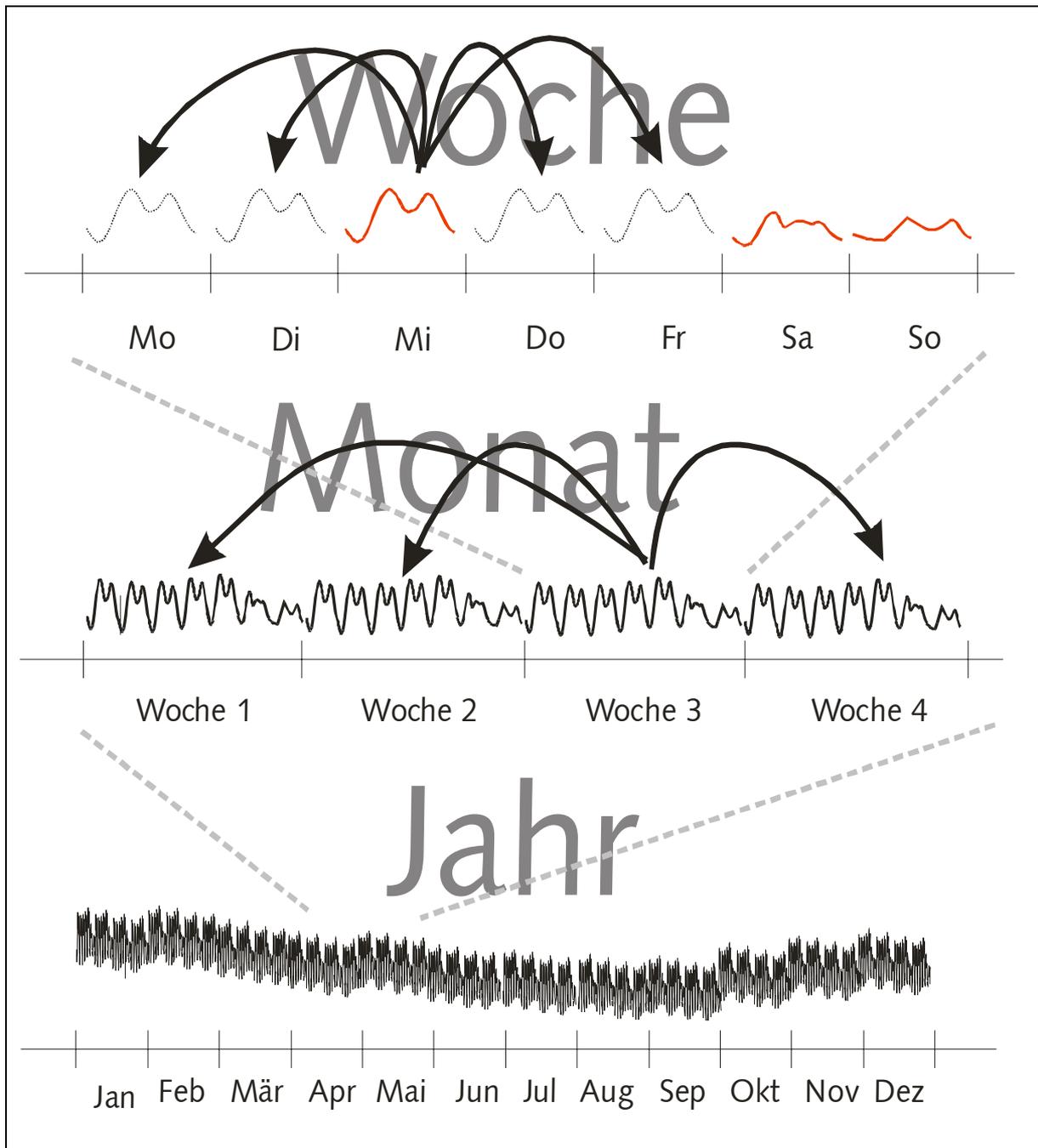


Bild 5.8: Schematische Darstellung der Konstruktion des in der Untersuchung verwendeten Lastgangs der Stromnachfrage.

Mit Hilfe dieser Informationen ist der für diese Untersuchung genutzte Lastgang der Stromnachfrage erzeugt worden. Als Repräsentant eines typischen Werktages wurden die Messdaten des dritten Mittwochs für alle Werktage desselben Monats übernommen. Die ebenfalls zur Verfügung stehenden Messungen des Wochenendes wurden analog auf die anderen drei Wochenenden des Monats übertragen. Feiertage wurden wie Sonntage desselben Monats behandelt (vgl. Bild 5.8).

Die entstandene Lastkurve wurde so skaliert, dass die Summe aller Stundenwerte über das betrachtete Jahr der angenommenen Nettonachfrage von 500 TWh entsprach.

Weil durch die stochastische Einspeisung des durch WKA erzeugten Stroms der Verlauf der *resultierenden Last* erheblich von der hier dargestellten Nachfrage abweicht, wurde darauf verzichtet, den Lastverlauf in höherer Detailliertheit zu konstruieren. Dies wäre z.B. durch die Berücksichtigung des Temperaturverlaufs möglich, oder indem einzelne Sektoren nachgebildet und addiert würden wie z.B. in [Quasch00]. Durch die hier dargestellte Art der Erzeugung eines Lastverlaufs sind die wesentlichen Merkmale mit hinreichender Realitätsnähe wiedergegeben, so dass die Zeitreihe als Grundlage der Modellbetrachtungen dienen kann.

Eine denkbare Erstellung des Lastgangs aus den VDEW-Standardlastprofilen [VDEW02e] würde aufgrund deren Beschränkung auf nur wenige bestimmte Verbrauchergruppen keine qualitative Verbesserung des synthetischen Lastverlaufs bedeuten. Entscheidende Nachfrager für den Gesamtbedarf wie etwa die Großverbraucher aus der Industrie sind nicht berücksichtigt. Für diese Untersuchung wurde deshalb auf diese Möglichkeit verzichtet.

6 Das Modell WEsER

Das Modell WEsER (Wind Energy substitutes conventional Electricity Resources) ist vor dem Hintergrund entwickelt worden, dass bei der zu erwartenden Zunahme der Stromerzeugung aus WKA (vgl. Kapitel 3) der konventionelle Kraftwerkspark angepasst werden muss, um insgesamt eine kostenoptimale Stromerzeugung zu ermöglichen. Dabei bezieht sich die Betrachtung allein auf die konventionellen Kraftwerke, deren Einsatz und Wahl im Zuge der Optimierung kostenminimal bestimmt wird. Die Einspeisung der durch WKA gelieferten Leistung wird vorgegeben und ist nicht Bestandteil der Optimierungsmatrix. Elementare Voraussetzung für diese Art der Betrachtung ist die Beibehaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) oder eines entsprechenden Regelwerkes, das zum einen mit der *Abnahmepflicht* sicherstellt, dass die durch WKA erzeugte Elektrizität in das öffentliche Stromnetz übernommen wird und gleichzeitig durch eine (kostendeckende) *Mindestvergütung* ausreichend Anreize zum Bau von WKA gibt. Kein anderes Instrument zur Förderung von REG hat in gleicher Weise zu einem derartigen Ausbau der Windenergienutzung geführt [MarkTim00, DLR00].

Die Grundhypothese des Modells wird durch folgende Aussage veranschaulicht:

*Durch zukünftig zu erwartende hohe (fluktuierende)
Einspeisung von Windstrom ändert sich die (kosten-)
optimale KW-Struktur in Richtung flexibler Erzeuger*

Damit ist der nahe liegende Effekt beschrieben, dass durch die Schwankungen der Windeinspeisung mit der Folge einer ebenso un stetigen resultierenden Last der Einsatz von sog. Grundlastkraftwerken wie AKW oder Braunkohlekraftwerken aufgrund ihrer (ökonomischen und technischen) Eigenschaften zurückgeht. Um das Gesamtsystem (mit Wind) kostenoptimal zu betreiben, *muss* der heutige hohe Anteil von solchen Anlagen verringert werden. Letztlich besagt die Hypothese, dass Windkraftanlagen diese Arten von konventionellen Stromerzeugern verdrängen.

Der Optimierungsalgorithmus von WEsER ist in der im wirtschaftswissenschaftlichen Bereich bekannten Umgebung GAMS (General Algebraic Modelling System) formuliert [GAMS02]. GAMS erlaubt eine weitgehend objektorientierte Herangehensweise und erleichtert so die Abbildung technologischer Gegebenheiten bei der Kraftwerkparametrisierung. Von der Programmieretechnik gesehen handelt es sich bei WEsER um ein LP (Lineare Programmierung)-Problem. Dies ist eine in der Energiewirtschaft häufig eingesetzte Methode, z.B. auch, um (kurzfristig) den Kraftwerkseinsatz eines Kraftwerksparkbetreibers betriebswirtschaftlich zu optimieren. Zur Berechnung wird der Solver CPLEX genutzt, der mithilfe eines *barrier-*

Algorithmus vergleichsweise schnell Ergebnisse auch bei komplexen Problemen liefert [ILOG02].

6.1 Modellstruktur

WEsER besteht aus drei Haupt-Teilen, die wiederum selbst aus Einzelkomponenten zusammengesetzt sind (vgl. Bild 6.1):

- Eingangsdaten
- GAMS-Modell
- Ergebnis-Tabellen

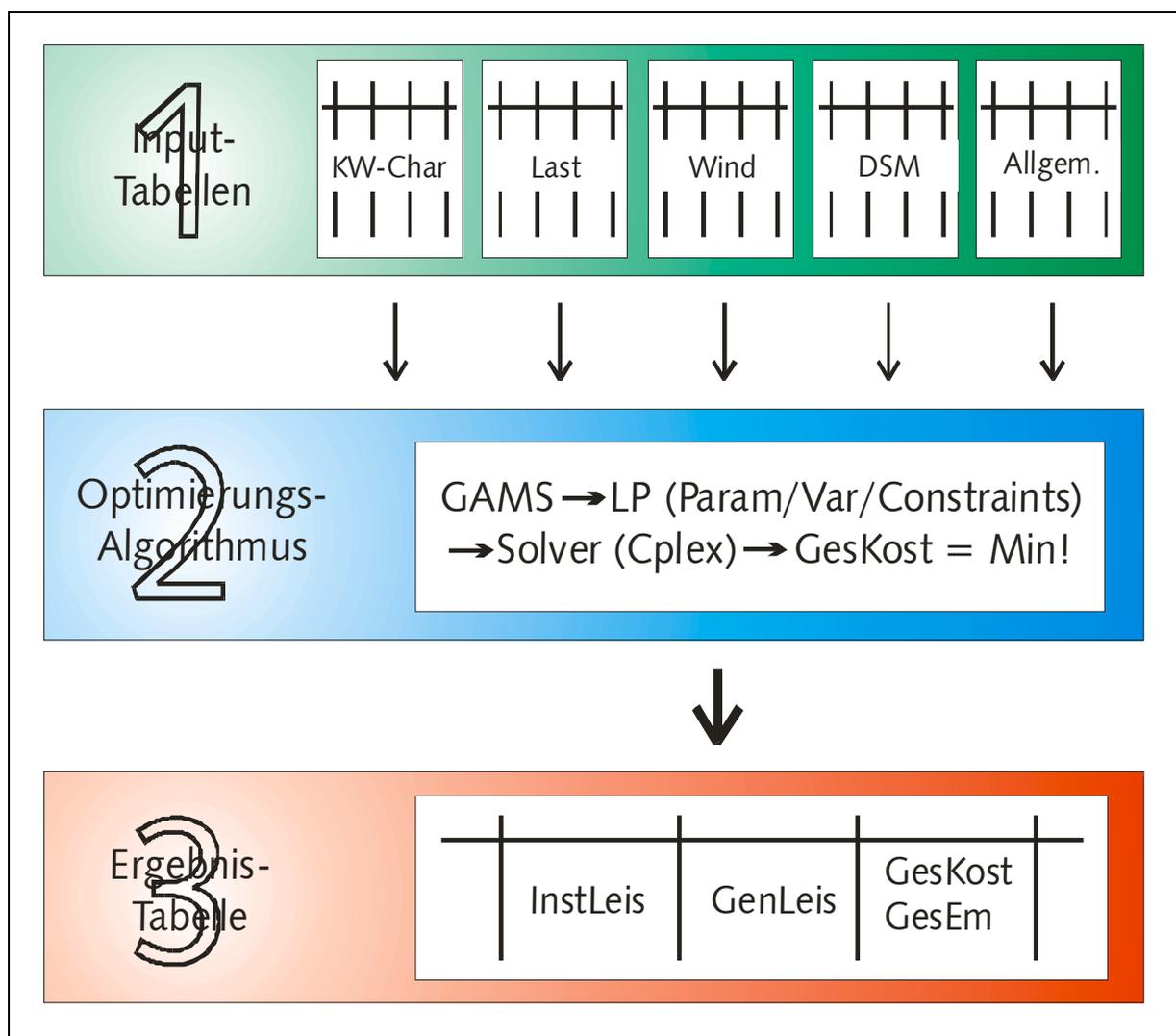


Bild 6.1: Struktur des Modells WesER. Im Teilbereich 1 werden die Daten in Form von Tabellen zur Verfügung gestellt. Im zweiten Abschnitt erfolgt die Optimierung im GAMS/CPLEX-System, im Teilbereich 3 werden die Ergebnisse ausgegeben und aufbereitet.

Die Eingangsdaten (Bereich 1) in Form von Input-Tabellen bilden nicht nur den ersten, sondern auch den wichtigsten Teil des Modells. Hier werden die wesentlichen Parameter bezüglich des Lastganges, der Windstromeinspeisung und des Modell-Kraftwerksparks vorgegeben. Diese Daten sind für das spätere Ergebnis der entscheidende Faktor und werden deshalb unten im Einzelnen erläutert.

Der in der GAMS-Umgebung erstellte Algorithmus (Bereich 2) erzeugt durch die (lineare) Verknüpfung der Eingangsparameter und der Implementierung von Randbedingungen in Form von (Un-)Gleichungen das strukturelle LP-Problem. Darin ist die Zielgröße *Gesamtkosten* definiert, die minimiert werden soll. Dabei gilt neben einer Reihe von spezifischen Randbedingungen als Hauptrestriktion die Einhaltung von vorgegebenen Kohlendioxid-Emissionswerten. Der Optimierungsalgorithmus ist durch den Solver CPLEX gegeben, in dem durch einen barrier-Verfahren die Lösung des Problems auf einem handelsüblichen PC berechnet wird.

Als Ergebnis (Bereich 3) liefert der WEsER Listen mit den berechneten Verteilungen der je nach Modell-Kraftwerkspark-Technologie installierten Leistung, deren zeitlichem Einsatz über das Jahr (genutzte Leistung) und die Gesamtkosten der Stromerzeugung sowie der gesamten CO₂-Emissionen. Diese Ergebnistabellen werden mit einem handelsüblichen Tabellenkalkulationsprogramm weiter aufbereitet und visualisiert, so dass Erkenntnisse über den Kraftwerkseinsatz zu beliebigen Zeitpunkten des Jahres sowie die Verteilung der gesamten Stromerzeugung des Jahres abgelesen werden können.

6.2 Eingangsdaten

Die Ergebnisse der Berechnungen durch WEsER werden hauptsächlich durch die Eingangsdaten beeinflusst. Deshalb ist die Wahl der Parameter von besonderer Bedeutung. Nachfolgend sind die in den Kapiteln 3, 4 und 5 bereits entwickelten Modellparameter zusammenfassend erläutert.

Im Unterschied zu bisherigen Modellansätzen (vgl. Kapitel 2), ist in WEsER der Anforderung einer gleichzeitig langfristigen (über ein Jahr) aber dennoch hochaufgelösten (stündlich) Betrachtungsweise Rechnung getragen. Während die Langzeitbetrachtung zur Bestimmung der Erzeugungskosten der konventionellen Stromerzeugung sinnvoll ist, kann der Einfluss der Windenergienutzung nur in hoher zeitlicher Auflösung, die die Schwankungen des Leistungsangebots wiederzugeben in der Lage ist, angemessen berücksichtigt werden. Dies hat zur Folge, dass aufgrund der hohen Zahl von Eingangsparametern eine sehr große Lösungsmatrix entsteht, die allerdings noch mit handelsüblichen EDV-Mitteln bewältigt werden kann.

6.2.1 Kraftwerkspark

Wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der Modellberechnungen hat die Parametrisierung der einzelnen Kraftwerksblöcke. Die für diese Untersuchung verwendeten Charakteristiken sind in Kapitel 4 ausführlich beschrieben. Um den derzeit in Deutschland installierten Kraftwerkspark abbilden zu können, wurde darüber hinaus ein angepasster Datensatz verwendet (siehe Kapitel 7).

Bei den sich aus den Eingangsdaten ergebenden spezifischen Kosten für die Stromerzeugung der verschiedenen Kraftwerkstypen handelt es sich um Vollkosten, die alle anfallenden Aufwendungen zu Erzeugung einer Kilowattstunde beinhalten. Dabei sind die einzelnen Annahmen für Bestandteile wie Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten im allgemeinen wenig sensitiv. Dagegen ist die Beurteilung des Einflusses eines Teillastbetriebes sowie von Zusatzkosten durch Anfahrvorgänge nicht so eindeutig, hat aber dafür erheblichen Einfluss auf das Modellergebnis. Die Überlegungen dazu werden im folgenden Abschnitt dargestellt. Darüber hinaus ist für die Kosten der Stromerzeugung der Preis der Primärenergieträger von großer Bedeutung (siehe Abschnitt 6.2.5).

Zusatzkosten durch Anfahrvorgänge

Aufgrund der Umsetzung von WEsER als rein linearer Algorithmus in den darüber hinaus keine Ganzzahligkeitsbetrachtungen implementiert sind, ist eine Kraftwerksblockscharfe Bestimmung der Stromerzeugung ausgeschlossen. Dies wäre allerdings Voraussetzung für die Berücksichtigung von Teillasteffekten wie der Verringerung des Wirkungsgrades und den damit verbundenen Aspekten wie Kostenanstieg und Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen. In WEsER wird also davon ausgegangen, dass alle in Betrieb befindlichen Modellkraftwerke im Auslegungsbereich betrieben werden. Das führt zu einer Überschätzung der Effizienz der Stromerzeugung.

Während die Folgen des Teillastbetriebes also nicht in WEsER berücksichtigt werden konnte, ist ein zweiter Aspekt der Kostenänderung durch die Dynamik des Kraftwerkseinsatzes hingegen implementiert: Anfahrvorgänge. Dieser Betriebszustand eines Kraftwerks ist üblicherweise weiter unterteilt in Kalt- und Warm- und Heißstarts, die sich in Dauer und Aufwand bis zum (Wieder-)Erreichen der Nennleistung unterscheiden [STEAG98]. Der in WEsER umgesetzte Aspekt des Kaltstarts geht davon aus, dass eine Anlage in allen Teilbestandteilen bis zur Umgebungstemperatur abgekühlt ist und ein entsprechender Aufwand betrieben werden muss, um normale Betriebsbedingungen zu erreichen. Dieser Fall wird in der Realität – vornehmlich aus Kostengründen – insbesondere für sog. Grundlastkraftwerke wie Braunkohle- oder Atomkraftwerke nur in seltenen Ausnahmen zugelassen, meist

bei einer einmal jährlich stattfindenden Revision. Ansonsten werden Teile des Kraftwerks auf Betriebstemperatur gehalten, um die Dauer der Wieder-Inbetriebnahme kurz zu halten und Verluste zu minimieren [STN02, KWWHV02]. Deshalb stellt die umgesetzte Annahme von Anfahrvorgängen als ausschließliche Kaltstarts eine Überschätzung der Verluste im Vergleich zur Realität dar.

Die Umsetzung dieser Kraftwerksspezifischen Zusatzkosten in der in WEsER gewählten Modellstruktur erfolgt durch den einfachen Vergleich der in Betrieb befindlichen Kraftwerksblöcke zum Zeitpunkt HoY und dem darauffolgenden Zeitpunkt HoY+1. Die zusätzlich aktivierten Blöcke werden dann mit den in Tabelle 4.2 dargestellten Zusatzkosten versehen und führen so insgesamt zu einer Verteuerung der Stromerzeugungskosten. Dies wiederum führt wegen der Suche von WEsER nach den minimalen Gesamtkosten dazu, dass bei stark fluktuierender resultierender Nachfrage die sog. Grundlastkraftwerke kaum mehr eingesetzt werden (vgl. Kapitel 7).

Insgesamt wird davon ausgegangen, dass die unterschätzten, weil nicht berücksichtigten, Kosteneffekte durch Teillastbetrieb und die überschätzten Anteile der Kaltstart-Implementierung zu einer den realen Verhältnissen nahe kommenden Einschätzung der Beeinflussung der Gesamtkosten durch die unterschiedlichen Betriebszustände führt.

6.2.2 Lastgang

Aufgrund der schlechten Datenlage über den Verlauf der gesamten Nachfrage in Deutschland, ist eine Zeitreihe in Anlehnung an die vorhandenen Informationen entwickelt worden. Eine ausführliche Darstellung der Methode ist bereits in Kapitel 5 erfolgt. Prinzipielle Eckwerte des erzeugten Lastgangs, der für alle Szenarienbetrachtungen unverändert übernommen wird, sind:

- Unterscheidung von Werktagen und Wochenenden sowie Feiertagen
- Berücksichtigung von jahreszeitlichen Schwankungen
- Normierung auf einen Nettobedarf von 500 TWh

Die Annahme eines jährlichen Nettostrombedarfs von 500 TWh orientiert sich am derzeitigen Verbrauch. Weil nicht absehbar ist, wie die Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland sein wird, stellt diese Annahme einen Kompromiss zwischen den Erwartungen eines steigenden Strombedarfs (z.B. [ProgEWIbei01]) und den Szenarien, die von einem deutlich niedrigeren Stromverbrauch ausgehen (z.B. [Enquete95]). Im Vergleich zu einer „business-as-usual“-Verbrauchsentwicklung bedeuten 500 TWh in 2020 Einsparungen von gut 20%. Dies ist jedoch gegenüber Szenarien wie einigen in [Enquete02] vorgestellten, die deutlich darüber hinaus ge-

hende Verbrauchsverringerungen annehmen, vergleichsweise moderat. Entscheidend für die hier vorgelegte Untersuchung ist ohnehin die *Restnachfrage*, also der Verlauf der Nachfrage abzüglich der eingespeisten Leistung aus WKA. Diese wird gerade bei einer hohen installierten Leistung von WKA durch die fluktuierende Einspeisung bestimmt.

6.2.3 Windstromeinspeisung

Der Verlauf der gesamten Stromeinspeisung durch Windkraftanlagen in Deutschland ist ebenso wie der Lastverlauf nicht Gegenstand kontinuierlicher Messungen. Die Möglichkeit, über die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgegebene Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus WKA, umfassende Informationen zu erhalten, ist aus organisatorischen Gründen bislang nicht umgesetzt und würde sich ohnedies auf Summenwerte beschränken. Bei der Nachbildung eines resultierenden Einspeiseverlaufs der durch Windkraftanlagen erzeugten Stroms ist man deshalb auf Hochrechnungen von Messungen einzelner Standorte angewiesen, wie dies z.B. vom ISET für die Leistungsprognose im Eon-Gebiet durchgeführt wird [Ernst01, Bredow02].

Für WEsER ist auf ein ähnliches Verfahren zurückgegriffen worden, dessen Ergebnis mit dem Vorhersagesystem PREVIENTO der Universität Oldenburg verifiziert wurde. Die ausführliche Darstellung erfolgte in Kapitel 3. Die für die Szenarien in WEsER gewählten Annahmen der installierten Leistungen (2000: 6112 MW; 2010: 22091 MW; 2020: 43858 MW) orientieren sich an tatsächlichen bzw. prognostizierten Entwicklung der Installationszahlen [BWE02, Mayer00, DEWI02]. Die ambitionierten Werte für 2020 (44 GW entsprechen fast 40% der heute installierten Kraftwerksleistung zur Stromerzeugung) können dabei nur durch Nutzung des Offshore-Potenzials erreicht werden. Nach [DEWI02] werden etwa 50% der Leistung offshore installiert sein. Dies hat auf den Gesamtverlauf des Leistungsangebots aus WKA erheblichen Einfluss, weil das Verhalten der Offshore-Anlagen durch bessere Windverhältnisse (höhere, gleichmäßigere Windgeschwindigkeiten) geprägt ist, was bei der Erstellung der Zeitreihe für die Windeinspeisung entsprechend berücksichtigt wurde (vgl. Kapitel 3).

6.2.4 Demand Side Management (DSM)

Wie in Kapitel 5 dargestellt, ist grundsätzlich von einem Potenzial an vermeidbarer oder verlagerbarer Last auszugehen. Im Unterschied zur *Verlagerung von Nachfrage*, bei der die elektrische Arbeit unverändert nachgefragt, aber der Zeitpunkt variiert wird, ist die *Vermeidung von Nachfrage* hier gleichbedeutend mit einer entsprechenden Verringerung der nachgefragten elektrischen Energie. Dieser

ist durch die Annahme einer konstant bleibenden jährlichen Stromnachfrage bis 2020 bereits implizit enthalten (s.o.).

Die verlagerbare Last wurde zurückhaltend mit 3000 MW angenommen (vgl. Kapitel 5). Dabei ist diese Leistung innerhalb von 24 Stunden beliebig so verschiebbar, dass „Lastspitzen geglättet“ oder „Lasttäler aufgefüllt“ werden. In der Summe über den Tag darf allerdings weder ein Überschuss noch ein Mangel an elektrische Energie entstehen. Diese Einschränkung wird in der Realität zwar so scharf nicht gelten, ist aber in dieser Form gut im Modell umsetzbar. Eine Möglichkeit zur realen Umsetzung dieser Verlagerung von Nachfrage ist in Kapitel 5 angedeutet.

6.2.5 Allgemeine Kenngrößen

Unter allgemeinen Kenngrößen werden die für alle Optimierungsläufe gültigen Parameter verstanden. Darunter fällt der schon erwähnte Realzins in Höhe von 4% zur Veranlagung des aufzunehmenden Kapitals für die Investitionskosten.

Auch das Auslaufen der Kernenergienutzung wird in Anlehnung an den sog. Atomkonsens der Bundesregierung mit den Betreibern [Bund00] berücksichtigt: Die einsetzbare Leistung von AKW richtet sich prinzipiell nach der durch die Vereinbarung berechneten Abschaltzeiten der Anlagen.

Ebenso werden die CO₂-Emissionszielmenen vorgegeben. Für 2020 sieht das (durch die Enquete-Kommission 1995 empfohlene) Reduktionsziel vor, alle CO₂-Emissionen um 40% im Vergleich zum Stand 1990 zu reduzieren [Enquete95, strom02a]; für 2010 wird das (mittlerweile vom Bundestag ratifizierte [Kyoto02]) sog. Kyoto-Ziel von minus 21% angestrebt¹⁸. In dieser Untersuchung wird davon ausgegangen, dass alle Sektoren in gleicher Weise zum Reduktionsziel beitragen, also auch im Stromsektor 21 bzw. 40 Prozent der CO₂-Emissionen eingespart werden.

Tabelle 6.1: CO₂-Emissionen und Ziele für die Einhaltung der gesetzten Ziele bezogen auf die Nettostromerzeugung.¹⁹

Jahr	1990	2000	2010	2020
CO ₂ -Emissionen [in Mio t]	289	280	229	175
Reduktion	0%	-3%	-21%	-40%

¹⁸ Anteil Deutschlands am EU-weiten Reduktionsziel (Burden-Sharing)

¹⁹ Aufgrund des (hier notwendigen) Bezugs auf die Nettostromerzeugung, deren Anteil an der Bruttostromerzeugung 1990 kleiner als 2000 war, weicht die Reduktion 2000 von den Werten für den allgemeinen Energieumwandlungssektor ab.

Die Berechnung der zugehörigen absoluten Werte erfolgt auf Grundlage der Angaben in [Ziesing99] sowie der Bezug auf die Nettostromerzeugung. Damit ergeben sich die in Tabelle 6.1 abgebildeten Zielgrößen.

Auch die Preise der Primärenergieträger sind vorgegeben. Dabei werden im Wesentlichen zwei Pfade unterschieden: eine wahrscheinliche, eher niedrige Preisentwicklung und ein Hochpreispfad, als „Worst Case“ zum Vergleich (Tabelle 6.2). Die sich ändernde Größe ist dabei der Gaspreis, der für die Betrachtungen eine herausragende Rolle spielt (vgl. Kapitel 7).

Tabelle 6.2: Primärenergiepreise für den „Standard“- und den „Hochpreis“-Pfad.

Typ	Standard EUR/MWh _{th}	Hoch EUR/MWh _{th}
Gas	15,0	30,0
Steinkohle	5,0	5,0
Braunkohle	5,0	5,0
Uran	3,5	3,5
Öl	15,0	25,0

6.3 Mathematische Formulierung

Nach der Vorstellung der einzelnen Komponenten (Parameter) von WEsER ist nun der zweite Bereich, das eigentliche Modell, darzustellen. Dieser ist in GAMS in Form von (Un-)Gleichungen umgesetzt, die die Randbedingungen des Optimierungsproblems darstellen.²⁰ Die einzelnen Gleichungen werden im Folgenden dargestellt und entwickelt. Die Indizes/Laufvariablen „HoY“ und „Typ“ haben dabei folgende Bedeutung:

<i>HoY</i>	„Hour of Year“, Stunde des Betrachtungsjahres; Variationsbereich zwischen 1 und 8784 (2000 und 2020 sind Schaltjahre)
<i>Typ</i>	Modellkraftwerkstyp; nimmt 10 verschiedene Werte an (siehe Kapitel 4)

6.3.1 Zielgröße

Die Zielgröße von WEsER ist die Variable *Gesamtkosten* (aller zur Bereitstellung der in einem Jahr nachgefragten elektrischen Energie anfallenden Kosten der konventionellen Stromerzeugung). Diese wird mit Hilfe des Solvers minimiert. Die Gesamtkosten setzen sich aus variablen und fixen Kostenanteilen zusammen:

²⁰ Bei der Darstellung der Gleichungen gilt die Konvention: Schwarze Farbe für Variable, graue Farbe für Parameter.

$$GesKost = \sum_{Typ, HoY} VKost(Typ, HoY) + \sum_{Typ} FKost(Typ) \stackrel{!}{=} Min \quad (6.1)$$

<i>GesKost</i>	Die über die Gesamtheit aller Modellkraftwerke entstehenden Kosten zur Deckung der Nachfrage
<i>VKost(Typ, HoY)</i>	Variable Kosten des konventionellen Kraftwerkseinsatzes
<i>FKost(Typ)</i>	Fixe Kosten des konventionellen Kraftwerkseinsatzes

6.3.2 Variable Kosten

Die gesamten variablen Kosten des Modellkraftwerkseinsatzes setzen sich neben den durch Brennstoffkosten verursachten auch aus den sonstigen variablen Kosten (z.B. Kühlwasserbedarf oder Zusatzstoffe) sowie den u. U. anfallenden Zusatzkosten für Anfahrvorgänge zusammen:

$$VKost(Typ, HoY) = GenLeis(Typ, HoY) \cdot \left[\frac{BrennKost(Typ)}{WGrad(Typ)} + VarKost(Typ) \right] + AnfKost(Typ, HoY) \quad (6.2)$$

<i>GenLeis(Typ, HoY)</i>	Die zur Stunde <i>HoY</i> eingesetzte Kraftwerksleistung des Modellkraftwerks <i>Typ</i>
<i>BrennKost(Typ)</i>	Die für das Modellkraftwerk <i>Typ</i> vorgegebenen Primärenergieträgerpreise in EUR/MWh _{th}
<i>WGrad(Typ)</i>	Nettowirkungsgrad des Modellkraftwerks <i>Typ</i>
<i>VarKost(Typ)</i>	anteilige variable Kosten des Betriebs des Modellkraftwerks <i>Typ</i> in EUR/MWh
<i>AnfKost(Typ, HoY)</i>	Kosten eines Anfahrvorgangs zur Stunde <i>HoY</i> für einen Block des Modellkraftwerks <i>Typ</i>

Die Zusatzkosten durch Kaltstarts werden durch folgende Gleichung beschrieben:

$$AnfKost(Typ, HoY) = AnzSchalt(Typ, HoY) \cdot BlockGr(Typ) \cdot \left(KWAnfFakFix(Typ) \cdot FixKost(Typ) + KWAnfFakVar(Typ) \cdot \frac{BrennKost(Typ)}{WGrad(Typ)} \right) \quad (6.3)$$

AnzSchalt(Typ, HoY) Anzahl der Anfahrvorgänge eines Modellkraftwerksblocks *Typ* zwischen der Stunde *HoY* und *HoY+1* (siehe Gleichung (6.4))

BlockGr(Typ) Blockgröße der Modellkraftwerke in MW

KWAnfFakFix(Typ) Faktor, um den anteilig die Fixkosten steigen, wenn ein Block eines Modellkraftwerks *Typ* angefahren werden muss²¹

FixKost(Typ) Betriebliche Fixkosten des Modellkraftwerks *Typ* in EUR/MWa

KWAnfFakVar(Typ) Faktor um den der Brennstoffeinsatz (und damit die -kosten) des Modellkraftwerks *Typ* in der Stunde des Anfahrvorgangs *HoY* steigt

Die Anzahl der von einer zur nächsten Stunde zugeschalteten Kraftwerksblöcke kann durch folgenden Zusammenhang bestimmt werden:

$$AnzSchalt(Typ, HoY) = AnzBl(Typ, HoY + 1) - AnzBl(Typ, HoY) \quad (6.4)$$

AnzBl(Typ, HoY) Anzahl der in Betrieb befindlichen Blöcke des Modellkraftwerks *Typ* zur Stunde *HoY*

Die Anzahl der Blöcke wird dabei über die genutzte Leistung und die als Parameter vorgegebene Blockgröße bestimmt und kann deshalb auch nichtganzzahlig sein:

$$AnzBl(Typ, HoY) = \frac{GenLeis(Typ, HoY)}{BlockGr(Typ)} \quad (6.5)$$

²¹ Hiermit werden Zusatzkosten berücksichtigt, die auf eine Verringerung der Lebensdauer der Anlage bzw. von Anlagenteilen aufgrund von (unplanmäßigen) Startvorgängen entstehen.

6.3.3 Fixe Kosten

Der Anteil der fixen Kosten des Modellkraftwerkseinsatzes richtet sich ausschließlich nach der installierten Leistung und den durch Parameter vorgegebenen betrieblichen Fixkosten sowie den Kapitalkosten:

$$FKost(Typ) = InstLeis(Typ) \cdot [FixKost(Typ) + KapKost(Typ)] \quad (6.6)$$

$FKost(Typ)$	Fixkosten des Einsatzes eines Modellkraftwerks Typ im Betrachtungszeitraum in EUR
$InstLeis(Typ)$	Die im Betrachtungsjahr je Typ installierte Modellkraftwerksleistung (siehe Gleichung (6.7))
$FixKost(Typ)$	betriebliche Fixkosten des Modellkraftwerks Typ in EUR/MWa
$KapKost(Typ)$	sich aus den Investitionskosten mit dem Realzins von 4% sowie einem Risikofaktor ²² in gleicher Höhe ergebende Kapitalkosten für ein installiertes Modellkraftwerk Typ im Betrachtungszeitraum in EUR/MWa

Die im Betrachtungsjahr installierte Leistung eines Modellkraftwerkstyps ergibt sich aus der maximal genutzten Leistung in einer Stunde:

$$GenLeis(Typ, HoY) \leq InstLeis(Typ) \quad (6.7)$$

6.3.4 Randbedingungen

Für den Kraftwerkseinsatz gilt zunächst die wichtigste, weil originäre Aufgabe: Die Nachfrage (mit oder ohne Windstromeinspeisung) muss zu jedem Zeitpunkt (jeder Stunde) durch die bereitgestellte Leistung der Modellkraftwerke (und optional der verlagerbaren Last) gedeckt werden:

²² Damit wird berücksichtigt, dass Investitionen nur getätigt werden, wenn mögliche Risiken finanziell abgesichert sind.

$$\begin{aligned} & \sum_{Typ} GenLeis(Typ, HoY) + VerLast(HoY) + \\ & PumpWasserGen(HoY) - PumpWasserSp(HoY) \\ & = Last(HoY) - Wind(HoY) \end{aligned} \quad (6.8)$$

PumpWasserGen(HoY) Die in der Stunde *HoY* durch Generatorbetrieb zur Verfügung gestellte Leistung des Pumpspeicherwassersystems

PumpWasserSp(HoY) Die in der Stunde *HoY* durch Pumpbetrieb „absorbierte“ Leistung des Pumpspeicherwassersystems

VerLast(HoY) Die zur Stunde *HoY* verlagerte Last (positiv oder negativ)

Last(HoY) Vorgegebene Last zur Stunde *HoY*

Wind(HoY) Vorgegebene Einspeisung von Leistung aus Windkraftanlagen zur Stunde *HoY*

Das Pumpspeicherwassersystem ist charakterisiert durch die Gleichungen (6.9), (6.10) und (6.11). Es besteht aus zwei Komponenten, einer Stromerzeugungseinheit (Generatorbetrieb) sowie einer Stromspeicherungseinheit (Speicherbetrieb). Es wird angenommen, dass die maximal abgebbare oder aufnehmbare Leistung 5000 MW beträgt. Ein gleichzeitiger Betrieb von Speicher und Generator kann nicht stattfinden. Die Verluste des Pumpspeichersystems werden mit 20% angenommen (von 100% gespeicherter Energie im Betrachtungsjahr steht nur 80% zur Erzeugung von Strom zur Verfügung).

$$\begin{aligned} PumpWasserGen(HoY) & \leq 5000MW \\ PumpWasserSp(HoY) & \leq 5000MW \end{aligned} \quad (6.9)$$

$$PumpWasserGen(HoY) \cdot PumpWasserSp(HoY) = 0 \quad (6.10)$$

$$\frac{\sum_{HoY} PumpWasserGen(HoY)}{\sum_{HoY} PumpWasserSp(HoY)} = 80\% \quad (6.11)$$

Das *demand side management* wird mit der Variablen verlagerbare Last (*VerLast*) in WEsER umgesetzt. Dabei ist Bedingung, dass die Verlagerung innerhalb von

24 Stunden im Saldo Null ist (Gleichung (6.12)), und dass ein maximaler Leistungswert von 3000 MW nicht überschritten wird (Gleichung (6.13)):

$$\sum_{HoY=(n \cdot 24 + 1)}^{(n \cdot 24 + 24)} VerLast(HoY) = 0; n \in [0 .. 365] \quad (6.12)$$

$$VerLast(HoY) \leq 3000MW \quad (6.13)$$

Sowohl das Pumpspeicherwassersystem als auch das demand side management werden im Modell als „kostenlose“ Optionen gehandhabt. Allein die Einbeziehung der Verluste des Pumpspeicherwassersystems führt zu einer Kostenerhöhung, denn für die fehlende Erzeugung müssen andere, nicht „kostenlos“ einsetzbare Modellkraftwerke, den Strom bereitstellen. Beim DSM wird davon ausgegangen, dass keine (gesamtwirtschaftlichen) Zusatzkosten entstehen.

Eine Berücksichtigung der technisch maximal möglichen installierten Leistung erfolgt durch nachstehende Bedingung

$$InstLeis(Typ) \leq MaxLeis(Typ) \quad (6.14)$$

MaxLeis(Typ) maximal installierbare Leistung eines Modellkraftwerks *Typ*

Analog gilt für die Berücksichtigung vorhandener Leistung im Betrachtungsjahr:²³

$$InstLeis(Typ) \geq MinLeis(Typ) \quad (6.15)$$

MinLeis(Typ) installierte Leistung eines Modellkraftwerks *Typ* im entsprechenden Betrachtungsjahr

²³ Diese Einschränkung ermöglicht u.a. die „Optimierung“ des Kraftwerkeinsatzes im Jahr 2000, in dem die installierte Leistung fest vorgegeben ist. Aber auch die Berücksichtigung von zukünftigen Beschränkungen des Kraftwerksneu- oder –zubaus wie es z.B. durch den sog. Atomkonsens manifestiert ist, kann dadurch erfolgen.

Zur Berücksichtigung der durch Revisionen oder andere Ausfälle notwendigen Stillstandszeiten der Kraftwerke wird die sog. Zeitverfügbarkeit pauschal berücksichtigt:

$$\sum_{HoY} GenLeis(Typ, HoY) \leq InstLeis(Typ) \cdot MaxBenDau(Typ) \quad (6.16)$$

MaxBenDau(Typ) Vorgegebene maximale Benutzungszahl während des Betrachtungsjahres des Modellkraftwerks *Typ* in h

Die durch Gleichung (6.16) dargestellte Einschränkung bezieht sich aufgrund der Struktur von WEsER nicht auf die einzelnen Kraftwerksblöcke, sondern auf die von einem Modellkraftwerkstyp insgesamt erzeugte elektrische Arbeit sowie die installierte Leistung. Diese Einschränkung führt dazu, dass im Durchschnitt die installierten Modellkraftwerke keine höheren Ausnutzungsgrade (Vollbenutzungsstunden) erreichen als vorgegeben – letztlich bedeutet dies auch, dass mehr Leistung installiert werden muss, was die Kosten insgesamt erhöht.

6.3.5 Emissionen

Die Emissionen können anhand der genutzten Leistung der jeweiligen Modellkraftwerkstypen sowie der Anfahrvorgänge implementiert werden:

$$CO2(Typ) = \sum_{HoY} GenLeis(Typ, HoY) \cdot CO2Em(Typ) + \sum_{HoY} AnzSchalt(Typ, HoY) \cdot KWAnfFakVar(Typ) \cdot CO2Em(Typ) \quad (6.17)$$

CO2(Typ) CO₂-Emissionen des Modellkraftwerks *Typ* in kg CO₂ im Betrachtungszeitraum

CO2Em(Typ) Emissionsfaktor des Modellkraftwerks *Typ* in kg/MWh_{el}

Die Gesamtemissionen setzen sich demzufolge aus der Summe der Emissionen über alle Kraftwerkstypen zusammen. Abhängig vom Betrachtungsjahr muss das jeweilige Ziel erreicht werden:

$$GesEm = \sum_{Typ} CO_2(Typ) \stackrel{!}{\leq} ZielVorg \quad (6.18)$$

GesEm Das im Betrachtungszeitraum für die Stromerzeugung emittierte CO₂ in kg

ZielVorg Für das jeweilige Betrachtungsjahr zu erreichende (absolute) Ziel an CO₂-Emissionen (vgl. Abschnitt 6.2.5)

7 Szenarien

In diesem Kapitel werden verschiedene Szenarien, die mit WEsER gerechnet wurden, vorgestellt. Sofern nicht anders vermerkt, sind die Optimierungsläufe mit den hergeleiteten „Standard“-Parametern durchgeführt worden. Die Szenarienauswahl ist bestimmt durch die zugrunde liegende Fragestellung, wie ein konventionelles Stromerzeugungssystem aussehen müsste, um für die gewollte Entwicklung einer zunehmenden Windenergienutzung die (gesamtwirtschaftlich) kostengünstigste Elektrizitätsbereitstellung zu ermöglichen.²⁴

Wesentliche Voraussetzung ist die Annahme, dass der durch WKA erzeugte Strom komplett in das Verbundnetz übernommen wird, so wie es von der derzeit gültigen Fassung des EEG vorgesehen ist. Die konventionelle Stromerzeugung muss sich demnach an die resultierende Nachfrage (Bedarf abzüglich der Stromeinspeisung aus Windenergie) anpassen. Das EEG wird in diesem Rahmen ausdrücklich *nicht* als Instrument zur CO₂-Emissionsvermeidung (fehl-)interpretiert, sondern als Programm zur Markteinführung der neuen Technologien regenerativer Stromerzeugung verstanden. Dass bei der Stromerzeugung durch REG kein Kohlendioxid emittiert wird,²⁵ ist ein wünschenswerter Effekt, allerdings gibt es zum Ziele der Emissionsvermeidung z.T. effizientere, sicher jedoch kostengünstigere, weil marktgesteuerte Lösungen.

Die verschiedentlich geführte Diskussion, Windkraftanlagen so regelbar auszuführen, dass Netzbetreiber WKA abschalten können um damit die Erzeugung zu regeln, d.h. an die Nachfrage oder die konventionelle Stromerzeugung anzupassen [ZEIT02], wird in diesem Rahmen nicht untersucht. Eine solche, dem EEG nicht mehr entsprechende, Regelung des eingespeisten Windstroms würde – falls das Erzeugungssystem nicht strukturelle Änderungen erfährt – schnell zu einer Obergrenze von (ökonomisch sinnvoller) installierter Leistung an WKA führen, weil sich dadurch die spezifischen Stromgestehungskosten aus WKA verschlechtern.

In den „Standard“-Szenarios wird darüber hinaus davon ausgegangen, dass die Nutzung der Atomenergie in Anlehnung an den 2001 beschlossenen sog. Atomkonsens ausläuft. Anhand der vereinbarten durchschnittlichen Laufzeiten von in der Regel 32 Jahren, lassen sich die Abschaltzeitpunkte bestimmen, bzw. aussagen, wie

²⁴ Ausführliche Ergebnislisten können beim Autor angefordert werden.

²⁵ Dies gilt erst dann, wenn das gesamte Energieversorgungssystem auf regenerative Energieträger umgestellt ist. So fallen derzeit beim Bau von WKA und Hilfsleistungen zur Errichtung der Anlagen noch nennenswerte Anteile an CO₂-Emissionen an.

viel AKW-Leistung in den Betrachtungsjahren noch zur Verfügung steht.²⁶ In 2010 wären demnach noch gut 16 GW vorhanden, in 2020 beläuft sich der Wert auf knapp 4 GW.

In einer zusätzlichen Betrachtung, in der die WKA als „normale Erzeuger“ im Modell behandelt, d. h. durch Kosten charakterisiert ist, und entsprechend bei der Lösung berücksichtigt oder nicht berücksichtigt werden, lässt sich bestimmen, welche Anteile die Windenergienutzung bei unterschiedlichen Emissions-Reduktions-Zielen unter Kostengesichtspunkten im wettbewerblichen Vergleich erreichen würde. Vor der Betrachtung zukünftiger Szenarien wird WEsER anhand der bekannten Stromerzeugungstruktur und der (zugehörigen) Emissionen des Jahres 2000 validiert.

7.1 WEsER-Validierung

Um den vorhandenen Kraftwerkspark mit seinen Kosten und Emissionen nachzubilden, ist es notwendig, die Parameter der Modellkraftwerke anzupassen. Der durchschnittliche Wirkungsgrad und damit die spezifischen Emissionen der derzeit installierten Kraftwerkstypen weicht von den Annahmen im „Standard“-Parametersatz deutlich ab. Anlehnend an die Untersuchungen in [Lux99] wurden für die Modellbetrachtung des Jahres 2000 die in Tabelle 7.1 dargestellten Parameter verwendet.

Tabelle 7.1: Für die Modelluntersuchung 2000 ausgewählter Kraftwerkparametersatz. Die wesentlichen Unterschiede liegen in der Annahme des Wirkungsgrades und der spezifischen CO₂-Emissionen.

Typ	BlockGr MW	WirkGrad	InvKost EUR/MW	AbschrDau a	Kapdienst EUR/MW _a	Fixe BetrKost EUR/MW _a	VarKost EUR/MW _{el}	CO ₂ EmStrom kg/MW _{el}
Gas1	200	42%	650000	20	66204	15000	0,68	500
Gas2	500	42%	500000	20	50926	15000	0,68	500
Stein1	500	40%	950000	35	81513	40000	2,00	932
Stein2	750	40%	875000	35	75078	40000	2,00	932
Braun1	500	39%	1140000	35	97816	50000	3,36	1141
Braun2	1000	39%	1225000	35	105109	50000	3,36	1141
Uran1	750	33%	1700000	40	142562	100000	0,81	32
Uran2	1250	33%	1600000	40	134176	100000	0,81	32
Oel1	200	39%	750000	20	76389	25000	1,35	907
Oel2	500	39%	700000	20	71297	25000	1,35	907
Wasser1	150	100%	3500000	60	282793	150000	0,00	39

²⁶ Dies ist in dieser Eindeutigkeit eigentlich nicht möglich, weil in dem von Bundesregierung und Elektrizitätswirtschaft unterzeichneten Papier von „Strommengen“ die Rede ist, was bei Nichtausnutzung der angenommen jährlichen Vollbenutzungsdauer automatisch zu einer Verlängerung des Betriebes führen würde.

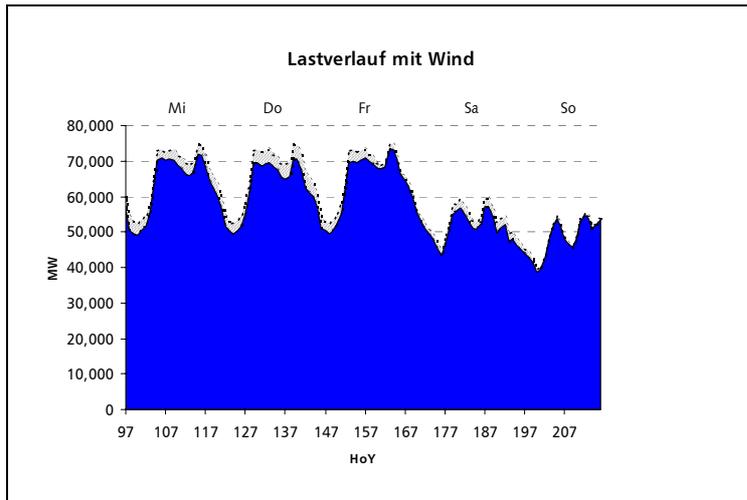


Bild 7.1: Verlauf der resultierenden Nachfrage (ausgefüllt) sowie der Einspeisung von Strom aus WKA (schraffiert) im Jahr 2000, aufgetragen über die Stunde des Jahres (HoY). Die obere, gestrichelte Begrenzungslinie gibt den unbeeinflussten Lastgang wieder.

Der Einfluss der Stromeinspeisung durch Windkraftanlagen ist aufgrund der in 2000 installierten Leistung von 6112 MW noch gering. Der beispielhaft ausgewählte Nachfrageverlauf von fünf Tagen am Anfang des Jahres bleibt durch den Wind praktisch unbeeinflusst (siehe Bild 7.1).

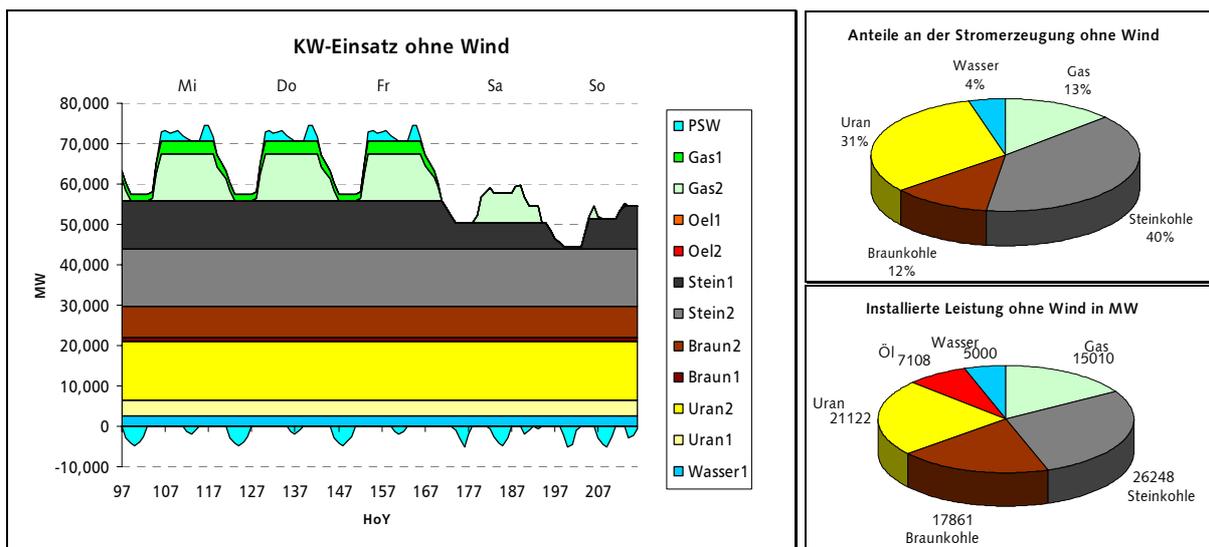


Bild 7.2: Von WEER berechneter Modellkraftwerkseinsatz für das Jahr 2000 ohne Windstromeinspeisung. Zur Deckung der Tagesspitzen werden die Pumpspeicherwasserkraftwerke (PSW) genutzt, die in der Nacht „geladen“ werden. Zu den Anteilen der nach PE-Trägern unterschiedenen Erzeugung siehe Text.

Bild 7.2 und Bild 7.3 zeigen die Modellergebnisse der WEER-Rechnungen für das Jahr 2000 mit der Annahme keiner vorhandenen installierten Leistung an WKA (Vergleichsfall) und dem realen Szenario mit der in 2000 installierten Leistung an WKA. Neben dem exemplarischen Verlauf des stündlichen Kraftwerkseinsatzes sind die für das ganze Jahr bestimmbaren Anteile an der Stromerzeugung sowie die (in 2000 vollständig vorgegebene) installierte Leistung dargestellt. Der Anteil der Er-

zeugung durch Laufwasserkraftwerke („Wasser1“) ist vorgegeben. Der Einsatz aller anderen Modellkraftwerke ist das Ergebnis der WEsER-Optimierung.

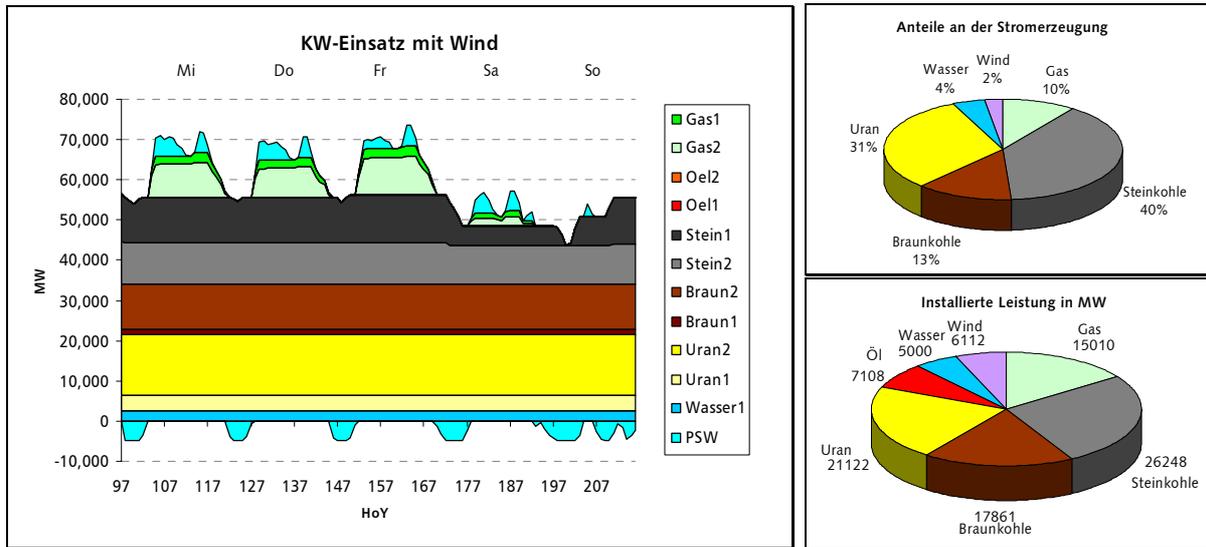


Bild 7.3: Von WEsER berechneter Modellkraftwerkseinsatz für das Jahr 2000 mit Windstromeinspeisung („realer“ Fall). Die Summe der Modellkraftwerksleistungen ergibt die resultierende Nachfrage (Nachfrage – Windeinspeisung).

Obwohl durch die Vorgabe der installierten Leistung der Anteil der Braunkohle bei der Stromerzeugung den der Steinkohle erreichen bzw. übertreffen müsste (was in der Realität der Fall ist, vgl. Kapitel 4), errechnet WEsER für den kostenoptimalen Einsatz der Modellkraftwerke in beiden Fällen einen deutlich geringeren Anteil. Die Ursache für diese Abweichung liegt in der Annahme gleicher Brennstoffpreise für Stein- und Braunkohle aber unterschiedlicher Kostenannahmen für die Anfahrvorgänge. Somit entscheidet WEsER, die flexibleren Steinkohleblöcke zu verwenden, und die Braunkohle-Modellkraftwerke praktisch nicht an- und abzuschalten (siehe Tabelle 7.2).

Auffällig ist darüber hinaus, dass der Anteil der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken durch die Windstromeinspeisung zurückgeht. Dies lässt sich damit erklären, dass die Modell-Gaskraftwerke nahezu ohne Verluste „komplementär“ zu der Windstromeinspeisung betrieben werden können. Damit wird Gas durch Wind ersetzt, weil der Anteil an variablen Kosten (inkl. Brennstoffkosten) beim Gaskraftwerk am höchsten ist. Dies hat jedoch auch damit zu tun, dass die Vorgabe der installierten Leistung aller Modellkraftwerkstypen keinen Spielraum für Einsparungen durch Nichtverwendung anderer Kraftwerkstypen lässt.

Allerdings wird dieser einfache Zusammenhang in der Realität durch die hauptsächliche Verwendung von Gas in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung erschwert, da diese Anlagen wärmegeführt sind und so einen Mindestgasverbrauch verursachen.

Tabelle 7.2: WEsER-Optimierungsergebnisse für 2000 mit Windstromeinspeisung. Deutlich zu erkennen ist die typische Häufigkeit der Anfahrvorgänge der verschiedenen Kraftwerkstypen.

Technik	Installierte Leistung (WEsER-Ergebnis)	CO ₂ -Emissionen <i>Mio t CO₂</i>	Anfahrvorgänge pro Jahr und Block	Vorhandene Leistung 2000	Zubau
	<i>MW</i>			<i>MW</i>	<i>MW</i>
Gas1	3513	5,70	263	3513	0
Gas2	11497	19,12	242	11497	0
Stein1	11853	82,49	67	11853	0
Stein2	14395	100,17	12	14395	0
Braun1	2133	6,98	1	2133	0
Braun2	15728	67,29	1	15728	0
Uran1	4296	1,01	0	4296	0
Uran2	16826	3,96	0	16826	0
Oel1	1922	0,01	3	1922	0
Oel2	5186	0,01	1	5186	0
Laufwasser	5000	0,86	0	5000	0

Die Gesamtkosten für die Stromerzeugung sowie die Brennstoffkosten und die gesamten CO₂-Emissionen sind in Tabelle 7.3 dargestellt. Bezogen auf eine Stromerzeugung von angenommenen 500 TWh bedeutet dies spezifische Stromgestehungskosten in Höhe von 4,69 ct/kWh im Falle der Optimierung mit Windstromeinspeisung (die Kosten für die Windstromerzeugung wurden nach den Vergütungssätzen des EEG (vgl. [VDN02]) zu den von WEsER berechneten Erzeugungskosten des konventionellen Systems hinzuaddiert).

Die zum Vergleich anhand der Angaben des VDEW über durchschnittliche Stromrechnungen für Endkunden und den mittlerweile offengelegten Netznutzungsentgelten berechenbaren Erzeugungskosten für Strom liegen bei etwa 3,5 ct/kWh [VDEW02a, BEI02]²⁷. Dies ist ein Unterschied von über 30%, der durch einige Unterschiede zwischen Realität und Modellannahmen erklärt werden muss

Ein wesentlicher Aspekt liegt darin, dass die derzeitigen Erzeugungskosten keine Vollkosten darstellen. Die in Betrieb befindlichen Kraftwerke sind zum Teil älter als die üblicherweise angesetzten Abschreibungsdauern, so dass dort keine Kapitalkosten mehr anfallen. In den WEsER-Berechnungen werden diese Kostenanteile jedoch in vollem Umfang berücksichtigt. WEsER berechnet also die klassischen Vollkosten für die Erzeugung, während es in der Realität durch „abgeschriebene“ aber verfügbare Kraftwerkskapazität keine Vollkosten mehr sind, die durch den Erzeugungspreis gedeckt werden müssen. Weiterer Grund für die Abweichung zwischen Modellrechnung und Realität ist, dass für die WEsER-Kalkulationen nicht die Brennstoffpreise des Jahres 2000 zugrunde gelegt wurden, sondern verallgemeinerte,

²⁷ Genauer wäre es, hier von dem Erzeugungspreis zu sprechen, der nicht in jedem Fall den Vollkosten der Erzeugung entspricht.

etwas höhere Werte angenommen wurden, was besonders für die Energieträger Gas und Steinkohle gilt. Der Anteil der Brennstoffkosten an den gesamten Erzeugungskosten beträgt im Modell ca. 13%. Darüber hinaus kann eine Rolle spielen, dass beim Bau oder Betrieb realer Kraftwerke Zuschüsse oder Subventionen eingeflossen sind, die in WEsER keine Berücksichtigung fanden, aber für die reale Preisbildung von Bedeutung ist.

Tabelle 7.3: Kosten und Emissionen der WEsER-Berechnungen für das Jahr 2000. Durch den hohen Anteil von „Grundlastkraftwerken“ ist der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten gering.

	Gesamtkosten Mrd EUR	Brennstoffkosten Mrd EUR	CO ₂ -Emissionen Mio t
ohne Wind	23,16	2,84	289,86
mit Wind	23,29	2,60	287,70
mit Wind und DSM	23,09	2,54	289,86

Der Vergleich der berechneten Gesamtkosten zeigt, dass die Windkraftnutzung mit der durch das EEG festgelegten Vergütung zu einer Kostenerhöhung im Vergleich zu einer Stromerzeugung ohne Windkraftnutzung von 130 Mio EUR oder 0,6% führt. Mit Hilfe eines demand side management wie in Kapitel 5 dargestellt, könnten die Kosten sogar unter den einer rein konventionellen Erzeugung liegen. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die anfallenden Kosten für die Umsetzung eines DSM hier nicht einfließen. Dass die Emissionen bei Zuhilfenahme des DSM wieder etwas höher liegen, liegt daran, dass durch den „Glättungseffekt“ mehr Kohlekraftwerke (statt Gas) kostengünstig betrieben werden können, was die Emissionen wieder in die Höhe treibt.

7.2 2010 – Beginnender Strukturwandel

Die Veränderungen der Randbedingungen für die Szenarien in 2010 gegenüber 2000 liegen im Wesentlichen in folgenden Parametern:

- Erhöhung der installierten WKA-Leistung (auf 22091 MW)
- Verringerung der vorhandenen konventionellen Kraftwerksleistung auf nur noch 76 GW
- Zielerreichung der CO₂-Emissions-Reduktion auf das „Kyoto-Ziel“ -21%

Als Kraftwerkparametersatz wurden die in Tabelle 4.1 dargestellten Werte herangezogen. Dies bedeutet implizit schon eine Verringerung der Emissionen aufgrund der dort angenommenen höheren Wirkungsgrade im Vergleich zu den Berechnungen des vorigen Abschnitts. Die Betrachtung für das Jahr 2010 erfolgt ne-

ben dem Standardfall auch für erhöhte (Gas-)Brennstoffpreise und für eine verminderte Windstromeinspeisung aufgrund eines „schlechten Windjahres“.

Die Auswirkungen der Windeinspeisung auf den Lastgang sind aufgrund der größeren installierten Leistung auffälliger. In dem in Bild 7.4 dargestellten Verlauf von Windstromeinspeisung und resultierender Nachfrage ist zu sehen, dass z.T. deutliche Absenkungen des Lastgangs durch die Einspeisung der WKA stattfinden. Auch der regelmäßige Charakter der Nachfrage mit Spitzen zur Mittags- und Abendzeit ist verändert.

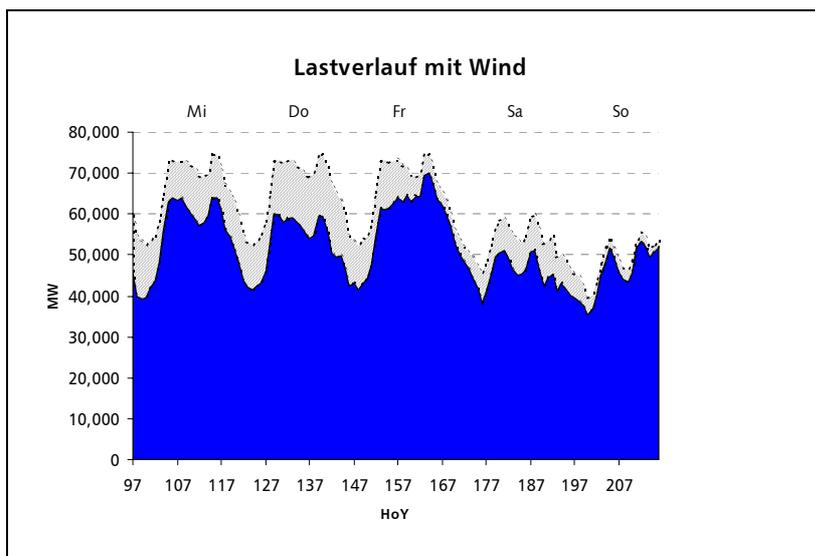


Bild 7.4: Verlauf der resultierenden Nachfrage (ausgefüllt) sowie der Einspeisung von Strom aus WKA (schraffiert) im Jahr 2010, aufgetragen über die Stunde des Jahres (HoY). Die obere, gestrichelte Begrenzungslinie gibt den unbeeinflussten Lastgang wieder.

Dieser veränderten (resultierenden) Nachfragestruktur ist durch die WEER-Optimierung eine angepasste konventionelle Erzeugung zugeordnet worden (vgl. Bild 7.5). Der Kraftwerkseinsatz ist charakterisiert durch die Verwendung der vorhandenen Kapazitäten der „Grundlastkraftwerke“, die zur Deckung der (auch 2010 noch in erheblichem Maße existierenden) permanenten Nachfrage eingesetzt werden. Darüber hinaus besteht weiterhin ein nennenswerter Anteil von Steinkohlekraftwerken, der Anteil an der Stromerzeugung ist gegenüber 2000 jedoch geringer. Dies ist auf den „Abbau“ von Überkapazitäten zurückzuführen ebenso wie der – relativ – gestiegene Anteil der Braunkohle an der Erzeugung. Der Anstieg des Anteils von Gaskraftwerken an der Erzeugung ist dahingegen ein erster Hinweis auf die Erfordernisse an die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks bei hohen Anteilen von WKA in der Stromerzeugung.

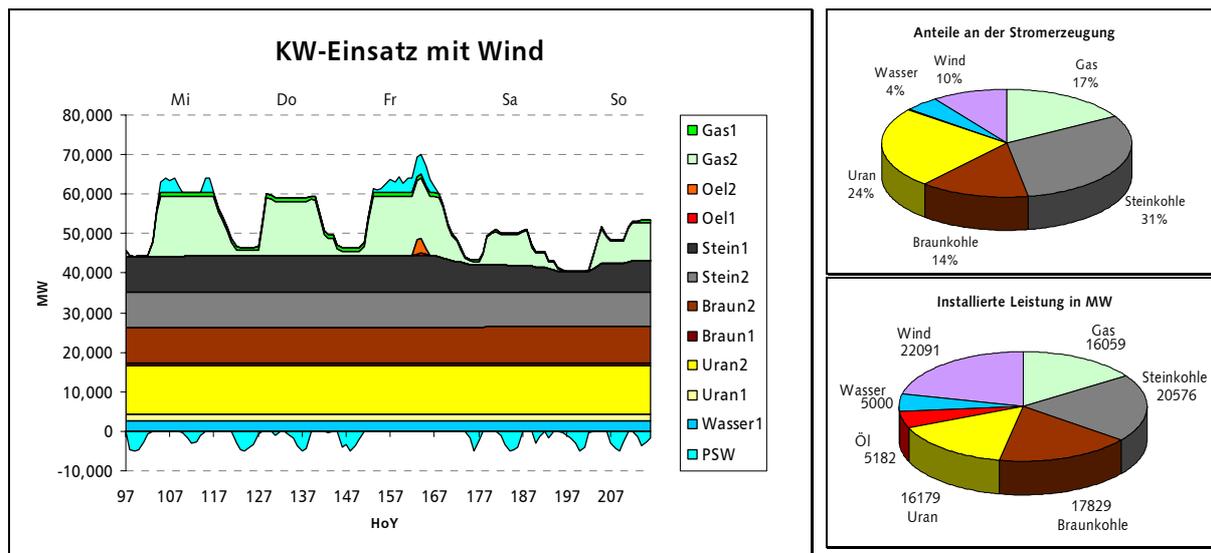


Bild 7.5: Durch WEsER berechneter Kraftwerkseinsatz sowie Anteile an der Stromerzeugung und installierte Leistung für das Jahr 2010. Aufgrund einer Vollbenutzungsstundenzahl von weniger als 2300 bei den WKA, ist der Anteil an der installierten Leistung (21%) deutlich höher als bei der Erzeugung (10%).

Tabelle 7.4 zeigt, dass zur Deckung der maximalen Lastspitze ausschließlich Gaskraftwerke zugebaut werden. Alle anderen Kraftwerkstypen kommen für einen Zubau aufgrund ihrer Eigenschaften nicht in Frage. Die anhand der installierten Leistung und dem Anteil an der Erzeugung bestimmbare Volllaststundenzahl der verschiedenen Modellkraftwerke zeigt überdies, dass bei der Braunkohle die Auslastung zurück geht, dies liegt vor allem an der ungünstigeren CO₂-Emissionscharakteristik.

Tabelle 7.4: Ergebnis-Charakteristik der WEsER-Optimierung für 2010. Deutlich wird neben dem alleinigen Zubau von Gaskraftwerken die Zunahme von Anfahrvorgängen insbesondere bei Öl, das ähnlich wie Gas dem Wind „nachgeführt“ wird.

	Installierte Leistung	CO ₂ -Emissionen	Anfahrvorgänge	Vorhandene	Zubau an
	(WEsER-Ergebnis)				pro Block und Jahr
	MW	Mio t CO ₂		MW	MW
Gas1	913	2,20	92,22	913	0
Gas2	15146	28,66	282,09	2987	12159
Stein1	9292	56,34	45,32	9292	0
Stein2	11284	68,41	14,98	11284	0
Braun1	2129	7,52	3,83	2129	0
Braun2	15700	58,94	1,05	15700	0
Uran1	1760	0,43	0,00	1760	0
Uran2	14419	3,49	0,00	14419	0
Oel1	1401	0,14	21,20	1401	0
Oel2	3781	1,39	109,76	3781	0
Laufwasser	5000	0,86	0,00	5000	0

Durch den gestiegenen Anteil an fluktuierender Stromerzeugung aus WKA ist ein demand side management von stärkerem Vorteil. Bild 7.6 zeigt, dass die durch den Wind verursachten Schwankungen der resultierenden Nachfrage deutlich ge-

glättet werden. Dies hat auf die Anteile an der Stromerzeugung zwar wenig Einfluss, aber die installierte Leistung der Gaskraftwerke passt sich an das DSM mit seinen 3 GW an.

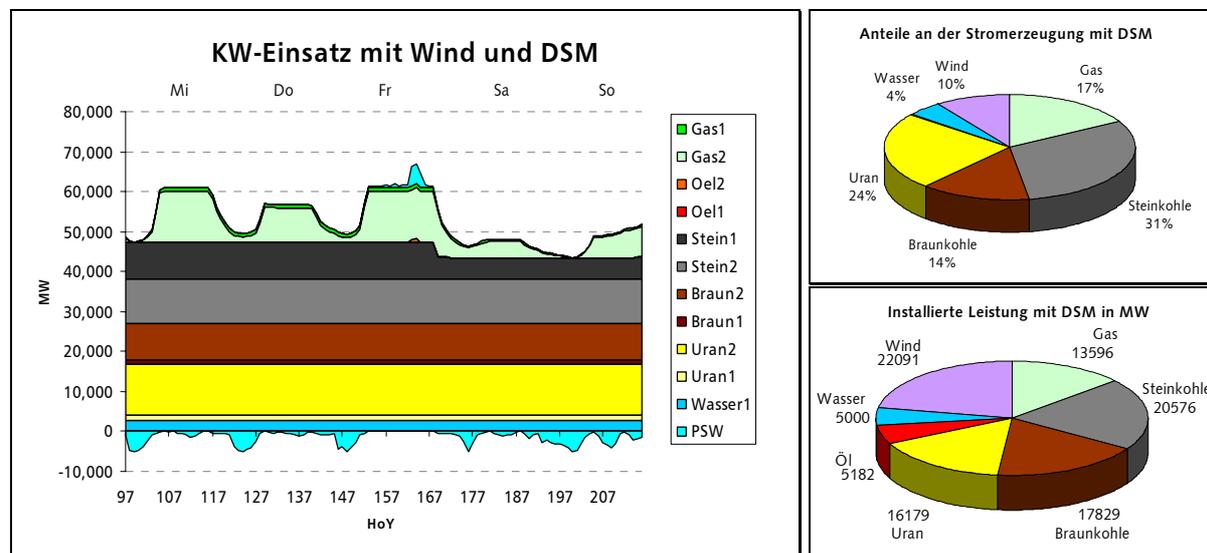


Bild 7.6: Anwendung von DSM zur Vergleichmäßigung der resultierenden Nachfrageganglinie. Während sich die Anteile an der Erzeugung nicht ändern, verringert sich die zugebaute Leistung an Gaskraftwerken nahezu um den Maximalbetrag des DSM.

Bezüglich der Kosten (Tabelle 7.5) ist zunächst festzustellen, dass die absoluten Zahlen für den Fall der Stromerzeugung mit dem prognostizierten Windenergieanteil und der (hypothetischen) Annahme einer rein konventionellen Erzeugung unter den für 2000 berechneten Werten liegen (vgl. Tabelle 7.3). Dies ist insbesondere dem unterstellten Effizienzzuwachs zuzuschreiben, der zu einer höheren Auslastung bei gleichzeitig geringeren Emissionen führt, was insgesamt für die Einhaltung des Kyoto-Ziels geringere Kosten bedeutet.

Tabelle 7.5: Kosten und Emissionen für die WEER-Optimierungen 2010. Annahmen:
* Windstromerzeugungskosten 7 ct/kWh; ** hohe Gas- und Ölpreise;
*** Windstromerzeugungskosten 5 ct/kWh.

	Gesamtkosten Mrd EUR	Brennstoffkosten Mrd EUR	CO ₂ -Emissionen Mio t
ohne Wind	21,76	3,88	228,86
mit Wind *	23,16	2,83	228,86
mit Wind und DSM *	22,89	2,84	228,86
ohne Wind **	25,90	6,34	228,86
mit Wind und DSM ***	21,91	2,84	228,86

Werden optimistische Stromgestehungskosten aus Windenergienutzung angesetzt, erreichen die Gesamtkosten das Niveau einer Erzeugung ohne Wind. Falls der Gaspreis deutlicher steigt als im Standardfall angenommen („Hochpreisszenario“, siehe Tabelle 6.2), sind die Kosten zur Einhaltung des Kyoto-Ziels 2010 mit nur konventioneller Stromerzeugung deutlich höher (gut 20%) als bei Nutzung der Windenergie. Dies liegt vor allem an dem im Vergleich zu 2000 gestiegenen Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten der Stromerzeugung. Dies korrespondiert auch mit der in Bild 7.6 ablesbaren Verringerung des Anteils der Stromerzeuger mit geringen Brennstoffkosten (AKW, Braunkohle-KW).²⁸

Bild 7.7 zeigt die Zusammensetzung der Erzeugung für den Fall eines „schlechten Windjahres“, d.h. einen um 24% geringeren Jahresertrages. Aufgrund der einzuhaltenden Emissions-Reduktionsziele, kann die fehlende WKA-Erzeugung nur durch Gaskraftwerke kompensiert werden, wobei hier aufgrund der schlechteren spezifischen Emissionen im Vergleich zur Windenergienutzung Teile der Erzeugung aus Braunkohle zu Gunsten der Gaskraftwerke abgegeben werden. Die Gesamtkosten der Erzeugung fallen bei der Annahme von 7 ct/kWh für den aus Wind generierten Strom in diesem Fall geringfügig niedriger aus, weil die Kosten für die Erzeugung aus Gaskraftwerken im normalen Preisszenario nur bei 5 ct/kWh liegen.

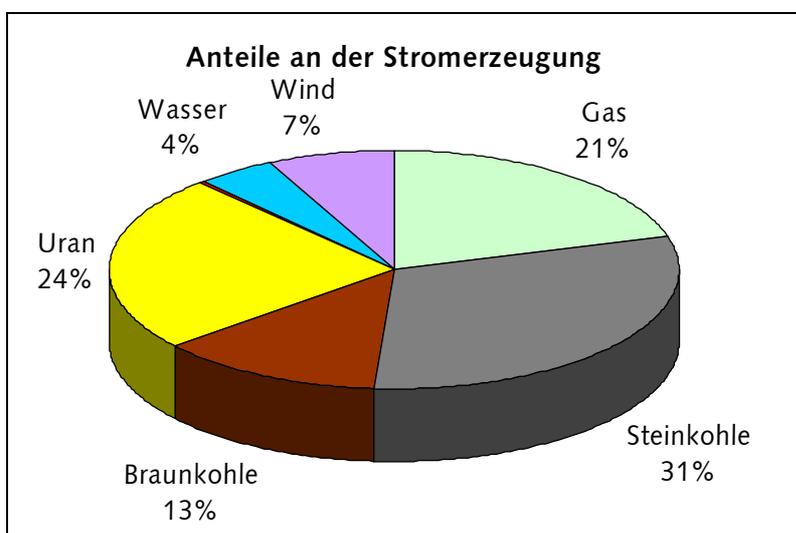


Bild 7.7: Zusammensetzung der für das Jahr 2010 erforderlichen Stromerzeugung bei der Annahme eines schwachen Windjahres. Der durch die WKA nicht erzeugte Anteil wird zur Einhaltung der CO₂-Restriktion von Gas übernommen.

7.3 2020 – Wind bestimmt die konventionelle Erzeugung

Für die Betrachtung einer optimierten konventionellen Stromversorgung im Jahr 2020 stehen insbesondere durch die bis dahin auslaufende Kraftwerkskapazi-

²⁸ Wie vorher ist darauf zu achten, dass mögliche (gesamtwirtschaftliche) Kosten eines DSM nicht berücksichtigt sind. Es werden nur die Stromerzeugungskosten angegeben.

tät in Höhe von mehr als 70 GW erheblich mehr Freiheitsgrade zur Verfügung. Die Randbedingungen für die Optimierung sind gegeben durch:

- stark gestiegene installierte Leistung an WKA (auf 43 GW)
- eine vorhandene Restkapazität konventioneller KW von weniger als 39 GW
- die Erreichung des geforderten 40%-CO₂-Reduktionsziels

Durch die deutlich gesteigerte installierte WKA-Leistung sowie den durch die Offshore-Nutzung erhöhten Wert der Vollbenutzungsstunden (auf knapp 3000) ist der Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung erheblich. Dies zeigt sich auch bei der (exemplarischen) Betrachtung des (resultierenden) Lastverlaufs: Während in 2010 noch eine gewisse Regelmäßigkeit der Nachfrage zumindest im Wochenverlauf zu erkennen war, bringt in 2020 die hohe Einspeisung diese „Ordnung“ durcheinander (vgl. Bild 7.8). Nicht nur das stochastische Auftreten von (resultierenden) Nachfragespitzen, sondern auch hohen Nachfrageänderungen innerhalb von 24 Stunden müssen durch die konventionelle Erzeugung gedeckt werden. Durch diesen veränderten (resultierenden) Nachfrageverlauf kann es sein, dass die Tagesspitzenlast während der Nacht und die höchste Wochenlast auch an einem Samstag oder Sonntag auftreten.

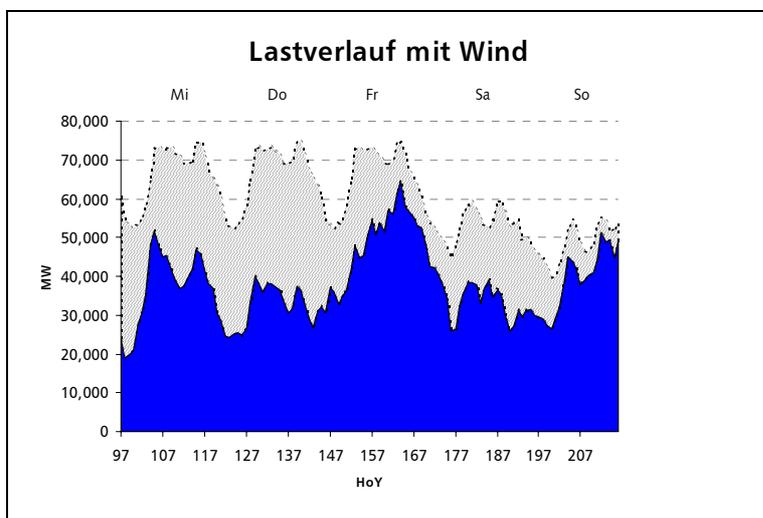


Bild 7.8: Verlauf der resultierenden Nachfrage (ausgefüllt) sowie der Einspeisung von Strom aus WKA (schraffiert) im Jahr 2020, aufgetragen über die Stunde des Jahres (HoY). Die obere, gestrichelte Begrenzungslinie gibt den unbeeinflussten Lastgang wieder.

Aufgrund der größeren Freiheitsgrade bezüglich des (Modell-)Kraftwerkszubaues aber auch wegen der stärkeren Restriktion bezüglich der CO₂-Emissionen ist der kostenoptimale Erzeugungsmix im Vergleich zu 2000 deutlicher verändert als es die Betrachtung für 2010 ergibt (vgl. Bild 7.9). Wegen der hohen installierten WKA-Leistung (43 GW) wird bei einem durchschnittlichen Windjahr mehr als ein Viertel des Nettostrombedarfs durch die WKA gedeckt. Der größte Anteil an konventioneller Erzeugung stammt aus Gaskraftwerken, aber auch von Steinkohlekraftwerken wird noch ein bedeutsamer Beitrag zur Stromversorgung geleistet. Die heute als „Grundlastkraftwerke“ genutzten Erzeuger die auf den Brennstoffen Uran und

Braunkohle basieren, verlieren jedoch deutlich an Bedeutung. Insgesamt werden durch sie weniger als 10% der Jahresnachfrage bereitgestellt (Zum Vergleich: In 2000 stellten AKW und Braunkohle nahezu 60% der Erzeugung). Bezüglich der installierten Leistung sind aufgrund der (durch die Offshore-Nutzung zwar deutlich erhöhten, aber dennoch) vergleichsweise niedrigen Volllaststundenzahl der Windenergie die Anteile anders verteilt: Die höchste installierte Leistung hat demnach der Wind, gefolgt von den Gas- und den Steinkohlekraftwerken. Bei der Braunkohle existieren zwar auch noch einige GW, diese werden jedoch aufgrund der höheren spezifischen CO₂-Emissionen nur mit geringer durchschnittlicher Auslastung betrieben.

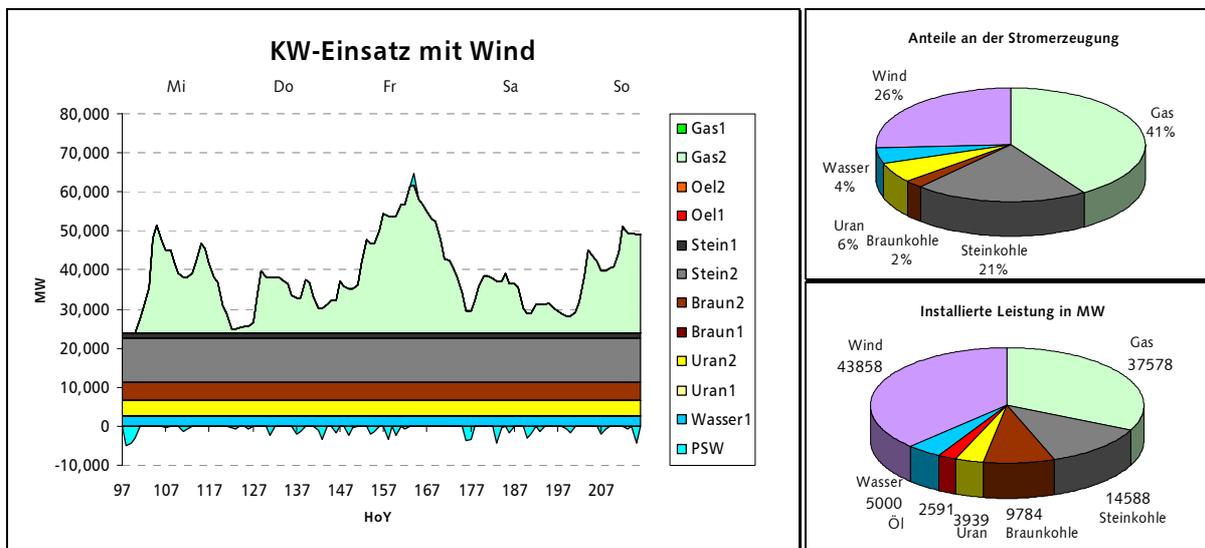


Bild 7.9: Durch WEsER-Optimierung berechneter konventioneller Kraftwerkseinsatz für 2020. Das Pumpspeicherwassersystem wird unregelmäßiger, besonders zur „Abfederung“ von Windstromerzeugungsspitzen genutzt.

Tabelle 7.6: Charakteristik der WEsER-Optimierung für 2020. Wegen der guten Ergänzung von Gaskraftwerken zur Windenergienutzung aber auch aus Gründen der Einhaltung des CO₂-Reduktionsziels (-40%) wird dieser Typ Stromerzeuger ausschließlich zugebaut.

Technik	Installierte Leistung (WEsER-Ergebnis)	CO ₂ -Emissionen Mio t CO ₂	Anfahrvorgänge pro Block und Jahr	Vorhandene	Zubau an
	MW			Leistung 2020 MW	Kraftwerksleistung MW
Gas1	0	0,00	0	0	0
Gas2	37578	75,23	230	0	37578
Stein1	3304	16,69	20	3304	0
Stein2	11284	68,40	10	11284	0
Braun1	0	0,00	0	0	0
Braun2	9784	10,19	5	9784	0
Uran1	0	0,00	0	0	0
Uran2	3939	0,95	2	3939	0
Oel1	0	0,00	0	0	0
Oel2	2591	0,24	59	2591	0
Laufwasser	5000	0,86	0	5000	0

Tabelle 7.6 zeigt, dass ausser bei den auf Gas basierenden Kraftwerken zur kostenoptimalen Ergänzung der Windstromerzeugung bei Einhaltung des 40%-Reduktionsziels kein Zubau konventioneller Erzeugung stattfindet. Trotz der geringen Anteile von AKW und Braunkohlekraftwerken führt der hohe Anteil der WKA dazu, dass auch diese „Grundlastkraftwerke“ statistisch 2 bis 5 Anfahrvorgänge pro Kraftwerksblock und Jahr durchführen (müssen).

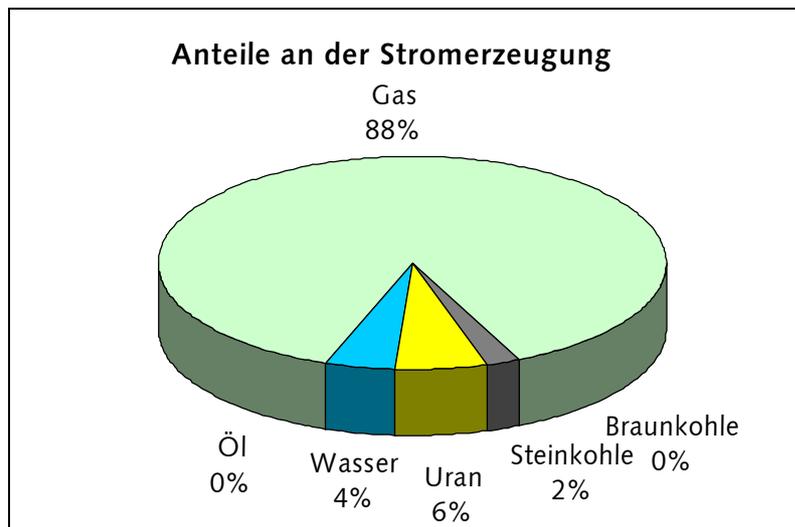


Bild 7.10: Zusammensetzung der für das Jahr 2020 erforderlichen Stromerzeugung, wenn das CO₂-Reduktionsziel eingehalten werden soll und kein Strom aus WKA erzeugt würde. Es kann praktisch nur Gas eingesetzt werden.

Würde das CO₂-Reduktionsziel von –40% bis 2020 ohne die Windenergienutzung erreicht werden wollen, so erforderte eine kostenoptimale Erzeugungsstruktur nahezu die ausschließliche Nutzung von Gas als Primärenergieträger (vgl. Bild 7.10). Durch den beim Gas dominierenden Einflusses der im Vergleich z.B. zur Kohle zudem deutlich volatileren Brennstoffpreise wären die gesamten Stromerzeugungskosten stark abhängig vom Gaspreis, was energiewirtschaftlich nicht wünschenswert wäre.

Tabelle 7.7: Optimierungsergebnisse von WEER für das Betrachtungsjahr 2020. Angenommene Kosten für Stromerzeugung aus Wind: 5 ct/kWh. (*): hoher Gaspreis.

	Gesamtkosten Mrd EUR	Brennstoffkosten Mrd EUR	CO ₂ -Emissionen Mio t
ohne Wind	22,35	6,76	173,86
mit Wind	22,91	3,75	173,86
mit Wind und DSM	22,64	3,75	173,86
ohne Wind *	33,37	13,33	173,86
mit Wind und DSM *	27,76	6,79	173,86
ohne CO ₂ -Beschränkung	18,08	3,03	348,64
mit Wind ohne CO ₂ -Beschränkung	22,11	2,63	231,57

Die Betrachtung hoher Brennstoffpreise (vor allem des Gaspreises) unter Beibehaltung des Klimaschutzziels führt nicht zu einer anderen Struktur der konventionellen Stromerzeugung, sondern lediglich zu höheren Gesamtkosten (vgl. Tabelle 7.7). Aufgrund des hohen Anteils von Gas im Erzeugungsmix zeigt sich dann jedoch, dass die Nutzung der Windenergie erhebliche Kostenvorteile für die Gesamtenergieerzeugung mit sich bringt. Schon im „Normalpreisszenario“ fallen (bei Nutzung des demand side management) praktisch keine Zusatzkosten für die Nutzung der Windenergie zur Erreichung des Klimaschutzzieles an; überdies ergibt sich ein Nutzen durch eine deutlich verringerte (nahezu halbierte) Abhängigkeit von den Brennstoffkosten.

Ein Verzicht auf das Klimaschutzziel würde unter dem Gesichtspunkt einer kostenoptimalen Stromerzeugung zu einer deutlichen Erhöhung der CO₂-Emissionen führen. Diese *stiegen* im (hypothetischen) Fall eines Verzichts auf die Nutzung der Windenergie aufgrund des dann hohen Anteils der Kohle um mehr als 20% auf nahezu 350 Mio t CO₂ für die Nettostromerzeugung (40%-CO₂-Reduktionsziel: 174 Mio t). Die Nutzung der Windenergie (in der für 2020 vorgegebenen Größenordnung) ohne gleichzeitig vorgegebenes Ziel einer CO₂-Minderung führt dennoch zu einer signifikanten Senkung des CO₂-Ausstoß der Nettostromerzeugung um mehr als 20%. Damit würde dann das Kyoto-Ziel erreicht werden können. Angesichts der anfallenden Kosten für die gesamte Stromerzeugung, die für die Erreichung der ambitionierteren Ziele (-40%) kaum höher liegen, wäre es fragwürdig, auf das Reduktionsziel zu verzichten. Der Unterschied der beiden Fälle liegt im Stromerzeugungsmix, der ohne Klimaschutzziel weniger „Gas-lastig“ ausfällt (vgl. Bild 7.11).

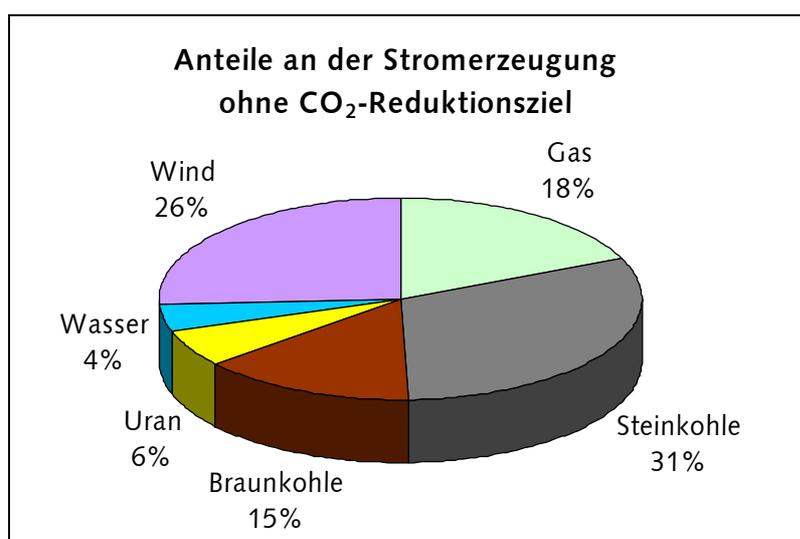


Bild 7.11: Zusammensetzung der für das Jahr 2020 erforderlichen Stromerzeugung, wenn kein Klimaschutzziel vorgegeben wäre, die Windenergienutzung aber den prognostizierten Anteil an der Erzeugung erreichen würde.

Bei einem um 25% verringerten Ertrag der Windstromerzeugung muss – wie schon bei der Betrachtung für das Jahr 2010 – bei Beibehaltung des Klimaschutz-

ziels, die fehlende Erzeugung durch Gaskraftwerke (über-)kompensiert werden (vgl. Bild 7.12). Wegen der schlechteren spezifischen Emissionen von Gas im Vergleich zu Wind, muss zur Einhaltung des CO₂-Reduktionsziels der Steinkohle-Anteil verringert werden. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Gesamtkosten der Stromerzeugung leicht steigen und trotz geringerer Kosten durch weniger Einspeisevergütungen für den Wind durch die zusätzlichen Gas-Anteile die Gesamtkosten für den Fall eines „normalen“ Windjahres erreicht werden.

Es lässt sich also schließen, dass die aufgrund des Ausbaus der Windenergienutzung erforderlichen strukturellen Änderungen im Kraftwerkspark selbst bei deutlichen Schwankungen des Windenergieangebots zu nahezu gleichen Kosten für die gesamte Stromerzeugung führen.

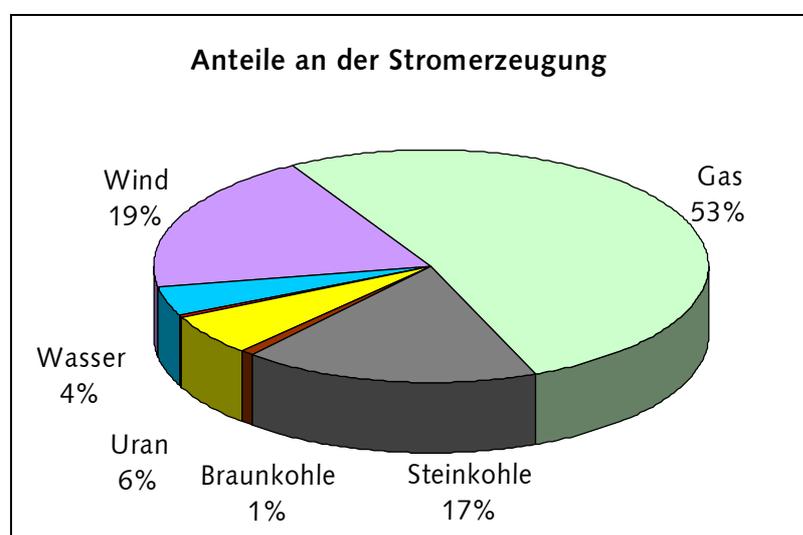


Bild 7.12: Zusammensetzung der für das Jahr 2020 erforderlichen Stromerzeugung bei der Annahme einer aufgrund eines schlechten Windjahres verringerten Windstromerzeugung bei Einhaltung des 40% CO₂-Reduktionsziels.

Tabelle 7.8 zeigt auch den Fall eines schlechten Windjahres bei hohen Brennstoffpreisen. Dies kann als „Worst-Case“-Szenario bezeichnet werden. Strukturell unterscheidet sich die Stromerzeugung nicht von dem Fall der normalen Brennstoffpreise (Bild 7.12): Es ist dann zwar die Infrastruktur auf den Wind hin angepasst, aber (vor allem) aufgrund der hohen Gaspreise sind die gesamten Erzeugungskosten deutlich höher als im „Standardfall“.

Tabelle 7.8: Stromerzeugungskosten im Falle eines schlechten Windjahres für 2020. (*) normale Gaspreise und spezifische Windstromgestehungskosten 5 ct/kWh; (**): hohe Gaspreise und spezifische Windstromgestehungskosten 7 ct/kWh

	Gesamtkosten Mrd EUR	Brennstoffkosten Mrd EUR	CO ₂ -Emissionen Mio t
ohne Wind	22,35	6,76	173,86
mit Wind und DSM *	22,40	4,50	173,86
mit Wind und DSM **	29,31	8,36	173,86

7.4 CO₂-Reduktion um jeden Preis?

Neben den bisher vorgestellten Szenarien sind weitere Entwicklungen vorstellbar. So könnte eine Verengung der Nachhaltigkeitsanforderungen an den Energieversorgungssektor auf die CO₂-Emissionen eine Renaissance der Atomenergie auslösen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Emissionen könnte die Kernenergienutzung im Zuge eines Emissions-Zertifikate-Handels wie er auf europäischer Ebene geplant ist, auch zu Kostenvorteilen beim Betrieb dieser Kraftwerke führen.

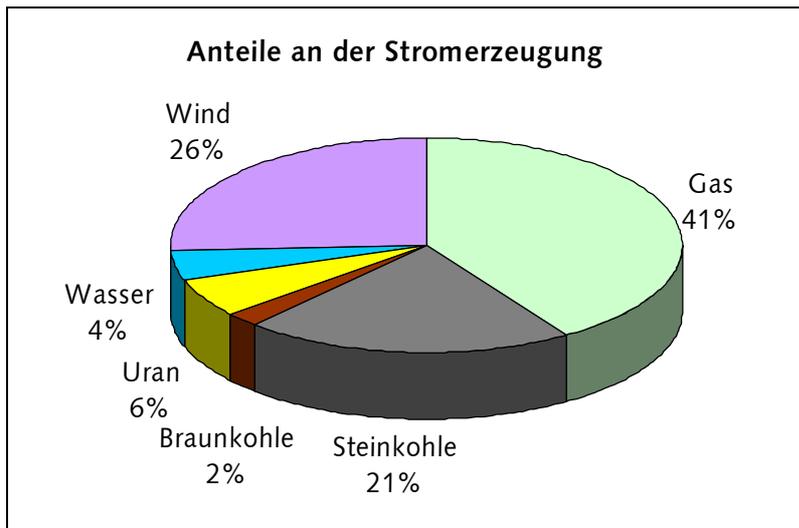


Bild 7.13: Zusammensetzung der für das Jahr 2020 kostenoptimalen Stromerzeugung. Die Restriktion, keine neuen AKW zuzubauen, wurde bei diesem Lauf entfernt. Das Ziel einer CO₂-Reduktion bleibt jedoch bestehen.

Es ist deshalb nahe liegend, die AKW-Restriktion in WEsER aufzuheben und zu sehen, was für 2020 geschieht, wenn Wind im vorhergesagten Umfang zugebaut und der kostenoptimale konventionelle Kraftwerkspark zu finden ist.

Das Ergebnis (Bild 7.13) zeigt die gleichen Anteile der verschiedenen Energieträger wie in dem Fall mit AKW-Beschränkung (Bild 7.9). Dies ist ein deutliches Zeichen dafür, dass die aufgestellte Hypothese eines verringerten Bedarfs von „Grundlastkraftwerken“ bei einem hohen Windstromanteil verifiziert werden kann.

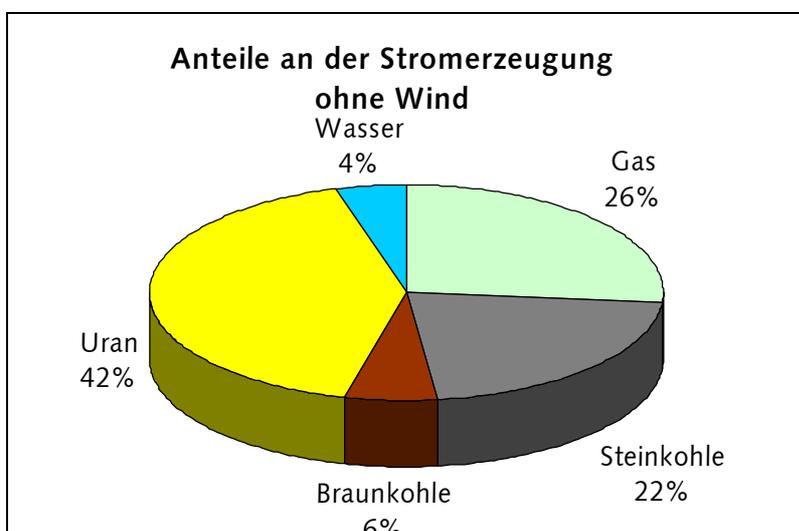


Bild 7.14: Zusammensetzung der für das Jahr 2020 kostenoptimalen Stromerzeugung unter der Annahme, dass keine WKA installiert wären und die „nukleare Option“ offen gehalten würde. Das Ziel einer CO₂-Reduktion bleibt einzuhalten.

Bild 7.14 zeigt, dass zur Erreichung des 40%-Reduktionsziels der kostenoptimale Pfad ohne Windenergienutzung über den Einsatz von AKW führt. Der Anteil an der Erzeugung liegt über 40%, dies bedeutet eine insgesamt installierte Leistung von über 28 GW. Zur Erreichung des 40%-Reduktionszieles ohne WKA müssten bis 2020 also etwa 20 neue AKW gebaut werden. Die Kosteneinsparungen für die Gesamterzeugung liegen dabei unter 10% im Vergleich zu dem von großen Windenergie-Anteilen geprägten „Standard“-Szenario für 2020. In gleicher Größenordnung reduziert sich die kostenmäßige Brennstoffabhängigkeit. Aus Kostensicht ist diese CO₂-Vermeidungsstrategie also weder eindeutig von Vorteil noch disqualifiziert sie sich. Allerdings ist ein solches Szenario – wie alle auf REG verzichtenden Szenarien – nicht regenerativ und aus diesem Grund wenig empfehlenswert.

Über die Aufhebung der AKW-Zubau-Restriktion hinaus geht folgende Betrachtung, die ohne jede Vorgaben bezüglich installierter Kraftwerksleistung oder maximalem Zubau erfolgt. Dadurch kann eruiert werden, welcher Kraftwerksmix – unter den gegebenen Annahmen – eine kostenoptimale Stromerzeugung sicherstellen würde. Neben der Zusammensetzung des Kraftwerksparks ist darüber hinaus interessant, wie sehr die gesamten Erzeugungskosten von den Szenarien abweichen, in den die in 2020 noch vorhandene Struktur genutzt wird.

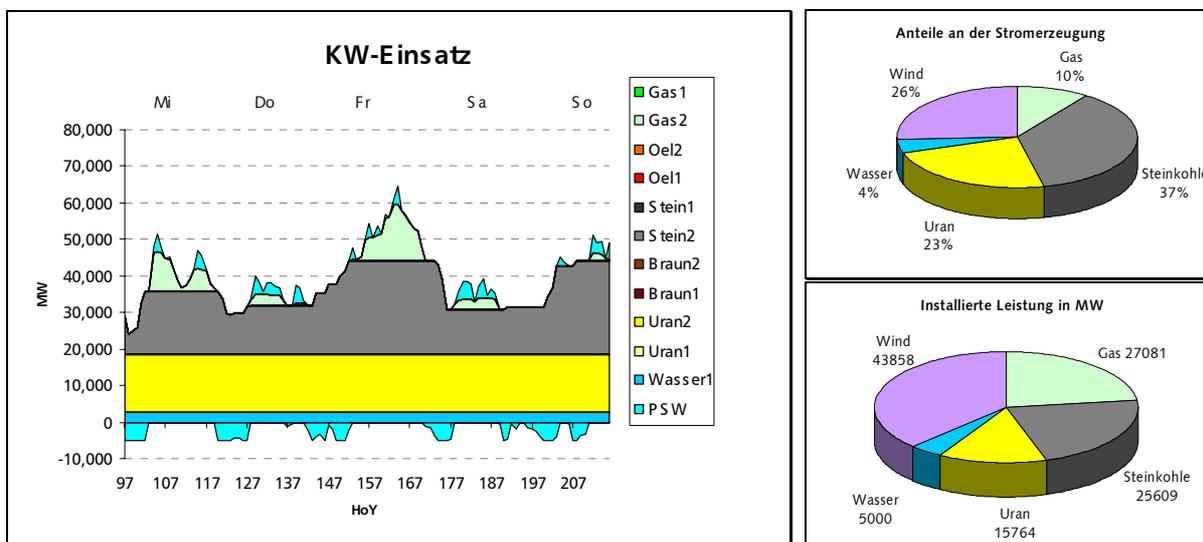


Bild 7.15: WEER-Ergebnis für die Bestimmung eines kostenoptimierten konventionellen Kraftwerksparks und -einsatzes für 2020 unter der Annahme eines hohen Gaspreises, normaler Windstromerzeugung, der Erreichung des CO₂-Reduktionsziels sowie keiner Einschränkung oder Vorgabe einer installierten konventionellen Leistung.

Bild 7.15 zeigt neben dem exemplarischen Verlauf des resultierenden Kraftwerkseinsatzes auch die Anteile der installierten Leistung sowie der Erzeugung für das Betrachtungsjahr. Im Vergleich zu dem „Standard“-Szenario 2020 (vgl. Bild 7.9), in welchem neben der Vorgabe der vorhanden installierten Leistung der kon-

ventionellen Kraftwerke auch die AKW-Nutzung beschränkt war, ist der Anteil der mit Gas betriebenen Kraftwerke deutlich reduziert. Das findet neben dem erhöhten Gaspreis auch in der unter CO₂-Gesichtspunkten vorteilhaften Nutzung der Atomenergie seine Ursache, womit das Erreichen des 40%-Reduktionsziels auch ohne einen hohen Gas-Anteil ermöglicht wird.

Dass die Braunkohle in keiner Form einen Anteil an einer so optimierten Stromerzeugung liefert, liegt an den im Vergleich zur Steinkohle höheren Kosten sowie den höheren spezifischen Emissionen. Wenn also Kohle in einem kostenoptimierten CO₂-Reduktionsszenario als Energieträger eine Rolle spielt, dann Steinkohle.

Aus Bild 7.15 ist auch ersichtlich, dass der Einsatz des Pumpspeicherwassersystems mehr der heutigen Nutzung entspricht – aufgrund des hohen Gaspreises ist es kosteneffizient die Steinkohlekraftwerke häufiger an- und abzuschalten und die PSW-Systeme zu nutzen, um trotzdem eine gleichmäßigere Auslastung zu erreichen.

Der Gaspreis schlägt sich auch in dem deutlichen Missverhältnis zwischen installierter Leistung gasbasierter Kraftwerke und der Erzeugung nieder: Die Vollbenutzungsdauer liegt unter 2000 Stunden, während sie bei Steinkohle und AKW deutlich über 7000 Stunden liegt.

Tabelle 7.9: Kosten und Emissionen der in diesem Abschnitt vorgestellten Szenarien ohne Einschränkungen bezüglich der Kraftwerksleistung. (*) Szenario ohne AKW-Beschränkung mit normalen Gaspreisen. Andere Ergebnisse mit hohen Gaspreisen.

	Gesamtkosten Mrd EUR	Brennstoffkosten Mrd EUR	CO ₂ -Emissionen Mio t
ohne Wind *	21,49	3,42	173,86
ohne Wind	22,00	2,98	173,86
mit Wind	24,55	2,81	173,86
mit Wind und DSM	23,71	2,23	173,86
mit Wind ohne CO ₂ -Reduktion	22,08	2,14	281,76

Beim Vergleich der Erzeugungskosten lässt sich feststellen, dass bei einer völlig freien Ergebnisbestimmung für die Randbedingungen 2020 (installierte WKA-Leistung: 44 GW; CO₂-Reduktionsziel: -40%) mit hohem Gaspreis ähnliche Werte erreichen lassen, wie bei der Beachtung der vorhandenen Struktur unter Annahme eines „normalen“ Gaspreises (vgl. Tabelle 7.7). Deutliche Diskrepanzen ergeben sich beim Vergleich der (hypothetischen) Betrachtung ohne Windenergienutzung mit

hohem Gaspreis: Die Differenz zwischen „freier“ Erzeugungstruktur (22 Mrd) und jener mit AKW-Beschränkung (33,37 Mrd) beträgt mehr als 50%.

Weniger deutlich unterscheiden sich die beiden entsprechenden Szenarien mit Wind: Unter Berücksichtigung der Auswirkungen des „Atomkonsens“ entstünden Gesamtkosten für die Stromerzeugung in Höhe von 27,76 Mrd. EUR, während sie im Falle einer völlig freien Bestimmung des kostenoptimalen konventionellen Kraftwerkspark bei 24,55 Mrd. EUR liegen.

Dahingegen sind die Auswirkungen eines angewandten DSM bei einem hohen Gaspreis größer: Durch die kombinierte Anwendung des DSM und der Pumpspeicherwassersystems kann der Einsatz der Gaskraftwerke deutlich reduziert werden, was die Gesamtkosten verringert (vgl. Bild 7.16).

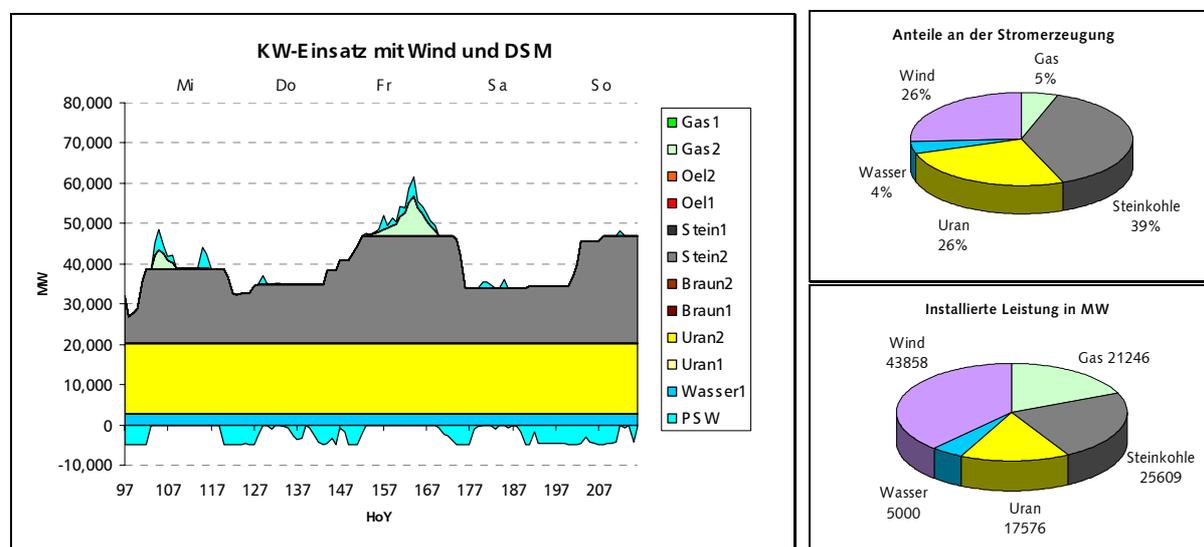


Bild 7.16: Einfluss des demand side management bei der Optimierung ohne Vorgabe oder Beschränkung von installierter Leistung. Der Gasanteil in der Erzeugung wird nochmals deutlich reduziert.

Das Ergebnis einer Betrachtung, die zusätzlich ohne Vorgabe eines CO₂-Reduktionsziels charakterisiert ist, zeigt Bild 7.17. Ein unter Kostengesichtspunkten optimierter konventioneller Kraftwerksmix besteht bei einem hohen Gaspreis trotzdem ohne Anteil von „Grundlastkraftwerken“. Dies kann durch die fluktuierende resultierende Nachfrage erklärt werden, die für typische Grundlastkraftwerke keinen konkurrenzfähigen Betrieb zu den anderen Erzeugern zulässt. Nur die Erreichung des Klimaschutzziels erfordert den Zubau von AKW, was allerdings mit etwa 10% höheren Kosten verbunden ist (vgl. Tabelle 7.9). Ohne die Vorgabe des Reduktionsziels stagnieren die Emissionen jedoch praktisch auf dem Niveau von 2000.

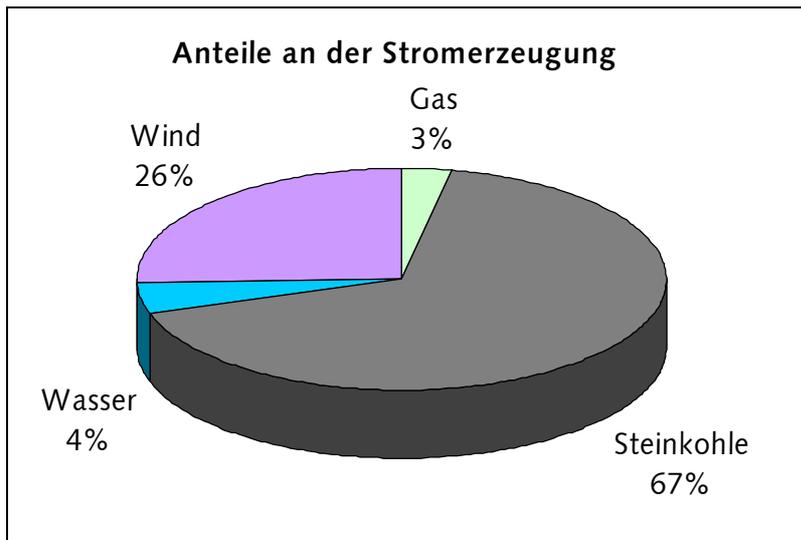


Bild 7.17: Anteile an der Stromerzeugung im Falle einer uneingeschränkten Einsatz- und Zubaumöglichkeit der Modellkraftwerke bei Verzicht auf Erreichung des Klimaschutzziels, jedoch unter Einbeziehung des Windstroms. Der Gaspreis ist „hoch“.

7.5 Windenergienutzung ohne EEG

Durch eine Modifikation des WEER-Ansatzes ist es über die bisher dargestellten Betrachtungen hinaus möglich, auch Szenarien zu untersuchen, in den die Windenergienutzung lediglich optional in das Stromerzeugungssystem einbezogen wird. Die WKA werden dabei durch Investitionskosten und fixe Betriebskosten charakterisiert, Brennstoffkosten fallen naturgemäß nicht an. Das begrenzte Angebot der Stromerzeugung wird durch die stündliche Vorgabe einer maximal vorhandenen Leistung berücksichtigt. WEER entscheidet dann – wie in den anderen Betrachtungen auch – wie viel eines jeden Kraftwerkstyps zugebaut und wie diese Kapazität eingesetzt wird, um die Gesamtkosten der Erzeugung zu minimieren. Abhängig von dem vorgegebenen Klimaschutzziel oder dem Brennstoffpreisen ergeben sich verschiedene Anteile der Windenergie an der Stromerzeugung. Anhand der Erzeugung lassen sich dann auch die spezifischen Kosten – unabhängig von einer vorgegebenen Einspeisevergütung – angeben.

Ziel dieser Betrachtung ist die Bestimmung einer möglichen Obergrenze für den Zubau von WKA aus Sicht der Gesamtkosten für die Stromerzeugung. Dies kann Hinweise geben, wie lange der Zubau von WKA durch Förderinstrumente wie das Erneuerbare Energien Gesetz unterstützt werden sollte. Wegen der statischen Betrachtung von WKA-Erzeugungskosten und Brennstoffpreisen sind die Ergebnisse jedoch nur als exemplarisch anzusehen und können bei einer weiteren Reduktion der Windstromkosten anders ausfallen.

Untersucht wird im Folgenden ein Szenario, das von hohen Gaspreisen und der vorhandenen Struktur der Kraftwerksleistung in 2020 ausgeht. Darüber hinaus wird hierbei der Zubau von AKW beschränkt, so wie es der „Atomkonsens“ vorsieht. Es

handelt sich hierbei um „windfreundliche“ Annahmen, die eine hohe Nutzung von WKA erwarten lassen. Eine zweite Untersuchung geht von einem entsprechend hohen Gaspreis aus, besitzt aber keine Einschränkungen bezüglich der installierten oder maximal installierbaren Kraftwerksleistung. Es ist zu erwarten, dass diese Annahmen eher zu einer geringeren Windenergienutzung führen. Beide Szenarien werden mit verschiedenen Vorgaben bezüglich CO₂-Reduktionszielen durchlaufen. Die „Kraftwerksparameter“ der WKA zeigt Tabelle 7.10.

Tabelle 7.10: Modellparameter für den freien Einsatz der Windenergie.

Typ	BlockGr MW	WirkGrad	InvKost EUR/MW	AbschrDau a	Kapdienst EUR/MW _a	Fixe BetrKost EUR/MW _a	VarKost EUR/MWh _{el}	CO2EmStrom kg/MWh _{el}
Wind	2,5	100%	850000	20	86574	20000	8,00	10

7.5.1 Hoher Gaspreis, AKW-Zubau beschränkt

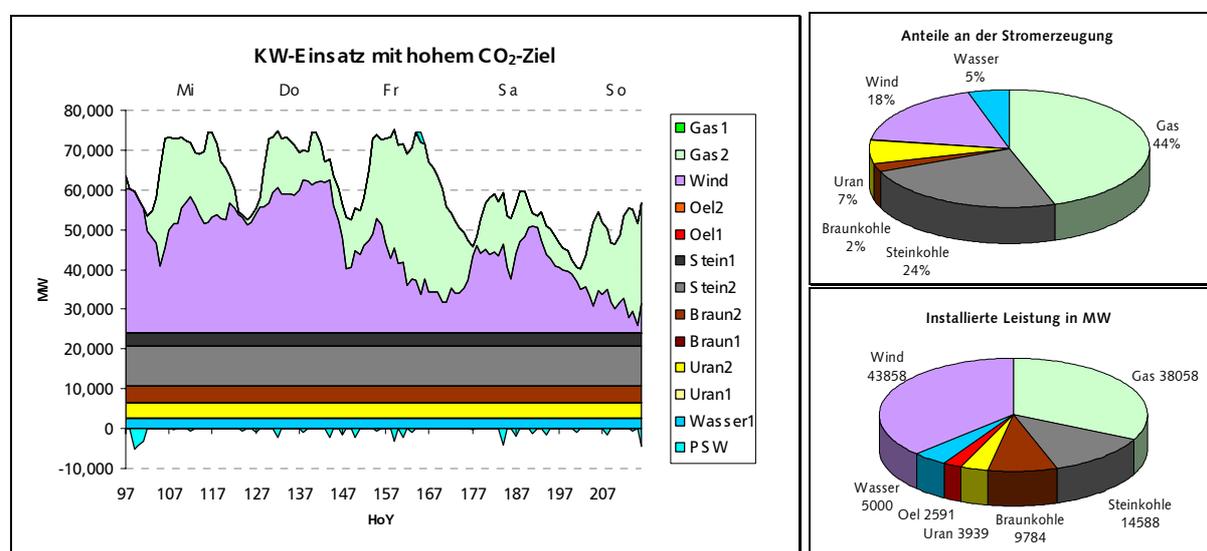


Bild 7.18: Verlauf der Stromerzeugung 2020 in einer exemplarischen Betrachtung einiger Tage sowie ganzjährige Anteile und installierte Leistung in einem Szenario, das WKA wie andere Erzeuger anhand der Kosten beurteilt. Gaspreis „hoch“, Klimaschutzziel hoch (-40%).

Bild 7.18 zeigt die WEsER-Ergebnisse für die „windfreundlichen“ Annahmen bei der Vorgabe des 40%-CO₂-Reduktionsziels für 2020. Hier ist anhand des Verlaufs des Kraftwerkseinsatzes deutlich erkennbar, dass die Gaskraftwerke komplementär zu der Erzeugung aus WKA betrieben werden. Die anderen Kraftwerkstypen werden nahezu unregelmäßig betrieben. Entsprechend des zu erreichenden Reduktionsziels ist der Anteil der Gaskraftwerke an der Erzeugung hoch. Hingegen wird aus WKA trotz der maximal installierten Leistung von nahezu 43 GW weniger Strom erzeugt als möglich. Statt der erreichbaren knapp 3000 Volllaststunden werden lediglich gut 2000 erbracht. Aufgrund des hohen Gaspreises ist offensichtlich eine komplette „Ausregelung“ der durch Windkraftnutzung erzeugten Schwankungen teurer, als

zu gewissen Zeiten vorhandene WKA-Leistung abzulehnen. Nichtsdestotrotz schlägt das Optimierungsergebnis den Aufbau der maximal installierbaren WKA-Leistung vor.

Ist das CO₂-Reduktionsziel nicht so ambitioniert, sondern liegt lediglich bei der schon für 2010 angepeilten Marke (-21%), sieht die Struktur der Erzeugung deutlich anders aus (vgl. Bild 7.19). Der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken nimmt zu, während der Gasanteil erheblich niedriger liegt. Interessanterweise ist auch die Erzeugung aus WKA höher als im Fall des 40%-CO₂-Reduktionsziels. Nahezu jede mögliche nutzbare kWh, die aus WKA erzeugt wird, findet in diesem Szenario Verwendung; die Volllaststundenzahl der installierten WKA-Leistung liegt nahe bei der maximal vorgegebenen. Die Ausnutzung der Gaskraftwerke ist dagegen im Vergleich zum hohen Reduktionsziel niedriger, was durch den hohen Gaspreis erklärbar scheint. Der Anteil der Braunkohlekraftwerke nimmt geringfügig zu, was einer besseren Ausnutzung der ohnehin vorhandenen installierten Leistung entspricht. Das Pumpspeicherwasser-System wird intensiver genutzt als bei der Betrachtung des hohen Klimaschutzziels.

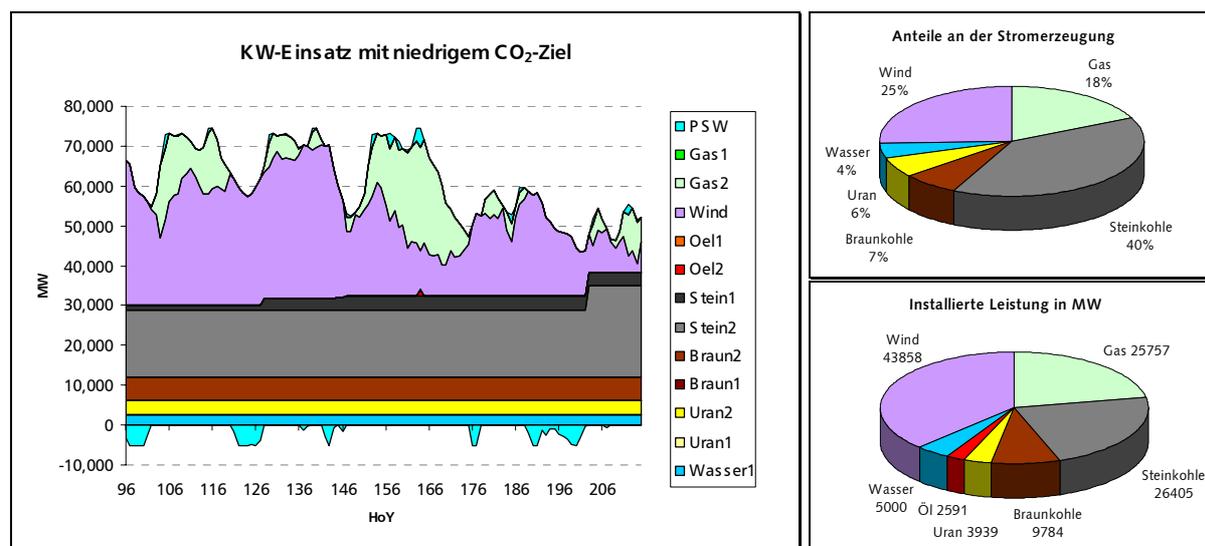


Bild 7.19: Ergebnis der WEsER-Optimierung mit der im Vergleich zu Bild 7.18 veränderten Voraussetzung eines niedrigeren CO₂-Reduktionsziels (-21%).

Es lässt sich anhand des in Bild 7.19 dargestellten exemplarischen Verlaufs auch erkennen, wie auf die hohe Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen vom System (kostenoptimal) reagiert wird: Kurzfristige Schwankungen gleichen Gas und Pumpspeicherwasser-Systeme aus, während bei einer länger andauernden Flaute Steinkohlekraftwerke zugeschaltet werden. Dies ist aber eben nur möglich, wenn das CO₂-Reduktionsziel gering ist, ansonsten müssen Gaskraftwerke auch diese längerfristigen Schwankungen kompensieren, was bei einem hohen Gaspreis eben dazu führt, weniger Wind in den Erzeugungsmix zu übernehmen.

Ohne Vorgabe eines Reduktionsziels wird bei den vorgegebenen Kostenparametern praktisch keine Windenergie zur Stromerzeugung herangezogen. Sie erweist sich dann im Vergleich zu den anderen Erzeugern als nicht konkurrenzfähig.

Tabelle 7.11: Kosten einer Stromerzeugung ohne Vorgabe des Anteils der Windenergienutzung. Aufgrund einer höheren Ausnutzung der WKA im niedrigen Reduktionsfall sind die spezifischen Erzeugungskosten deutlich geringer.

	Gesamtkosten Mrd. EUR	Brennstoffkosten Mrd. EUR	Windkosten Mrd. EUR	spez. Windkosten ct/kWh	CO ₂ -Emissionen Mio t
hohe CO ₂ -Restriktion	27,17	6,76	5,71	7,10	174,86
niedrige CO ₂ -Restriktion	23,57	3,97	5,70	4,46	228,86
keine CO ₂ -Restriktion	19,05	2,49	0,07	4,66	374,80

Tabelle 7.11 zeigt die Stromerzeugungskosten sowie die anteiligen Brennstoffkosten und die durch die WKA-Nutzung entstandenen Kosten für das Szenario einer Erzeugung ohne Vorgabe der Windenergienutzung. Der Gaspreis ist „hoch“, der AKW-Zubau beschränkt. Im Fall der hohen Emissionseinsparungen ergeben sich Gesamtkosten, die praktisch nicht von denen abweichen, die bei der Vorgabe der Windenergienutzung entstehen (vgl. Tabelle 7.7).

Betrachtet man allein die spezifischen Erzeugungskosten der WKA, so zeigt sich, dass die Vorgabe eines niedrigen CO₂-Reduktionsziels mit der damit verbundenen Übernahme aller Stromerzeugung aus Wind zu Werten führt, die in etwa den durchschnittlichen spezifischen Kosten aus dem gesamten Erzeugungsmix entsprechen. Somit ist aus Kostengesichtspunkten klar, möglichst viel der WKA-Erzeugung zu integrieren.

Der Verzicht auf Reduktionsziele führt zwar zu deutlich niedrigeren Gesamtkosten der Stromerzeugung, jedoch steigen die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2000 deutlich an.

7.5.2 Hoher Gaspreis, Kraftwerkszubau frei

Wird neben der Freigabe des Einsatzes der WKA auch für alle anderen Erzeuger keine Vorgabe bezüglich zu installierender bzw. maximal installierbarer Leistung gemacht, so dominiert zur Einhaltung des 40%-Reduktionsziels die Erzeugung aus AKW (vgl. Bild 7.20). Über 45% des Nettostromverbrauchs sind in einem solchen Fall „Atomstrom“. Daneben entstammen weitere etwa 40% Steinkohlekraftwerken, der Rest teilt sich auf Wind (6%) Gas (5%) und Wasser (4%) auf. Braunkohle trägt ebenso wie Öl aufgrund der im Vergleich zu Steinkohle bzw. Gas schlechteren Kosten- und Emissionseigenschaften nichts zur Erzeugung bei.

Augenfällig ist, dass von der maximal installierbaren WKA-Leistung von 44 GW nur etwa ein Viertel bei dieser Optimierung tatsächlich installiert wird. Dementsprechend bedeutet die Erzeugung von 6% des Nettostrombedarfs eine Volllaststun-

denzahl von gut 2500. Nur so ist die Winderzeugung günstig genug, um überhaupt einen Beitrag zur kostenoptimierten Stromerzeugung zu leisten.

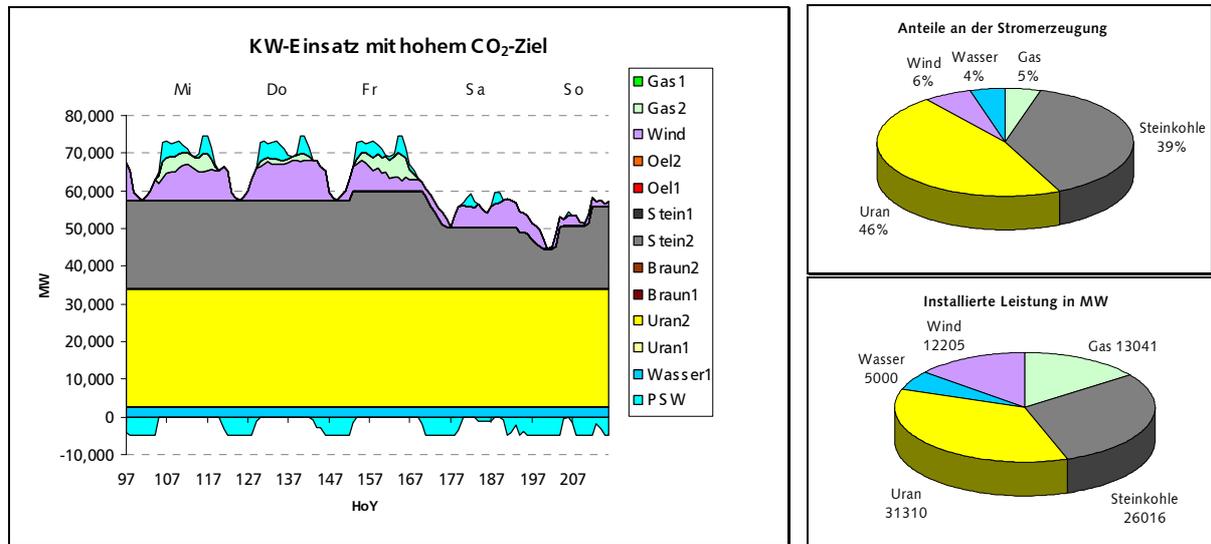


Bild 7.20: Verlauf des Kraftwerkseinsatzes und der Anteile der Stromerzeugung sowie der installierten Leistung 2020 mit völlig freier Zubaumöglichkeit und niedrigen Gaspreisen. Das Reduktionsziel ist hoch (-40%).

Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn statt des hohen Reduktionsziels ein Emissionsverminderung um lediglich 21% im Vergleich zu 1990 erreicht werden soll. Wegen der gelockerten Randbedingung geht der Anteil der AKW-Erzeugung auf 33% zurück, während der Steinkohle-Anteil auf über 50% anwächst. Wind, Gas und Wasser behalten ihre Anteile nahezu. Auch in diesem Fall ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen also nicht kostengünstig genug, um mehr als 6% der Erzeugung oder 12 GW installierter Leistung zu erreichen. Dies liegt aber gut nachvollziehbar an der vorhandenen Option, CO₂-emissionsarmen Strom aus AKW zu gewinnen.

Werden alle Randbedingungen fallen gelassen, also auch auf die Klimaschutzziele verzichtet, sieht der kostenoptimale Stromerzeugungsmix sehr eintönig aus: 95% der Nettostromerzeugung wird durch Steinkohlekraftwerke bereit gestellt (vgl. Bild 7.21). Neben dem obligatorischen Anteil der Laufwasserkraftwerke trägt Gas mit einem Prozent zum Mix bei. Dies verdeutlicht, dass unter den gegebenen Annahmen die „Grundlast“-Kraftwerkstypen nicht zu einer kostenoptimalen Erzeugung beitragen. Wenn Steinkohlekraftwerke mit einer vergleichbar hohen Ausnutzung wie AKW oder Braunkohlekraftwerke betrieben werden, haben sie (bei Nutzung billiger Importkohle) Kostenvorteile, die von den anderen Erzeugern nicht erreicht werden können. Der Bau von Braunkohle und Atomkraftwerken ist demzufolge eher als energiepolitische Diversifizierung denn als Kostenminimierung der Erzeugung zu sehen.

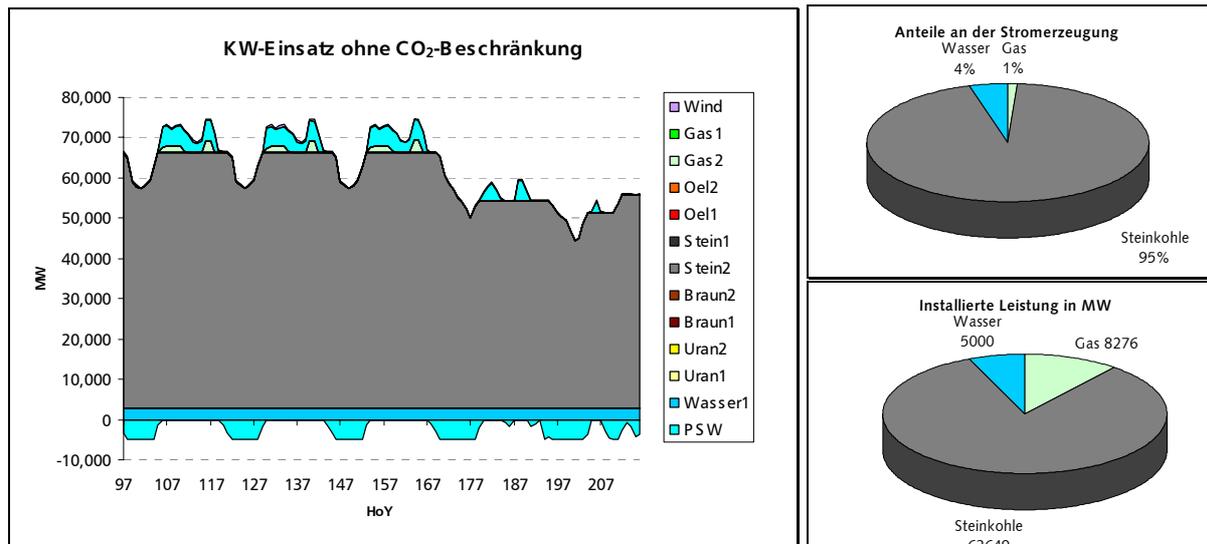


Bild 7.21: Optimierungsergebnis ohne die Vorgabe eines CO₂-Reduktionsziels.

Dem Vergleich der Gesamtkosten ist zu entnehmen, dass zwar zur für 2020 vorgegebenen Kraftwerkstruktur (vgl. Tabelle 7.7) etwas geringere Werte erreicht werden, doch handelt es sich um einen Vorteil von nur wenigen Prozent. Eindeutig hingegen ist die erheblich geringere Abhängigkeit von den Brennstoffkosten für alle Emissions-Fälle.

Tabelle 7.12: Kosten und Emissionen des in diesem Abschnitt untersuchten Szenarios.

	Gesamtkosten Mrd. EUR	Brennstoffkosten Mrd. EUR	Windkosten Mrd. EUR	spez. Windkosten ct/kWh	CO ₂ -Emissionen Mio t
hohe CO ₂ -Restriktion	21,80	2,48	1,55	5,00	174,86
niedrige CO ₂ -Restriktion	20,78	2,53	1,53	5,01	228,86
keine CO ₂ -Restriktion	17,99	2,54	0,07	4,66	388,73

Einen deutlichen Anstieg der CO₂-Emissionen bedeutet der Verzicht auf ein Reduktionsziel, er liegt von allen Untersuchungen in diesem Fall am höchsten.

Der Einfluss des demand side management ist auf die im Abschnitt 7.5 dargestellten Szenarien vergleichsweise gering. Tendenziell erhöht DSM die Nutzung der der AKW bzw. der Steinkohlekraftwerke, kostenmäßig können 1-2% eingespart werden.

8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Nach der Darstellung der unterschiedlichen Szenarien im vorangegangenen Kapitel sollen nun die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst und daraus mögliche Empfehlungen für ein zukünftiges Stromerzeugungssystem in Deutschland vorgestellt werden. Vorab soll jedoch auch auf die Grenzen des entwickelten Modells WEsER sowie die entscheidenden Eingangsgrößen hingewiesen werden.

8.1 Grenzen der Aussagefähigkeit der Ergebnisse

Das entwickelte Modell WEsER ist von der Struktur her ein vergleichsweise einfacher Ansatz zur Abbildung der energiewirtschaftlichen Realität. Dies ist – wie beschrieben – dem notwendigen Kompromiss geschuldet, eine hohe zeitliche Auflösung der Eingangsdaten zur Berücksichtigung der charakteristischen Eigenschaften des aus WKA erzeugten Stroms zu erlauben. Dafür können andere technische Eigenschaften der Stromerzeugung nicht in der prinzipiell möglichen Tiefe berücksichtigt werden. Zu den wesentlichen Einschränkungen gehört darüber hinaus die Nichtberücksichtigung von Netzrestriktionen, die bei einer verstärkten Windstrom einspeisung eine größere Rolle, auch bei den Gesamtkosten der Erzeugung, spielen werden. Dazu gehört auch die Frage von Netzverstärkungen, sowie Netzregelungsaspekte (vgl. [VEAG02]). Ob letztere zu Kostensteigerungen führen, ist indes offen, da bei einer veränderten Kraftwerksparkstruktur die Netzregelung im Gegensatz zu heute u.U. nicht mehr die Ausnahme sondern die Regel darstellt.

Ein weiterer Aspekt ist die schon angesprochene Beschränkung der Betrachtung auf die Windenergie sowie die Vernachlässigung von Technologien wie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder dezentralen Stromerzeugern (zu den Perspektiven der KWK vgl. [AGFW00, Gottschalk00]). Auch dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Komplexität von WEsER überschaubar gehalten werden sollte (vgl. hierzu auch [SchollKris97]).

Der in dieser Betrachtung vorgegebene Ausbau der Windenergie durch eine Weiterführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz kann darüber hinaus durch die europäischen Anforderungen des liberalisierten Strommarktes verhindert oder angepasst werden. Wie der Ausbau der erneuerbaren Energien (im europäischen Rahmen) weitergeführt wird, ist eine derzeit noch ungeklärte Frage.

Weiterentwicklungspotenzial des Modells existiert auch in der Berücksichtigung von Strommarkt-theoretischen Elementen, wie sie z.B. in [Holtinen01] oder [Kreuzberg98] dargestellt sind.

An dieser Stelle sei auch nochmals betont, dass die Ergebnisse der vorgestellten Untersuchungen stark von den angenommenen Parametern für die Kraftwerksty-

pen abhängen. Obwohl weitgehend optimistische Annahmen für die Entwicklung der zukünftigen (konventionellen) Technologien getroffen wurden, ist es denkbar, dass dem physikalisch Machbaren (Carnot-Prozess) näher gekommen wird als dargestellt. Das kann zu höherer Effizienz (also Kostenersparnis), bei fossilen Kraftwerkstypen aber auch zu verringerten spezifischen Emissionen führen. Jedoch ist der angenommene durchschnittliche Wirkungsgrad aller Modellkraftwerkstypen deutlich höher als der derzeitige reale Durchschnitt, so dass an dieser Stelle Effizienzpotenziale genutzt werden, die real noch auf die Erschließung warten. Ein vorweggenommener Blick auf die Ergebnisse zeigt aber, dass allein durch die Steigerung der Effizienz der konventionellen Kraftwerke in der derzeitigen Struktur die Klimaschutzziele nicht erreicht werden können.

Eine weitere Unbekannte, die in dieser Betrachtung Einfluss nimmt, ist der Brennstoffpreis. Es ist anhand vielfältiger Untersuchungen, aber auch aufgrund der Erfahrungen der vergangenen Jahrzehnte davon auszugehen, dass sich die Preise für Kohle und Uran nur wenig ändern. Deshalb wurde für die Szenarien in diesem Bereich auch keine Steigerung angenommen. Als volatil hingegen erweisen sich stets der Öl- und damit (bislang noch) verbunden der Gaspreis. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass sich die Preise dieser Primärenergieträger deutlich erhöhen, deshalb wurde in einzelnen durchgeführten Untersuchungen neben einem „normalen“ Gaspreis auch ein hoher, nahezu doppelt so teurer Preis angenommen. Sollte sich wider Erwarten dieser Preis nach unten bewegen, hat dies kaum prinzipielle Auswirkungen auf die erarbeiteten Ergebnisse, im Optimierungsergebnis wäre dann lediglich von einem noch höheren Anteil von Gas in der Stromerzeugung auszugehen.

Die dritte entscheidende Annahme ist die Unterstellung, dass der Nettostrombedarf in 2020 genau so hoch ist wie in 2000. Dies bedeutet bei einem Vergleich mit den Steigerungsraten der letzten Jahre konkret, dass über 100 TWh oder 20% des Bedarfs innerhalb der nächsten 20 Jahre im Vergleich zum „business-as-usual“ eingespart werden müssen. Das ist ein sehr ehrgeiziges (aber erreichbares) Ziel. Trotzdem verlieren die Untersuchungen auch beim Verfehlen dieser Zielmarke nicht ihre prinzipielle Gültigkeit, denn selbst bei einem „business-as-usual“ gestiegenen Bedarf ist davon auszugehen, dass die Struktur und der Verlauf der Nachfrage, auf die es in dieser Untersuchung hauptsächlich ankommt, sich nur wenig ändern werden. Eine erhöhte Nachfrage in 2020 würde deshalb zwar zu höheren Gesamtkosten der Erzeugung, aber nicht zu einer grundsätzlich anderen Struktur des kostenoptimalen Kraftwerksparks führen.

Die vorgestellte Untersuchung kann aber trotz der beschriebenen Einschränkungen für die Einschätzung der zukünftig notwendigen strukturellen Änderungen

in der Stromwirtschaft im Falle eines starken Ausbaus der Windenergienutzung sowie der Erreichung der Klimaschutzziele dienen. Sie stellt exemplarisch den regenerativen Stromerzeuger mit dem (mittelfristig) größten Potenzial und den folgenreichsten Auswirkungen auf die bisherige Stromerzeugung – Windenergie – in denkbaren Szenarien dar und hilft so, bei notwendigen Entscheidungen im Kraftwerksneubau mit seinen langfristigen Auswirkungen, Einschätzungen über die am besten geeigneten Kraftwerkstypen zu treffen.

8.2 Schlussfolgerungen

Folgende Schlussfolgerungen sollen nun im Einzelnen erläutert werden:

- Bei hohen Anteilen einer Stromerzeugung aus WKA werden „Grundlastkraftwerke“ aus dem Erzeugungsmix verdrängt.
- Die zusätzlichen Kosten zur Einbindung der Windenergie in den Kraftwerkspark sind verhältnismäßig gering und kehren sich bei hohen Gaspreisen sogar in Kostenvorteile um.
- Die Nutzung der Windenergie ermöglicht bei Vorgabe der Klimaschutzziele weiterhin den Einsatz von Steinkohlekraftwerken.
- Ohne das Förderinstrument EEG erreicht Windenergienutzung nur bei verbindlichen und deutlichen CO₂-Reduktionszielen einen vergleichbaren Anteil an der Stromerzeugung.
- Auch weniger ertragreiche Windjahre ändern nichts an der erforderlichen Anpassung der Kraftwerksparkstruktur für eine kostenoptimale Stromerzeugung.

8.2.1 WKA ersetzen Grundlastkraftwerke

Als wichtigste Schlussfolgerungen aus den Betrachtungen mit WEsER folgt die Bestätigung der Eingangshypothese, dass in einem zukünftigen, kostenoptimierten Stromerzeugungsmix mit hohem Anteil an Windenergienutzung der Anteil der sog. Grundlastkraftwerke deutlich zurückgeht. Dies steht im Ergebnis früheren Untersuchungen (bei denen das Ausmaß der Windenergienutzung noch nicht absehbar war) entgegen [Kotschen96]. Die Ursachen hierfür liegen zum einen in dem durch die Stromeinspeisung aus WKA verkleinerten „Grundlastsockel“ der Nachfrage, der momentan noch bei 30 bis 40 GW liegt. Zum anderen lassen die durch den Wind verursachten Fluktuationen der resultierenden Nachfrage kaum mehr den unregelmäßigen, permanenten Betrieb von Kraftwerkskapazität zu. Dies verschärft sich, wenn beachtet wird, dass im Gegensatz zu den Annahmen der durchgeführten Untersuchung in Wirklichkeit der Verlauf der Windkraft-Einspeisung *nicht* über mehrere Tage mit hoher Genauigkeit bekannt ist und die Entscheidung, ein AKW oder

Braunkohlekraftwerk zu betreiben ein Risiko darstellen kann, wenn die Abnahme der Erzeugung nicht gewährleistet ist.

Wenn allerdings die Klimaschutzziele mit Hilfe des Einsatzes der Atomenergie erreicht werden sollen, geht dies auf Kosten der Anteile der Windenergienutzung. Die kostenoptimale Kraftwerksparkstruktur sieht dann keine Nutzung des regenerativen Erzeugers mehr vor.

8.2.2 Zusatzkosten der Windenergienutzung sind gering

Ein zukünftiger Kraftwerkspark zur Bereitstellung des Strombedarfs verursacht bei Einhaltung der Klimaschutzziele nahezu die gleichen Kosten mit oder ohne Windenergienutzung. Aufgrund des zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele notwendigen hohen Anteils einer Stromerzeugung aus Gaskraftwerken bei einem Szenario ohne Windenergienutzung ist die Variante einer starken Windenergienutzung mit den damit verbunden (EEG-)Kosten, insbesondere bei Anwendung des demand side management, durch ein gleiches Kostenniveau ausgezeichnet. Wenn der Gaspreis im Vergleich zu heute stärker als im „Normal“-Szenario ansteigt, ist die Nutzung der Windenergie im Gegensatz zu einem Verzicht sogar mit Kostenvorteilen verbunden, wenn das vorgegebene CO₂-Reduktionsziel eingehalten werden soll.

Geringere Kosten als in den Szenarien mit (hohen) Anteilen der Windenergie lassen sich nur durch den Verzicht auf die CO₂-Reduktionsziele erreichen oder bei deutlichem Ausbau der Atomenergienutzung. Die sich damit ergebende Struktur der Stromerzeugung ist dann jedoch nicht regenerativ.

8.2.3 WKA-Nutzung bewahrt „Strommix“

Der weitere Ausbau der Windenergienutzung führt dazu, dass selbst bei Einhaltung einer 40%igen CO₂-Emissionsverminderung der Stromerzeugungsmix aus mehreren Primärenergieträgern, insbesondere auch aus (Stein)Kohle, besteht. Ein Verzicht auf die Stromerzeugung aus Wind würde für die Einhaltung der Klimaschutzziele die nahezu ausschließliche Nutzung des Import-Energieträgers Gas bedeuten. Dies wäre im Sinne einer Risiko-Minimierung in der Energiewirtschaft nicht empfehlenswert.

Je höher dabei die Stromerzeugung aus WKA ist, desto mehr Kohle kann bei gleichzeitiger Einhaltung der Reduktionsziele eingesetzt werden. Allerdings ist dieser Zusammenhang begrenzt durch die Notwendigkeit, die Windstromerzeugung mit Hilfe schnell regelbarer Kraftwerkskapazität an die Nachfrage anzupassen. Damit ist auch klar, dass Braunkohlekraftwerke mit ihrer sehr unflexiblen Dynamik aus Kostengründen in der Erzeugungsstruktur nur in geringem Umfang vorkommen können.

8.2.4 EEG – Garant einer hohen Windenergienutzung mit positiven Effekten für den Klimaschutz

Das Erneuerbare Energien Gesetz mit seinen wesentlichen Aussagen der Abnahmegarantie und Mindestvergütung des regenerativ erzeugten Stroms stellt für die Entwicklung der Windenergienutzung die stärkste (und derzeit einzige) Antriebs- und Entwicklungskraft dar. Durch das EEG haben sich die Installationszahlen von WKA in Deutschland deutlich gesteigert und Prognosen der zukünftigen Entwicklung, die bei ihrer Veröffentlichung als optimistisch galten, wurden stets von der Realität überholt. Eine Weiterentwicklung der Windenergienutzung ohne EEG scheint derzeit schwer vorstellbar.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass bei Einhaltung der hohen CO₂-Reduktionsziele die durch das EEG verursachten großen Anteile der Stromerzeugung aus WKA keine bzw. nur geringe Zusatzkosten bei der Deckung der Nachfrage bewirken. Darüber hinaus führt die Betrachtung einer Entwicklung ohne Vorgabe eines CO₂-Ziels zur Erkenntnis, dass allein mit der durch das EEG motivierten installierten WKA-Leistung bereits eine CO₂-Reduktion von 21% im Vergleich zu 1990 erreicht werden kann.

Andererseits sind die dabei entstehenden Kosten für die Stromerzeugung nur unwesentlich geringer als bei der Zielvorgabe einer 40%igen CO₂-Reduktion bei gleichem Anteil der installierten WKA-Leistung. Das EEG ist also kein Garant für die kostengünstigste CO₂-Vermeidungsstrategie.²⁹

Ohne dieses Förderinstrument jedoch bleibt der Anteil der Windenergienutzung deutlich geringer, insbesondere, wenn die Atomenergie als CO₂-emissionsarmer Erzeuger als Option in einem zukünftigen Strommix berücksichtigt werden sollte.

8.2.5 Notwendige Strukturanpassungen sind unabhängig von Qualität des Windjahres

Die WEsER-Untersuchungen insbesondere für 2020 haben auch gezeigt, dass selbst bei schlechten Windjahren mit einem insgesamt deutlich verringerten Ertrag die Beschaffenheit der resultierenden Nachfrage so anders als der heute übliche Verlauf ist, dass die strukturellen Änderungen bei der Zusammensetzung des Stromerzeugungsmixes auch dann erforderlich sind. In nahezu allen untersuchten Szenarien muss der Anteil der „Grundlastkraftwerke“ zugunsten flexibler Stromerzeuger, im Wesentlichen gasbetriebene Kraftwerke, geändert werden.

²⁹ Zu alternativen Instrumenten für die CO₂-Reduktion in der Stromerzeugung vgl. [BMU99a, MarkTim00].

8.3 Empfehlungen

Anhand der dargestellten Schlussfolgerungen lassen sich Empfehlungen für Entscheidungsträger in der Energiewirtschaft ableiten. Dabei ist zu beachten, dass diese Untersuchung eine gesamtwirtschaftliche Kostenoptimierung betrachtet, bei der eine perfekte Vorausschau der Entwicklung kennzeichnend ist. Die dabei erzielten Ergebnisse lassen sich als prinzipielle Hinweise verstehen, wie die heutige Struktur der Stromerzeugung angepasst werden sollte, wenn die dargestellten Annahmen zutreffen. Insofern kann diese Untersuchung als Ergänzung des von der Bundesregierung vorgestellten Energieberichts [BMWi01a] oder des kürzlich erschienenen Berichts der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages [Enquete02] verstanden werden.

In Wirklichkeit existieren im Stromerzeugungssektor eine Reihe von Marktteilnehmern, die nicht über eine perfekte Vorausschau der (politischen) Entwicklungen bezüglich des Zubaus von Windkraftanlagen verfügen. Darüber hinaus konkurrieren die Unternehmen untereinander, was zu einer Diversifizierung der Lösungsansätze (z.B. für den Klimaschutz allgemein, aber auch bei der Frage der Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus WKA) führt. Aus heutiger Sicht kann deshalb nicht mit Bestimmtheit festgestellt werden, welche der möglichen Entwicklungen letztendlich die optimalste darstellt.

Unter den dargestellten Voraussetzungen ergibt sich als vordringlichste Handlungsempfehlung, den weiteren Aus- und Zubau großer fossiler Kraftwerke mit hohen Investitionskostenanteilen bei gleichzeitig geringen Brennstoffkosten, die für einen wirtschaftlichen Betrieb eine hohe Ausnutzungsdauer erreichen müssen, deutlich zu reduzieren, falls an dem Ziel eines hohen Anteils der Windenergienutzung festgehalten wird.

Darüber hinaus zeigt diese Untersuchung, dass die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele ohne erhebliche Zusatzkosten möglich ist. An dem Kyoto-Ziel sowie dem von der Enquete-Kommission vorgeschlagenen 40%-CO₂-Reduktionsziel bis 2020 sollte festgehalten werden. Dass indes die Erreichung des Kyoto-Ziels noch nicht gewährleistet ist, zeigt die Größe der Herausforderung [Ziesing01].

Es ist dargestellt worden, dass die Verwendung von REG zur Stromerzeugung über den Aspekt der CO₂-Reduktion hinaus Vorteile gegenüber der bisherigen Erzeugungsstruktur besitzt. Die Steigerung ihres Anteils kann besonders gut durch eine technologiespezifische Förderung, wie es das EEG darstellt, erreicht werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sollte deshalb in seiner bisherigen Form weiterge-

führt werden, wenn eine Steigerung der installierten WKA-Leistung in der Größenordnung 40-50 GW bis 2020 in Deutschland erzielt werden soll.

Unter dem Aspekt der CO₂-Reduzierung denkbare andere Instrumente wie z.B. ein Emissionshandel führen nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung des Anteils von REG an der Stromerzeugung, da andere, womöglich preisgünstigere CO₂-Vermeidungsstrategien gewählt werden können. Sollte es jedoch z.B. zu einer CO₂-Reduktion durch vermehrten Gas(kraftwerke)-Einsatz kommen, könnte dies auch für die Stromgestehungskosten negative Folgen haben, weil durch ein dann Gaslastiges Erzeugungssystem eine hohe Brennstoffpreisabhängigkeit der Stromerzeugung entstünde. Die Windenergienutzung hat hingegen auch im Hinblick auf die dadurch gewährleistete größere Unabhängigkeit von Import-Energieträgern Vorteile. Darüber hinaus führt ein hoher Anteil der Stromerzeugung aus WKA zu einer gewissen Diversifizierung des Erzeugungsmixes; Steinkohle kann so auch bei ambitionierten Klimaschutzzielen weiterhin eine Rolle im Stromsektor spielen.

Zur Verringerung der Stromerzeugungskosten in einem System mit hohem Windenergieanteil sollten ausserdem demand side management Systeme (weiter-)entwickelt werden, die die Fluktuationen der Windstromerzeugung zu Teilen kompensieren können (vgl. z.B. [FR00, McKinsey02]).

9 Zusammenfassung

Die vorliegende Untersuchung befasst sich mit den Auswirkungen großer Einspeisungen von Strom aus Windkraftanlagen in das deutsche Verbundnetz. Im Focus stehen dabei die notwendigen Anpassungen des konventionellen Kraftwerksparks, wenn bei stark fluktuierender (resultierender) Gesamtnachfrage der Betrieb kostenoptimal sein soll.

Betrachtet werden Windenergie-Ausbauszenarien für die Jahre 2000, 2010 und 2020. Als Grundlage für den zeitlichen Verlauf der Stromeinspeisung durch Windkraftanlagen dienen Messungen ausgewählter Anlagen, die auf die realen bzw. prognostizierten Größenordnungen skaliert wurden. Der deutsche Kraftwerkspark ist in Struktur und Umfang so berücksichtigt, wie es sich aus den Lebensdauern der Altanlagen ergibt. Der angenommene Verlauf der verbrauchsbedingten Stromnachfrage basiert auf Angaben internationaler Erhebungen.

Schwerpunkt der Untersuchung ist die Entwicklung eines Modells zur Bestimmung der kostenoptimalen Zusammensetzung und Einsatzweise des deutschen Kraftwerksparks bei vorgegebener Größenordnung und zeitlichem Verlauf der Stromerzeugung durch WKA. Das Modell WEsER (Wind Energy substitutes conventional Electricity Resources) unterscheidet sich von bisherigen Ansätzen vor allem darin, dass durch eine hohe zeitliche Auflösung das charakteristische Verhalten der Windenergie realitätsnah berücksichtigt werden kann und gleichzeitig durch einen Betrachtungszeitraum eines Jahres die ökonomischen Randbedingungen des Kraftwerkseinsatzes weitgehend beachtet werden. Die Parametrisierung der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien ist dabei auf die wesentlichen Eigenschaften und eine repräsentative Auswahl von Typen beschränkt.

WEsER ist ein lineares Ein-Knoten-Optimierungsmodell, der Betrachtungszeitraum beträgt ein Jahr in stündlicher Auflösung. Die tabellarischen Eingangsdaten sind der Verlauf der Windstromeinspeisung, der Verlauf der Nachfrage sowie die ökonomischen Parameter der Modellkraftwerke. Diese repräsentieren in Technologie (unterschieden nach den Primärenergieträgern Gas, Öl, Steinkohle, Braunkohle und Uran) und Nennleistung (je zwei verschiedene pro Technologie) den aktuellen Stand der Technik. Darüber hinaus ist in WEsER die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken sowie die Lastbeeinflussung durch Pump-Speicher-Wasserkraftwerke berücksichtigt. Eine Möglichkeit zum demand side management ist im Modell ebenfalls gegeben. Das durch das GAMS/CPLEX-Solver-System optimierte Modellergebnis gibt neben den Kosten der gesamten Stromerzeugung sowie den CO₂-Emissionen des betrachteten Szenarios auch die pro Modellkraftwerk installierte Leistung und den „Einsatzfahrplan“ der Kraftwerke für das betrachtete Jahr an. Das

Ziel, ein handhabbares Optimierungsmodell zu entwickeln, erforderte Kompromisse bei der Tiefe der Abbildung der technologischen Eigenschaften der Kraftwerke sowie des Netzes, als auch in der Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge wie z.B. Lieferverträge. Auch eine europaweite Betrachtung, die bei einer (Offshore-)Windenergienutzung im dargestellten Umfang ohne Frage angebracht wäre, konnte in diesem Rahmen nicht stattfinden. Diese Unvollständigkeiten stellen jedoch gleichzeitig Ansatzpunkte zur Erweiterung und Vertiefung der Untersuchung dar.

Die betrachteten Szenarien orientieren sich an ambitionierten Prognosen des Windenergieausbaus bis 2020. Darin wird der Stromerzeugung aus WKA 2010 ein Anteil von etwa 10%, 2020 sogar ein Anteil von mehr als 25% am Gesamtbedarf vorausgesagt. Entsprechende Auswirkungen ergeben sich für den konventionellen Kraftwerkspark: Das sog. Grundlastband wird deutlich reduziert und die Schwankungen der resultierenden Nachfrage (Nachfrage minus Windstromeinspeisung) nehmen erheblich zu.

Wesentliches Augenmerk der Untersuchung gilt der kostenoptimalen Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkspark bei hohem Anteil der installierten WKA-Leistung und Erreichung der Klimaschutzziele (Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2010 um 21%, bis 2020 um 40%). Darüber hinaus sind Variationen der Primärenergiepreise (vor allem des Gaspreises) und des (jährlichen) Ertrages der Windenergienutzung berücksichtigt. Außerdem wird in einer gesonderten Betrachtung untersucht, welche Rolle die Windkraft ohne den Einfluss des Erneuerbaren-Energien-Gesetz spielen würde.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen für 2020 mit einem hohen Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie und der Erreichung der Klimaschutzziele ein unter Kostengesichtspunkten optimierter konventioneller Kraftwerkspark durch einen hohen Anteil flexibler Erzeuger charakterisiert ist, wohingegen typische „Grundlastkraftwerke“ kaum mehr eine Rolle spielen. Darüber hinaus ist evident, dass die Gesamtkosten einer Stromerzeugung mit einem (hohen) Anteil von Windenergie kaum über den Kosten einer auf WKA verzichtenden Erzeugung liegen, für den Fall deutlich steigender Primärenergiepreise führt die Nutzung der Windenergie sogar zu eindeutigen Kostenvorteilen.

Letztlich weisen die Schlussfolgerungen darauf hin, dass für die anstehende Erneuerung des (deutschen) Kraftwerksparks der stattfindende Zubau der Windenergienutzung Berücksichtigung finden sollte: Bei den prognostizierten Größenordnungen des WKA-Zubaus handelt es sich in seinen Folgen um eine Veränderung der (resultierenden) Nachfragecharakteristik, auf die nur mit einem entsprechend ausgerichteten konventionellen Kraftwerksmix kostenoptimal reagiert werden kann.

Literatur

- [AGFW00] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW): *Pluralistische Wärmever-sorgung*, Frankfurt: AGFW, 2000.
- [AltCISche98] Alt, Franz; Claus, Jürgen; Scheer, Hermann: *Windiger Protest*, Bochum: Ponte Press, 1998.
- [ANWind02] ANWindenergie: AN BONUS 2 MW/76 Technische Daten. www.anwind.de.
- [BEI00] bremer energie institut: Kraftwerksdatenbank, Stand: 2000.
- [BEI01] Gregorzewski, Armin; Pfaffenberger, Wolfgang; Schulz, Wolfgang: *Beitrag der KWK zu Ressourcenschonung und Umweltschutz* in: EUROHEAT & POWER - Fernwärme international 9/2001, S. 16..21.
- [BEI02] Haupt, Ulrike; Kinnunen, Kaisa; Pfaffenberger, Wolfgang: *Anwen-dung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Strom-wirtschaft*, Gutachten des bremer energie instituts, Bremen: 2002.
- [Bellmann75] Bellmann, Klaus: *Die wirtschaftlich optimale Deckung des Elektrizitätsbedarfs*, Frankfurt a. M.: Harri Deutsch 1975.
- [Benesch99] Benesch, W. A.: *Wirkungsgrad und Umweltschutz im Lichte des täglichen Betriebes* in: VDI Berichte 1495, S. 341..350, Düsseldorf: VDI 1999.
- [BET01] Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH (BET): *Auswirkungen des EEG und des KWKG auf die Endkundenpreise*, Kurzugutachten im Auftrag des Bundesverband Windenergie e. V. und des Bund der Energieverbraucher e. V. Aachen: 22.5.2001.
- [Bey99] Beyer, Hans Georg; Heinemann, Detlev; Mellinghoff, Harald: *Fore-cast of Regional Power Output of Wind Turbines* in: EWEC Tagungs-band 1999.
- [Bins99] Binswanger, Hans Christoph: *Windenergie - eine erneuerbare Ener-gie im Widerstreit / Zur Landschaftseinwirkung der Windkraftanla-gen* in: Gaia 2/99, S. 113..118.
- [Bitsch00] Bitsch, Rainer: *Ressourcenoptimierung durch intelligente dezentrale Energieversorgungskonzepte* in Friedrich, Kurt; Wallner, Wolfgang (Hrsg.) „Energieinnovation im liberalisierten Markt“ ÖVE-Schriften-reihe Nr. 21, S.71..75, Wien: 2000.
- [BMU01] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Windenergienutzung auf See – Positionspapier des BMU zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich*, Berlin: 2001.

- [BMU99] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung*, Berlin: 1999.
- [BMU99a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Umweltbundesamt (UBA): *Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien - Kurzfassung* Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal 1999.
- [BMWi01a] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung - Energiebericht*, Berlin: 2001.
- [BMWi01] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energie Daten 2000*, Berlin: 2001.
- [BMWi99] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich*, Dokumentation Nr. 471, Berlin: 1999.
- [BMWi99a] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998*, Dokumentation Nr. 465, Berlin: 1999.
- [Boss83] Bossanyi, E.: *Use of a Grid Simulation Model for Longer-Term Analysis of Wind Energy Integration*, in *Wind Engineering* Vol. 7, No. 4, 1983, S. 233..246.
- [Bouillon97] Bouillon, Hanns: *Windenergienutzung und Kraftwerkseinsatzplanung* in: *Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik - Tagungsband '97*.
- [Bredow02] Bredow, Markus: *Neue Herausforderungen an die Regelung von netzen und Kraftwerken*, Vortrag auf dem VWEW-Fachkongress „Windkraft in Deutschland“, 28. Februar und 1. März 2002, Bremen.
- [BSH01] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): *Windenergie aus dem Meer : BSH gibt grünes Licht für ersten Offshore-Windpark in Deutschland*, Pressemitteilung vom 9.11.2001
- [BTM01] BTM Consult: *International Wind Energy Development : World Market Update 2000 – Forecast 2001-2005*, Ringkøbing: März 2001. www.btm.dk
- [Bund00] Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 (Atomkonsens). www.bmu.de

- [BWE02] Bundesverband Windenergie: www.wind-energie.de
- [CamesPoe01] Cames, Martin; Poetsch, Sabine: *How much Electricity for the Home of the Future? Energy-Conscious Design and Operation of Home Appliances*, Berlin: Öko-Institut 2001.
- [Dany00] Dany, Gundolf: *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*, Aachen: Klinkenberg, 2000.
- [DanyHaub00] Dany, Gundolf; Haubrich, Hans-Jürgen; Biermann, Dirk: *Wert der Windenergieeinspeisung* in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 1-2/2000, S. 48..52.
- [DEBRIV02] Bundesverband Braunkohle (DEBRIV): *Bruttostromerzeugung der allgemeinen Versorgung*, Stand 09/01. www.debriv.de
- [DENA02] Deutsche Energie-Agentur: www.offshore-wind.de
- [DESTATIS02] Deutsches Statistisches Bundesamt: www.destatis.de
- [DEWI02] Deutsches Windenergie-Institut: *WindEnergy-Studie 2002: Market Development expected by the Wind Industry until 2010*, veröffentlicht auf *WindEnergy*, Hamburg: 18.-21. Juni 2002.
- [Diek02] Diekmann, Jochen: *Förderung der Windenergie erfolgreich* in: *DIW-Wochenbericht* 9/02, S. 153..161.
- [Diek95] Diekmann, Jochen: *Kosten und Potentiale der Nutzung von Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland*, Jülich: Forschungszentrum Jülich, 1995.
- [DLR00] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): *Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich*. Workshop, Stuttgart 13. April 2000.
- [DVG01] Deutsche Verbund Gesellschaft (DVG): *Liste der Übertragungsnetzbetreiber und Stromhändler*, Heidelberg: Juli 2001. www.dvg-heidelberg.de
- [DVG01a] Deutsche Verbund Gesellschaft (DVG): *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland - Vorschau 2001 bis 2003*, Heidelberg: DVG 2001.
- [DVG02] Deutsche Verbund Gesellschaft (DVG): www.dvg-heidelberg.de
- [EEG00] Deutscher Bundestag: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - EEG* Berlin: 2000.

- [ENERCON02] ENERCON: *Weltgrößte Windenergieanlage wird aufgebaut : ENERCON errichtet 4,5 Megawatt Anlage E-112 bei Magdeburg*, Pressemitteilung vom 25. Juli 2002. www.enercon.de
- [Enquete02] Deutscher Bundestag Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung: Schlussbericht, Berlin: Juli 2002.
- [Enquete95] Schlussbericht der Enquete-Kommission Schutz der Erdatmosphäre : *Mehr Zukunft für die Erde : Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz*, Bonn: 1995.
- [EnBlin01] EnBlin, Cornel: *Wind Power Integration into Energy Trading Systems and Power Plant Scheduling Schemes* in: EWEC-Tagungsband 2001, S.321..324.
- [EnWG98] Deutscher Bundestag: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*, Berlin: BGBl I S.2992, 10.11.01
- [Erber00] Erber, Georg; Horn, Manfred: *Deregulierung führt zu deutlichen Preissenkungen für Telefondienstleistungen und Strom* in: DIW-Wochenbericht 25/00, S. 1-11.
- [Ernst01] Ernst, Bernhard; Rohrig, Kurt; Schorn, Peter; Regber, Helge: *Managing 3000 MW Wind Power in a Transmission System Operation Centre* in: EWEC-Tagungsband 2001, S. 890..893.
- [Esso97] *ESSO Energieprognose 97 – Mehr Strom aus Gas*. www.esso.de
- [ETSO02] European Transmission System Operators (ETSO): *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe – Summer 2002*. www.ets-net.org
- [EU97] Kommission der Europäischen Gemeinschaften: *Wind Energy – The Facts*. Brüssel: 1997.
- [EuGH01] Europäischer Gerichtshof (EuGH): Urteil zur Rechtmäßigkeit des deutschen Einspeisegesetzes, Luxemburg: 13. März 2001.
- [Eurostat02] Eurostat: *Wanderung lässt EU-Bevölkerung weiter wachsen* in Statistik kurz gefasst – Bevölkerung und soziale Bedingungen, Luxembourg: 2002. www.europa.eu.int/comm/eurostat/
- [EWEA02] European Wind Energy Agency (EWEA); Greenpeace: *WindForce 12*, Brüssel: 2002.
- [FAZ00] *Was manchen Bauern die vierte Frucht ist treibt andere auf die Barrikaden* in: Frankfurter Allgemeine Zeitung 198, (26.08.2000), S. 3.

- [FAZ02] *Rauf und runter im Minutentakt* in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, (21.05.2002), S. T1..T2.
- [FEES02] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES) (Hrsg.): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland*, Heidelberg: Physica, 2002.
- [FEES99] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES) (Hrsg.): *Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland : Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive*, Heidelberg: Physica, 1999.
- [FockLang00] Focken, Ulrich; Lange, Matthias; Mönnich, Kai; Waldl, Hans-Peter; Beyer, Hans Georg; Luig, Armin: *Unsicherheiten und räumliche Ausgleichseffekte bei der Vorhersage der Leistungsabgabe von Windkraftanlagen*, in: Windenergie Report Deutschland 1999/2000, Kassel: ISET 2000.
- [FockLang01] Focken, Ulrich; Lange, Matthias; Waldl, Hans-Peter: *Previento - A wind power Prediction System with an innovative upscaling Algorithm* in: EWEC-Tagungsband 2001, S. 826..829.
- [FR00] *Kluge Kühlschränke warten, bis der Wind bläst* in: Frankfurter Rundschau, (10.11.2000).
- [FR01] *Wer Windkraft ernten will, erzeugt oft Proteststürme* in: Frankfurter Rundschau, (01.09.2001), S. 33.
- [FuE95] Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung: *Grenzkosten der Stromerzeugung und -verteilung auf der Verbundstufe für die Spitzen- und Mittellastperiode*, Endbericht einer Studie für das Ministerium für Arbeit und Soziales Schleswig-Holstein, Kiel: 1995.
- [GAMS02] www.gams.com
- [Gasch96] Gasch, Robert: *Windkraftanlagen*, Stuttgart: B.G. Teubner, 1996.
- [GEMIS01] Öko-Institut: *Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.07*, Darmstadt: Öko-Institut 2001.
- [Gewalt01] Gewalt, Michael; Herrnsdorf, Joachim: *Kein Geld in den Wind schreiben* in: Windenergie 2001, S. 22..25.
- [Giebel01] Giebel, Gregor: *On the benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe*, Düsseldorf: VDI, 2001.
- [Giebel99] Giebel, Gregor; Landberg, Lars; Mönnich, Kai: *Relative Performance of Different Numerical Weather Prediction Models for Short Term Prediction of Wind Energy*, in: EWEC-Tagungsband 1999.

- [Gottschalk00] Gottschalk, Wolf: *Aktuelle Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung: Ökologische und ökonomische Wirkung eines mittelfristigen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung zur Nah-/Fernwärmeversorgung in Deutschland*, Frankfurt: Peter Lang, 2000.
- [Hansel96] Hanselmann, Martin: *Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*, Stuttgart: IER, 1996.
- [Hartnell00] Hartnell, Gaynor; Landberg, Lars: *Wind on the system - Grid integration of windpower* in: *Renewable Energy World 2/00*, S. 61..71.
- [Hartung02] Hartung, Roland: *Fünf Jahre liberalisierter Energiemarkt – eine Zwischenbilanz*, in *Energie Innovativ 2002*, VDI-Kongress, Düsseldorf: VDI, 2002.
- [HauptPfaff01] Haupt, Ulrike; Pfaffenberger, Wolfgang: *Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt - Drei Jahre nach der Liberalisierung*, in: 2. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien, Wien: 2001.
- [Heck99] Heck, Wilfried: *Die Windenergie im Energiemix - das Substitutionsziel wird verfehlt* in: *Gaia 2/99*, S. 119..121.
- [Heithoff00] Heithoff, Johannes; Otto, Karl-Wilhelm: *Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa* in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 10/2000*, S. 726..729.
- [HeuckDett95] Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter: *Elektrische Energieversorgung*, Braunschweig: Vieweg, 1995.
- [Hillebrand01] Hillebrand, Bernhard: *Klimaschutzkonzept Nordrhein-Westfalen Politiken und Maßnahmen zur Verminderung der CO₂-Emissionen in ausgewählten Sektoren*, Forschungsprojekt des Ministeriums für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen. Essen: RWI, 2001.
- [Holttinen01] Holttinen, Hannele; Vogstad, Klaus-Ole; Botterud, Audun: *Effects of Large Scale Wind Production on the Nordic Electricity Market* in: *EWEC-Tagungsband 2001*, S. 329..332.
- [Hoppe97] Hoppe-Kilpper, Martin; Durstewitz, Michael; Kleinkauf, Werner: *Stand und Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland - Ergebnisse aus dem WMEP* in: *Forschungsverbund Sonnenenergie "Themen 96/97"*, S. 141..145.
- [HornsRev02] Facts about the Horns Rev Wind Farm. www.hornsrev.dk

- [Hoster96] Hoster, Frank: *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*, München: Oldenbourg 1996.
- [ILOG02] www.ilog.com
- [IWR02] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): *REpower hat den Prototypen der 2 Megawatt-Anlage errichtet. Erstes Repowering-Projekt in Deutschland.* in: IWR-Presse- und Mailedienst für die Energiewirtschaft www.iwr.de, (27.05.2002).
- [IWR02a] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): *Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*, in: http://www.iwr.de/re/wf/E_preis.html
- [KaltFisch95] Kaltschmitt, Martin; Fishedick, Manfred: *Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund*, Heidelberg: C.F. Müller, 1995.
- [Kaltschmitt90] Kaltschmitt, Martin: *Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württemberg*, Stuttgart: IER, 1990.
- [Kaltschmitt97] Kaltschmitt, Martin: *Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Stuttgart: IER, 1997.
- [KaltWiese96] Kaltschmitt, Martin; Wiese, Andreas: *Zur Definition der Kapazitätseffekte einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung* in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK) 7-8/96 (48), S. 67..71.
- [KaltWiese97] Kaltschmitt, Martin; Wiese, Andreas: *Erneuerbare Energien*, Berlin: Springer, 1997.
- [Kemnitzer00] Kemnitzer, A.; Schiebelsberger, Bruno: *Trends bei der Stromerzeugung* in: VDI Berichte 1529, S. 287..309, Düsseldorf: VDI 2000.
- [Kotschen96] Kotschenreuther, H.; Klebes, J.: *Die Marktentwicklung bestimmt die zukünftigen Kraftwerkskonzeptionen in Europa* in: VDI Berichte 1280, S. 39..52, Düsseldorf: VDI 1996.
- [Kraft00] Kraft, Armin; Markewitz, Peter; Ziegelmann, Arko: *Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien und rationeller Energienutzung* in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 10/2000, S. 766..769.

- [Krämer02] Krämer, Marcel; Lange, Matthias; Focken, Ulrich: *Aggregated Wind Power Output Derived from Measured Power Characteristics of Representative Sites*, in Global Windpower Conference & Exhibition, Paris: 2.-6. April 2002.
- [Kreuzberg98] Kreuzberg, Martin: *Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt - Analyse und Simulation* in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/98, S. 43..63.
- [KuPfaffStr98] Kuckshinrichs, W.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: *Das Makroökonomische Informationssystem (MIS)*, in: Markewitz, P. u.a. (Hrsg.), Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien, Schriften des Forschungszentrum Jülich, Reihe Umwelt, Band 7, 1998, S. 9 – 55.
- [KWKG02] Deutscher Bundestag: *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*, Berlin: 25. Januar 2002.
- [KWWHV02] Persönliche Auskünfte durch Herrn Trapp, Kraftwerk Wilhelmshaven, 2002.
- [Kyoto02] Deutscher Bundestag: Ratifizierung des Klimarahmenübereinkommens beschlossen, Berlin: 22. März 2002.
- [LandGieb99] Landberg, Lars; Joensen, A.; Giebel, Gregor: *Implementation of short-term prediction* in: EWEC-Tagungsband 1999, S. 57..62.
- [Langniß98] Langniß, O.; Luther, J.; Nitsch, J.; Wiemken, E.: *Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland*, Freiburg, Stuttgart: 2. Auflage März 1998.
- [LPX02] Leipzig Power Exchange (LPX): *LPX beendet 2001 mit hervorragendem Monatsergebnis*, Pressemitteilung vom 3. Januar 2002.
- [LTI98] LTI-Research Group (Hrsg.): *Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System*, Heidelberg: Physica, 1998.
- [Lux99] Lux, Rainer: *Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme*, Stuttgart: IER, (Dissertation), 1999.
- [LuxKalt99] Lux, Rainer; Kaltschmitt, Martin: *Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark* in: VDI Berichte 1457, S. 577..587, Düsseldorf: VDI 1999.

- [Markewitz99] Markewitz, Peter; Nollen, A.: *Die Alterstruktur sowie Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes* in: VDI Berichte 1495, S. 83..93, Düsseldorf: VDI 1999.
- [MarkTim00] Markard, Jochen; Timpe, Christof: *Ist Ökostrom ein Auslaufmodell? Die Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf den Markt für Grünen Strom* in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/2000, S. 201..212.
- [Matthies95] Matthies, H.G.; Nath, C.; Schellin, T.E. (Germanischer Lloyd, Hamburg); Garrad, A.D.; Wastling; M.A.;Quarton, D.C.;Wie, J. (Garrad Hassan and Partners, Bristol); Scherweit, M.; Siebers, T. (Windtest KWK, Kaiser-Wilhelm-Koog): *Study of Offshore Wind Energy in the EC*, Brekendorf: Natürliche Energie, 1995.
- [Mayer00] Mayer, Roland: *Windkraft spart CO₂* in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK) 10/2000, S. 54..59.
- [McKinsey02] Colledge, Justin A.; Hicks, Jason; Robb, James B.: *Power by the minute* in: The McKinsey Quaterly 1/2002, www.mckinsey.com.
- [Milbo01] Milborrow, David: *Fading Fears About Fluctuations* in: Windpower monthly 7/01, S. 42..46.
- [Möh98] Möhring-Hüser, W.; Morovic, T.; Pilhar, R.: *Strompreise für morgen : Feldversuch eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs*, in Energiewirtschaftlichen Tagesfragen 48, (1998), S. 307..313.
- [Molly90] Molly, Jens-Peter: *Windenergie*, Karlsruhe: C.F. Müller, 1990.
- [Müller00] Müller, Herbert: *Wider die Maximierung der Entropieproduktion* in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK) 10/2000, S. 48..52.
- [Müller98] Müller, Leonhard: *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft*, Berlin: Springer, 1998.
- [NeueEnerg00] *Maritime Windkraftnutzung gewinnt an Fahrt* in: Neue Energie 5/00, S. 52..54.
- [NeueEnerg02] *Die Steckdose ist noch weit* in: Neue Energie 04/02, S. 12..20.
- [NieBen98] Nießen, Stefan: *Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt*, Aachen: Klinkenberg, 1998.
- [Nitsch02] Nitsch, Joachim: *Die Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2050*, in: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Energiewende: Atomausstieg und Klimaschutz. Dokumentation der Fachtagung vom 15. und 16. Februar 2002*, Berlin.

- [Pfaff93] Pfaffenberger, Wolfgang: *Elektrizitätswirtschaft*, München: Oldenbourg, 1993.
- [ProgEWI99] Prognos/EWI: *Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Untersuchung im Auftrag des BMWi, Berlin: 1999.
- [ProgEWIbei01] Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut zu Köln (EWI); bremer energie institut (bei): *Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%-Reduktionsszenarios - Endbericht*, Studie für das BMWi, Dokument Nr. 492, Berlin: 2001.
- [Quasch00] Quaschnig, Volker: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, Düsseldorf: VDI, 2000.
- [Radtke02] Radtke, Uwe: *Operation and Planning of Grids with High Levels of Wind Power*, in The World Wind Energy Conference and Exhibition, Berlin: 2.-6. Juli 2002.
- [RehGerd01] Rehfeldt, Knud; Gerdes, Gerhard J.; Schreiber, Matthias: *Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, Teil 1*, Berlin: BMU, 2001.
- [REISI02] Renewable Energy Information System on the Internet (REISI): <http://reisi.iset.uni-kassel.de>
- [Schiffer99] Schiffer, Hans-Wilhelm: *Energiemarkt Deutschland*, Köln: TÜV-Verlag, 1999.
- [Schneider98] Schneider, Lambert: *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken*, Freiburg: Öko-Institut, 1998.
- [SchollKris97] Scholl, Armin; Krispin, Gabriela; Klein, Robert: *Optimieren auf Bäumen: je beschränkter, desto besser* in: c't - magazin für computertechnik 10/97, S. 336..340.
- [Schroeder85] Schroeder, Thomas J.: *Jährliche Kraftwerkseinsatzplanung* in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 11/1985, S. 765..771.
- [SchweReh99] Schwenk, Bärbel; Rehfeldt, Knud (DEWI): *Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland*, Wilhelmshaven: 1999.
- [SonKalt99] Sontow, Jette; Kaltschmitt, Martin: *Kapazitätseffekte einer Windstromerzeugung* in: *Brennstoff Wärme Kraft (BWK)* 11-12/1999 (51), S. 68..73.
- [Sontow00] Sontow, Jette: *Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung*, Stuttgart: IER 2000.

- [STEAG98] STEAG: Strom aus Steinkohle, Berlin: Springer 1998.
- [Stein93] Steinberger-Willms, Robert: *Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze*, Aachen: Shaker, 1993.
- [STN02] Persönliche Auskünfte durch Herrn Papst und Herrn Zajonc bei der STN Atlas Elektronik GmbH, Bremen: 2002.
- [Strauß97] Strauß, Karl: *Kraftwerkstechnik*, Berlin: Springer, 1997.
- [StrEG91] Deutscher Bundestag: Gesetz über die Einspeisung vom Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisegesetz), Bonn: 7.12.90
- [strom02] *AKTIF arbeitet mit an der Zukunft der Windleistungsprognose* in: www.strom-magazin.de 7. Juni 2002.
- [strom02b] *Bayern: Hitze und Fußball steigern Stromverbrauch* in: www.strom-magazin.de, 20. Juni 2002.
- [strom02a] *Sachverständigenrat: 40 Prozent Kohlendioxid-Reduzierung bis 2020 machbar* in: www.strom-magazin.de, 6. Mai 2002.
- [strom02c] *Windrekord bei Schleswig: Jede zweite Kilowattstunde aus Windenergie* in: www.strom-magazin.de, 15. März 2002.
- [Tzschoppe98] Tzschoppe, Jürgen: *Anschlußmöglichkeiten für Windenergieanlagen an Mittelspannungsnetze*, RWTH Aachen: (Dissertation), 1998.
- [UCTE01] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): Lastgangdaten für Deutschland. Persönliche Auskunft via e-mail. www.ucte.org
- [VDEW00] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Kosten für Haushalte 1991 bis 2000 : Stromrechnung sank um 13 Prozent*, Pressemitteilung vom 11. Dezember 2000.
- [VDEW01] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Verbrauch nach Anwendungsarten : Die Hälfte des Stroms für Elektromotoren*, Pressemitteilung vom 15.10.2001.
- [VDEW02] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Die zehn größten Stromversorger : Veränderungen in der Strombranche*, Pressemitteilung 7. Januar 2002.
- [VDEW02a] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Drei-Personen-Musterhaushalt : 44,60 Euro im Monat für Strom*, Pressemitteilung vom 29. April 2002.

- [VDEW02b] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *VDEW-Kundenfokus Gewerbe 2001 : Gewerbebetriebe nutzen Stromwettbewerb*, Pressemitteilung 11. März 2002.
- [VDEW02c] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Leistungsbilanz 2000/2001 - Pressekonferenz 4. März 2002* .
- [VDEW02d] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Leistungsbilanz 2000/2001 : Zahlen und Fakten*, Pressemitteilung vom 5. März 2002.
- [VDEW02e] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Standardlastprofile*. www.strom.de
- [VDEW02f] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Stromproduktion in Deutschland 2001 : Kohle und Uran bei Stromerzeugung vorn*, Pressemitteilung vom 18. März 2002.
- [VDEW02g] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *VDEW-Jahresbericht 2001 : Zahlen und Fakten*, Pressemitteilung vom 28. Mai 2002.
- [VDEW97] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. – VDEW: *Haushaltsstromverbrauch nach Anwendungsarten 1997*. www.strom.de
- [VDN02] Verband der Netzbetreiber (VDN): *Jahresabrechnung 2001 für Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG alt)*, Berlin: 2002. www.vdn-Berlin.de
- [VDN02a] Verband der Netzbetreiber (VDN): *Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber*, Berlin: 2002. www.vdn-Berlin.de
- [VEAG02] VEAG: *Erfahrungsbericht über die Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf die Führung des VEAG-Übertragungsnetzes*, Berlin: Juli 2002.
- [VIK02] Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK): *Statistik der Energiewirtschaft 2000/2001*, Essen: 2002.
- [VVI98] BDI; VIK; VDEW: *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie (VV I)*, 1998.
- [VVIIplus01] Verband der Netzbetreiber (VDN): *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung (VVII plus)*, in www.vdn-berlin.de

- [WaldlGieb00] Waldl, Hans-Peter; Giebel, Gregor: *The Quality of a 48-Hours Wind Power Forecast Using the German and Danish Weather Prediction-Model* in: Wind Power for the 21st Century Special Topic Conference Tagungsband, Kassel: September 2000.
- [Watson99] Watson, S.J.; Giebel, Gregor; Joensen, A.: *The Economic Value of Accurate Wind Power Forecasting to Utilities*, in: EWEC-Tagungsband 1999.
- [Wiese94] Wiese, Andreas: *Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland*, Stuttgart: IER, 1994.
- [WindDK02] Verband der dänischen Windkraftindustrie: www.windpower.dk
- [ZEIT02] Mühlen im Sturm, in Die Zeit 31/2002, (25.07.2002)
- [Ziesing01] Ziesing, Hans-Joachim: *CO₂-Emissionen: Trendwende noch nicht in Sicht* in DIW-Wochenbericht 45/01.
- [Ziesing99] Ziesing, Hans-Joachim: *CO₂-Emissionen in Deutschland: Weiterhin vom Zielpfad entfernt* in DIW-Wochenbericht 6/99.

Lebenslauf

18. Januar 1973 geboren in Offenbach am Main
- 1979-1980 Besuch der Goetheschule (Grundschule) in Offenbach
- 1980-1983 Besuch der Albert-Schweitzer-Schule (Grundschule) in Nidderau-Heldenbergen
- 1983-1992 Besuch der Augustinerschule (Gymnasium) in Friedberg;
Abschluss: Abitur
- 1993-1999 Studium der Physik an der Philipps-Universität Marburg;
Abschluss: Diplom; Titel der Diplomarbeit: *Untersuchung des Einsatzes unabgedeckter Kollektoren zur Vorerwärmung von Frischwasser im Fernwärmenetz Bischkek (Kirgisien)*
- 2000-2002 Stipendiat des *bremer energie instituts*; Anfertigung der Dissertation

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit mit dem Titel:

*Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung
bei hoher Einspeisung von Windenergie*

selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

Bremen, 10. Januar 2003

Marcel Krämer